

# Режим XIX–XXI пластов Новогрозненского нефтяного района

Г. А. Максимович

Свита XIX–XXI пластов чокракско-спириалисовых слоев Новогрозненского района является основным объектом бурения в 1933 году и будет им в течение 1934 года. Поэтому выявление режима составляющих ее пластов представляет значительный интерес. Знание режима позволит правильно разрешить вопрос о системе разработки этих пластов. Вместе с тем подведение итогов по имеющимся материалам об этих пластах позволит наметить данные, сбор которых необходим в ближайшее время для уточнения вопроса о режиме.

Незначительность имеющихся в настоящее время данных заставляет считать эту работу предварительной. Рассмотрение мы будем вести по пластам сверху вниз. При этом будет охарактеризован петрографический состав пласта и приведены имеющиеся данные о нефти, газе, а также давлении и температуре в пластах.

Все это, вместе с кривыми добычи, позволит установить, в значительной степени предварительно, режим XIX–XXI пластов.

Перейдем к рассмотрению данных о пластах по указанной схеме.

## XIX ПЛАСТ.

**ХАРАКТЕРИСТИКА ПЛАСТА.** XIX пласт представляет кварцевый песчаник с глинистыми, прослоями, иногда довольно частыми. Встречаются и углистые пропластки. Пропластки и прослои эти, по данным колонок, залегают часто не параллельно друг другу, разбивая пласт на пакки непостоянной мощности. В пределах колонки можно видеть разделение песчаника глинистыми прослоями на линзообразные участки. В западной части песчаника мелкозернистые. На восток к 20-му участку появляются и среднезернистые разности, которые далее в районе 28-го участка составляют нижнюю часть пласта. Еще восточнее, в районе скв. 1-35, появляются и крупнозернистые разности. Таким образом, крупность зерна растет, по данным образцов с запада на восток. Глинистость, наоборот, в этом направлении убывает.

Эти данные образцов из коронок, указанные по внешнему описанию, подтверждаются в основном изучением их механического состава. Построив профиль с запада на восток по оси антиклинали и нанося результаты анализов механического состава, получаем по диаграмме (фиг. 1) появление фракции 1-й только в скважине 1-35 на востоке, увеличение процента фракции 2-й с 28-го участка, а 3-й с 22-го и уменьшение фракций 4-й, 5-й и 6-й от скв. 72-11 на западе до 32-го участка на востоке.

Подобно механическому составу мощность пласта также непостоянна. Это видно из составления каротажных диаграмм. Их имеется 70.

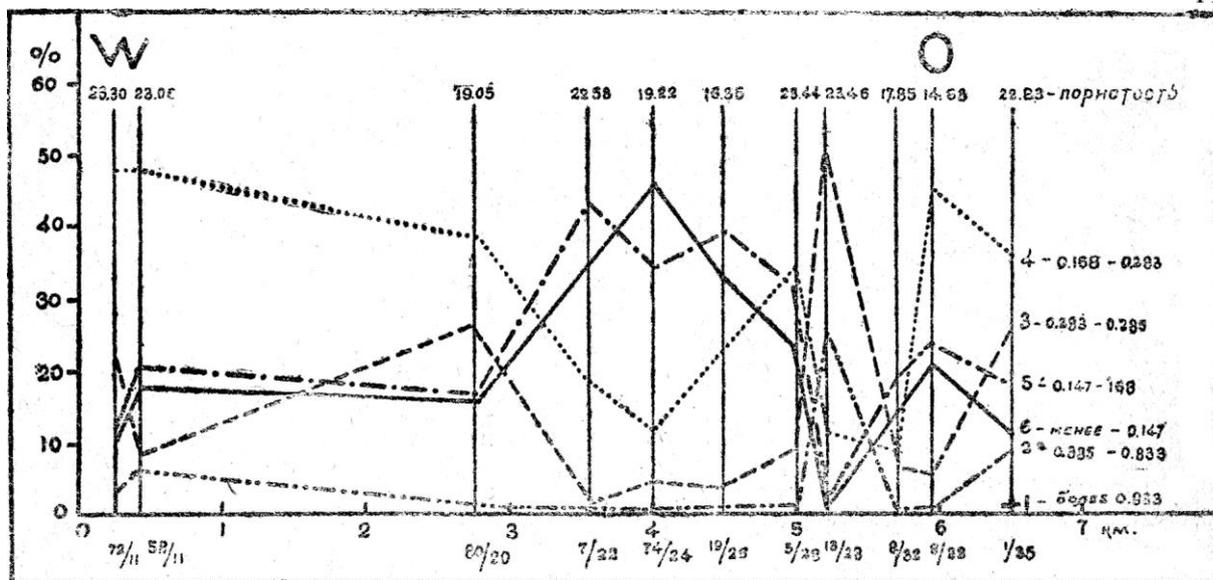
На диаграммах прекрасно отбивается мощный XVI пласт, являющийся в Новогрозненском районе маркирующим горизонтом. Общая мощность XIX пласта, колеблющаяся от 5 до 24 метров, увеличивается с запада на восток. В районе 26-го участка пласт, имевший до этого мощность в 5–10 метров, увеличивает ее за счет глиин между XIX и XX пластами до 15 м и далее до 35-го участка остается сближенным, будучи отделен от XX пласта пропластками глиин в 1,5–2 метра. Диаграммы, а особенно кривая ПС, отражают наличие глинистых пропластков в XIX пласте.

По XIX пласту в 16 скважинах произведено 28 (двойных) определений пористости и 18 анализов механического состава.

Пористость этого пласта ниже, чем у фонтанных XIII и XVI. Максимальная пористость всего 23,46 проц., что для указанных пластов является только средней. Минимальная пористость составляет 10,48 проц. Чистые кварцевые песчаники, по данным колонок и их механических анализов, представляют сравнительную редкость (скв. 13-28). В большинстве случаев в песчанике имеются включения глинистых зерен (скв. 58-11, 72-11, 80-20, 74-24). Это понижает пористость, колеблющуюся для кварцевых песчаников без прослоев от 23,46 до 17,05 проц. и составляющую в среднем из 14 определений 22,33 проц.

Глинистые прослойки, столь обычные для XIX пласта, а также более редкие углистые, снижают общую пористость. Для образцов с прослойками она изменяется от 18,85 до 14,35 проц. и в среднем из 10 определений 16,05 проц. В отдельную категорию нами выделены плотные песчаники. Среди образцов их было четыре. Максимальная пористость для них 16,16 при минимуме 10,48 или в среднем 12,02 процента. Удельный вес пород колеблется от 2,61 до 2,67, составляя в среднем 2,54. Плотность изменяется от 2,01 до 2,39. В среднем она 2,14.

Нанесем имеющиеся данные о пористости на диаграмму (фиг. 1).



Рассматривая диаграмму с запада на восток, имеем в районе 11-го участка, где фракция 2 составляет около 10 проц., пористость несколько более 22 проц. Восточнее, до 28-го участка, где содержание этой фракции составляет от 0 до 0,8 проц., пористость снижается и составляет в среднем менее 20 проц. Максимальная пористость приурочена к 28-му участку, где содержание фракции 2-й также максимально. На 32-м участке наблюдается параллельное убывание пористости и фракции 2-й и далее некоторый рост к 35-му участку. Фракции 5-я, 6-я, наоборот, минимальны на участках с минимальной пористостью и максимальны, где пористость достигает максимума. Комбинация этих фракций и решает в основном вопрос о пористости.

Необходимо учитывать только, что выводы об изменчивости пористости пласта по простиранию носят характер предварительный. По большинству скважин исследованы единичные колонки. Исключением является скв. 13-28, где их отобрано 7. Возможно в пласте чередование пористых и более плотных прослоев по вертикали. Колонки, отобранные в числе 28 на семикилометровом протяжении пласта, и создали впечатление большой изменчивости пористости. Что пористость пласта изменяется по вертикали, указывают анализы колонок скв. 13-28, где мы имеем в кровле пористость 16,5 проц., а в нижней части 11,18, 16,16 и, наконец, 4 коронки с пористостью более 23 проц. **Это явление при эксплуатации должно вызвать, вследствие неодинаковой проницаемости и отдачи, неравномерное передвижение контура нефтеносности по мощности пласта.**

Анализ механического состава изображены на диаграммах (фиг. 2).

Эти кривые можно разбить на несколько типов. К первому относятся образцы из наиболее западных скважин. Они отражают отсутствие крупных зерен и характеризуют мелкозернистый песчаник с глинистыми частицами. Таковы кривые скважин 58-11, 72-11 и 80-20. Следующий тип кривых средней части месторождения указывает на мелкозернистый песчаник с большим содержанием мелких и глинистых частиц. Это кривые скв. 7-22, 74-23, 19-25, 5-28. Один из анализов скважины 5-28 приближается к первому типу.

Наконец, наиболее восточные скважины показывают увеличение крупности зерна при малом содержании мелких и глинистых частиц. Кривые скважины 13-28 сходны с кривыми фонтанных XIII, XVI и XXII пластов Новогрозненского района, меньшую крупность зерна показывают анализы скважины 1-35, а содержание глинистых частиц – 8-22 и 9-32.

На основании анализов механического состава попытаемся определить проницаемость XIX пласта в различных его частях. Для этого приведем необходимые данные о пористости, средней величине зерна, действующей величине зерна и диаметре при 60 проц., а также коэффициенте однородности и суммарной поверхности частиц 1 куб. см., породы, выраженной в кв. см. Проницаемость определим по формулам Лютера, Хазена, Сликтера и Крюгера. Данные эти сведем в таблицу № 1.

Отсутствие опытных данных о проницаемости заставило, прибегнуть к вычислению. Полученные цифры колеблются в широких пределах. Формулы для грунтовых вод не вполне применимы в условиях глубоких нефтяных пластов. Здесь можно будет использовать только данные о соотношениях проницаемости, показывающие увеличение ее в 2–3 раза на востоке по сравнению с западной частью пласта.

**ХАРАКТЕРИСТИКА НЕФТИ.** Нефть XIX пласта, как и большинства пластов района, относится к типу парафинистых. По данным анализов проб из скв. 58-11, 28-14, 17-26 и 1-32 удельный вес ее в среднем 0,844 (0,838–0,853), температура застывания +13 град., вязкость по Зиглеру при 50 град. – 1,30, температура кипения 28–32 град.

**ХАРАКТЕРИСТИКА ГАЗА.** Полных анализов газа XIX пласта не имеется. Ввиду большого однообразия для спириалисовой свиты, приведем анализ газа XXII пласта из скважины 12-14.

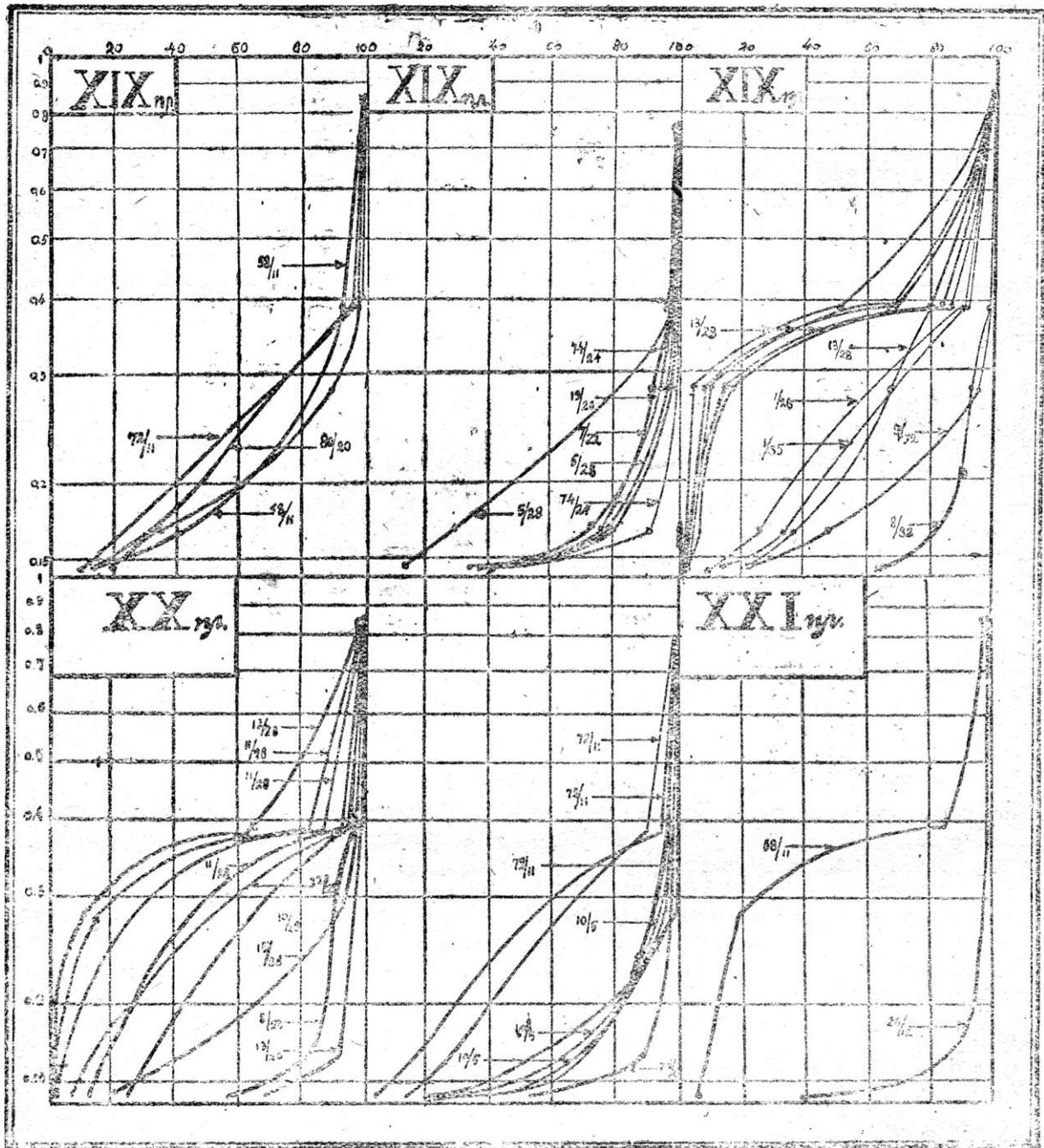


Таблица № 1

Скв.уч.	Пористость в проц. к об'ему	Величина зерна в м. м.			Козф. однородности	Поверхность 1 кв. см. частицы в кв. см.	Проницаемость – протоков в кв. м. в сутки через кв. м. сечения породы						
		Средн.	Действующая	При 60 проц.			По Люгеру	По Хазену при 10 град.	По Слихтеру при 10 град.	По Крюгеру при 18 град.	По Хазену при 100 град.	По Слихтеру при 50 град.	По Крюгеру при 100 град.
72 11	23,3	0,226	0,147	0,25	1,7	244,62	19,5	15,1	1,3	5,53	55,8	13,8	15,9
58 11	22,92	0,226	—	0,197	—	297,00	19,5	—	—	3,75	—	—	10,8
«	3,21	0,157	—	0,19	—	279,20	13,6	—	—	4,25	—	—	12,2
80 20	19,53	0,157	—	0,23	—	282,66	13,6	—	—	3,42	—	—	9,9
7 22	22,53	0,084	—	0,15	—	393,92	7,3	—	—	2,04	—	—	5,9
7 25	17,62	0,084	—	0,152	—	474,84	7,3	—	—	1,15	—	—	3,3
7 25	20,83	0,084	—	0,143	—	476,23	7,3	—	—	1,14	—	—	3,3
19 26	16,35	0,084	—	0,154	—	411,32	7,3	—	—	1,36	—	—	4,3
5 28	23,44	0,226	—	0,22	—	259,6	19,5	—	—	4,91	—	—	14,1
«	15,32	0,084	—	0,15	—	429,23	7,3	—	—	1,17	—	—	3,4
13 28	16,54	0,157	—	0,24	—	298,21	13,6	—	—	2,59	—	—	8,2
«	16,26	0,609	0,305	0,425	1,39	131,92	52,6	55,8	1,2	13,24	206,4	2,85	38,2

«	23,28	0,334	0,285	0,384	1,35	115,52	28,9	73,1	4,8	24,82	270,5	9,52	69,2
«	23,46	0,334	0,295	0,38	1,29	113,75	28,9	78,3	5,2	19,08	289,0	12,37	55,0
«	21,25	0,334	0,225	0,365	1,62	160,94	28,9	35,4	2,3	11,67	130,7	5,48	33,6
«	23,02	0,334	0,245	0,37	1,52	146,25	28,9	42,0	3,6	15,47	157,0	7,58	44,6
8 32	18,35	0,084	–	–	–	517,74	7,3	–	–	0,97	–	–	2,8
9 32	14,64	0,215	–	0,183	–	350,50	18,6	–	–	1,76	–	–	5,1
1 35	22,83	0,277	0,147	0,278	1,89	231,73	23,9	15,1	1,1	6,17	55,8	2,62	17,8
«	22,88	0,558	–	0,25	–	247,73	48,2	–	–	5,36	–	–	15,5

Темп. воздуха	Темп. газа в лаб.	Давлен. в гол. фонт. атм.	Прогноз- дан. В траппе атм.	Проц. возд. в пробе	Проц. CO <sub>2</sub>	ПРОЦ. СОДЕРЖАНИЕ					
						Метан.	Этан.	Пропан.	Изобутан.	Норм. бутан.	Высш. углев.
+4	+15	3	0,95	–	–	47,9	10,4	17,3	10,1	7,2	8,1

**Примечание.** Проба из головки фонтана.

Технические анализы показывают удельный вес газа 0,84–1,33, в зависимости от условий взятия пробы.

**ДАВЛЕНИЕ.** Данные о давлении могут быть получены непосредственно только в той части пласта, где имело место фонтанирование. Фонтан в скважине 1-32, несомненно, принадлежит к XIX пласту. Максимальное давление у устья достигало при закрытой задвижке 18 атм. Это составит, при учете веса столба нефти, 98 атм. на забое скважины. Скважина 4-28, до ее углубления, когда она эксплуатировала XIX пласт, обладала максимальным давлением при закрытой задвижке в 17 атмосфер. Это даёт давление на забое 94 атмосферы. Цифры довольно близкие. По скважине 1-35 давление на забое XIX пласта – 100 атмосфер.

В западной части района замеры уровней жидкости дают следующее:

Скв.-участок	58-11	58-17	23-20	17-26	Примечание
Уровень нефти от устья скв.	266	439	218	150	В скважине 58-17 имеется столб воды
Высота столба нефти	624	451	752	789	
Уровень нефти над уровнем моря	-30	-174	+150	+121	
Давление атм.	52,8	40,8	63,5	66,4	

Конечно, единичные замеры недостаточны для получения полной картины давления. Однако, они прекрасно иллюстрируют падение давления от 100 атм. в скв. 1-35 на востоке до 52,8 атм. в скв. 58-11 на западе.

**ТЕМПЕРАТУРА.** Замеры температуры в пласте на забое скважин не производились. Имеются лишь данные о температуре нефти у устья скважин. Систематические замеры имеются с 1 янв. 1932 г., когда скв. 1-32 уже прекратила фонтанирование. По этому мы воспользуемся замерами температуры нефти у устья скважины 4-28. Зависимость температуры от дебита иллюстрируется следующей табличкой:

Суточн. дебит тонн	800	720	270	200	120	75	65
Температура нефти	97–95	95–93	91–90	90–86	87–80	77–70	57–51

Максимальная температура составляла 97 град. В зависимости от скорости прохождения нефтью пути забоя скважины до устья, определяемой дебитом, она в она в разной мере охлаждалась. Несомненно, что температура в пласте превышает 100 град.

**СРЕДНИЙ СУТОЧНЫЙ ДЕБИТ.** Как максимум, он достигал около 70 тонн в 1930 и 1931 гг. Однако, по отдельным скважинам он значительно ниже и достигал такой величины только благодаря фонтанированию скв. 1-32. Приведем данные о начальном и среднесуточном дебите по скважинам с запада на восток:

Скв.-уч.	58-11	28-14	23-20	64-20	12-26	17-26	4-28	Скв. 1-32 изм. доб. п.-м.					23-24	Мак-си-мум	Примечание
								1-2	2-8	9-18	18-20	21-23			
Нач. сут. деб. тон.	20	31	30	30	10 <sup>2)</sup>	35	45	10	50	100	85	250	80	256	1) Скв. углублена на XX пласт и эксплуатирует XIX–XX пл. совместно. 2) Скважина возвращена для эксплуатации XIX пласта с XXII в исправлении, не характерна
Соврем. ср. сут. дебит.	16,5	19,5	30	–	–	–	62 <sup>1)</sup>	–	–	–	–	–	–	–	
Длитель. экспл. в месяц. на 1 1-1933 г.	12	27	8	4	0,5	5	26	2	6	10	2	2	2	24	

Таким образом, XIX пласт представляется на большей части своей площади обладающим устойчивой

механизированной добычей, с начальным суточным дебитом в 30–35 тонн. Дебит, по имеющимся немногочисленным скважинам, возрастает с запада на восток, где пласт обладает фонтанным проявлением (скв. 4-28 100 дней). В скважине 1-32 вначале фонтанировал, видимо, собственно XIX пласт. На девятом месяце скважина увеличила дебит. Видимо, дебит собственно XIX пласта на востоке не превышает 50–60, максимум 100 тонн. Это согласуется и с данными скв. 1-35.

**ГАЗОВЫЙ ФАКТОР.** Из скважин пласта мы обладаем замерами газового фактора по скв. 37-13, 58-17, 23-20 и 1-32. Он составляет 15–25 куб. мт. на тонну, а для восточной части даже 5 куб. мт. на тонну. Необходимо отметить здесь получение фонтанных явлений с давлением 1–2 атмосферы в скв. 28-14. Попытки эксплуатировать скважину, как фонтан, не увенчались успехом. Кроме того, в скважине 48-14, эксплуатирующей XIX–XXI пласты, вначале наблюдалось фонтанирование через насос. В затрубном пространстве между насосом и водозакрывающей колонной скопился газ с давлением до 9,5 атмосферы. Газ легко спускался через пробный краник, но после закрытия давление быстро восстанавливалось.

Данные о замерах газа по скважинам приведены в таблице № 2.

Таблица № 2

Скв.-уч.	Дата взятия пробы	Температура			Место замера	Удельн. вес газа	Содерж. проц.		Сут. кол. газа куб. м.	Доб. нефти	Газов. фактор	Примечание
		Воздух	Газа	Нефти			CO <sub>2</sub>	Воздуха				
37-13	21-III-33	15	15	19	Мерник	1,04	0,4	80,1	144,6	6,48	21,68	XIX-XXI пл.
			18		Затр. пр.	0,84	1,4	1,0				
48-14	13-IV-33	13	15	17	Мерник	1,36	1,0	55,2	206,2	8,07	25,45	XIX-XXI пл.
					Затр. пр.	1,17	1,2	1,0				
48-14	23-IV-33	26	37	28	Мерник	1,038	–	52,4	402,5	8,00	52,90	XIX-XXI пл.
			22		Затр. пр.	1,137	1,4	0,5				
58-17	26-IV-33	22	31	24	Мерник	1,051	0,2	68,5	17-19	11,08	15,0	Линия запарфинена
23-20	23-IV-33	20	42	–	Колон.	1,335	1,4	1,0	447,8	28,8		С вод. и грязью
			43	54	Мерник	1,142	0,6	64,7				
			22	–	Затр. пр.	0,941	1,2	–				
1-32	2-VI-30		31		–	1,20	–	–	481	100	4,01	Сред. 4,58
1-32	3-VI-30		37	–	–	1,20	–	–	487	100	4,87	
1-32	4-VI-30		37	–	–	1,20	–	–	327	100	3,27	
1-32	5-VI-30		31	–	–	1,20	–	–	311	100	3,01	
1-32	7-VI-30		31	–	–	1,18	–	–	696	100	6,96	

Отбрасывая недостоверные замеры по скв. 48-14 и 58-17, получаем падение газового фактора с 25–20 куб. мт. на тонну, в районе 13-го и 14-го участков до 15 в районе 20-го и 5-го на востоке в скв. 1-32. Это уменьшение газового фактора с запада на восток, с параллельным ростом температуры и давления, подмечено и для других пластов Новогрозненского района.

**РЕЖИМ ПЛАСТА.** Приведенные ранее данные показывают, что газовый (фактор составляет для XIX пласта всего 15–25, а на востоке даже 5 куб. мт. на тонну нефти. Температура в пласте, по данным восточных скважин, более 100 град. Давление – 94–100 атмосфер. В скважине 58-11 оно – 53 атм. При приведенном ранее составе газа с содержанием в 47 проц. метана, беря растворимость газа при 45 град, в среднем при давлении в 1 атм., в 1,6 куб. мт.<sup>1)</sup> и, делая поправку на повышение температуры, имеем в XIX пласте при 100 град, и максимальном газовом факторе в 25 полное растворение газа в нефти при  $(25:1,36)+1=19,4$  атм. Рассчитывая по метану, наименее растворимому, для которого растворимость равна 0,5, получим при газовом факторе в 25 давление, при котором газ будет растворен  $(25 \times 0,52):0,5=26$  атмосфер.

Давление, определенное по уровням, как минимум, равно 40,8 атм., и то в сомнительном замере, а для большинства скважин более 53 атмосфер или вдвое больше. Следовательно, газ в XIX пласте при существующей температуре и давлении растворен и выделяется в столбе жидкости в скважине. Расчеты произведены для максимального газового фактора 25, тогда как на востоке он падает до 5. Таким образом, возможность наличия в пласте капиллярно-газового режима исключена.

Обратимся теперь к кривым добычи скважин. Более двух лет эксплуатировались с XIX пласта скважины 28-11, 4-28 и 1-32. Остальные дают добычу менее года.

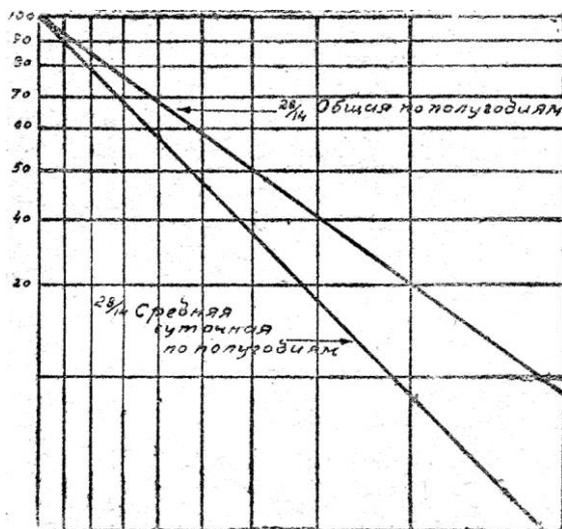
Добыча скважины 28-14 по полугодиям, как общая, так и среднесуточная, показывает падение. Степень изменения кривой общей и среднесуточной производительности по полугодиям дает в логарифмическом масштабе на диаграмме отношение 1:1, характерное для волюметрического режима (фиг. 3).

<sup>1</sup> Танасевич М. Г. К вопросу о режиме фонтанов Новогрозненского района, Мат. Ком. Акад. Губкина по Новогрознен. р-ну, 1932 г., стр. 51–70.

Посуточное изменение добычи, за время фонтанирования скв. 1-32 показывает стабильную добычу при одинаковом открытии задвижки. По мере приближения контура нефтеносности, растет загрязнение и падает давление. Добыча скважины 4-28 во время эксплуатации XIX пласта оставалась стабильной как во время фонтанирования, так и при эксплуатации насосом в течение двух лет.

Данные этих двух скважин, а также ничтожный газовый фактор, заставляют считать для восточной части XIX пласта наличие гидравлического режима. Малое количество данных не позволяет считать вопрос о режиме XIX пласта решенным. Несомненно невозможность в существующих условиях капиллярно-газового режима.

Фиг. 3



Для западной части района, по данным скважины 28-14, намечается волюметрический режим. Для восточной части режим, по крайней мере в начале эксплуатации пласта, был гидравлическим. О современном режиме трудно с полной достоверностью судить, ввиду совместной эксплуатации XIX–XX пластов в восьми скважинах. Возможно, что в связи с возросшим отбором жидкости, превышающим ее приток, он также в настоящее время волюметрический.

Подтверждением наличия основной движущей силы в виде воды является продвижение контура нефтеносности от скважины 1-35 к скважине 1-32. В остальной, более западной части района, краевая вода еще не получена. Объясняется это тем обстоятельством, что по имеющимся данным первоначальный контур проходит на изогипсе – 725 метров кровли XVI пласта, тогда как наиболее удаленная от оси скважина расположена на изогипсе – 576 метров.

## XX ПЛАСТ.

**ХАРАКТЕРИСТИКА ПЛАСТА.** XX пласт представляет кварцевый песчаник с глинистыми прослоями, иногда весьма частыми. Прослойки глины, от тонких пропласточков в несколько мм до пропластков в долях метра, и даже в метр и более, разделяют пласт на несколько частей. В колонках часто можно наблюдать косвенную слоистость. Крупность зерна меняется по оси складки. В основном это мелкозернистые пески. Среднезернистые разности имеются на западе в районе 11-го участка (скв. 72-11, 55-11) и после перерыва на восток в районе 26-го и 28-го участков. Глинистость, убывая с запада к 11-му участку, далее на восток растет и вновь убывает на востоке в районе 26-го и 28-го участков.

Мощность пласта непостоянна. Сопоставление кароттажей и разрезов скважины, числом более 50, показывает мощность порядка 27 м в районе 8-го участка, уменьшение ее до 11 м в районе 11-го участка и даже 5–6 метров на 16–17-м участках и вновь рост до 20–30 в районе 26-го участка. На 28-м участке XX пласт сближен с увеличивающимся в мощности XIX и отделен от него 1,5–2–4-метровым прослоем глины,

Далее на востоке в скв. 1-35 за контуром нефтеносности они сливаются.

По XX пласту произведено в 19 скважинах исследование 31 образца, (колонки). Всего имеется 29 определений пористости, 24 определения плотности и удельного веса, 10 определений содержания нефти и воды и 16 анализов механического состава. Пористость колеблется от 25,54 до 12,58 проц. Как и для XIX пласта, чистые кварцевые песчаники в исследованных колонках редки. Большинство содержит глинистые пропластки или является глинистыми песчаниками.

Для чистых и слабо глинистых песчаников или имеющих редкие прослойки глины пористость колеблется от 25,54 до 19,58 проц. В среднем она по 19 определениям – 21,81 проц.

Пористость сильно глинистых или прорезанных частыми глинистыми прослоями песчаников изменяется от 19,75 до 12,63 или в среднем из 9 образцов – 16,55 проц.

Особо выделен весьма плотный образец с 9,20 проц. пористости.

В среднем по пласту по данным всех определений имеем пористость 19,42 проц. Удельный вес изменяется от 2,74 до 2,59, при среднем 2,64, а плотность от 2,42 до 2,02. при средней 2,12.

Содержание нефти в колонках, по данным исследования, более значительно, чем для других пластов, и доходит до 80,64 проц. Но наряду с этим имеются такие цифры, как 0,88 и 17,94. Все образцы были взяты в контуре нефтеносности. Малое содержание нефти вызвано вымыванием из коронок.

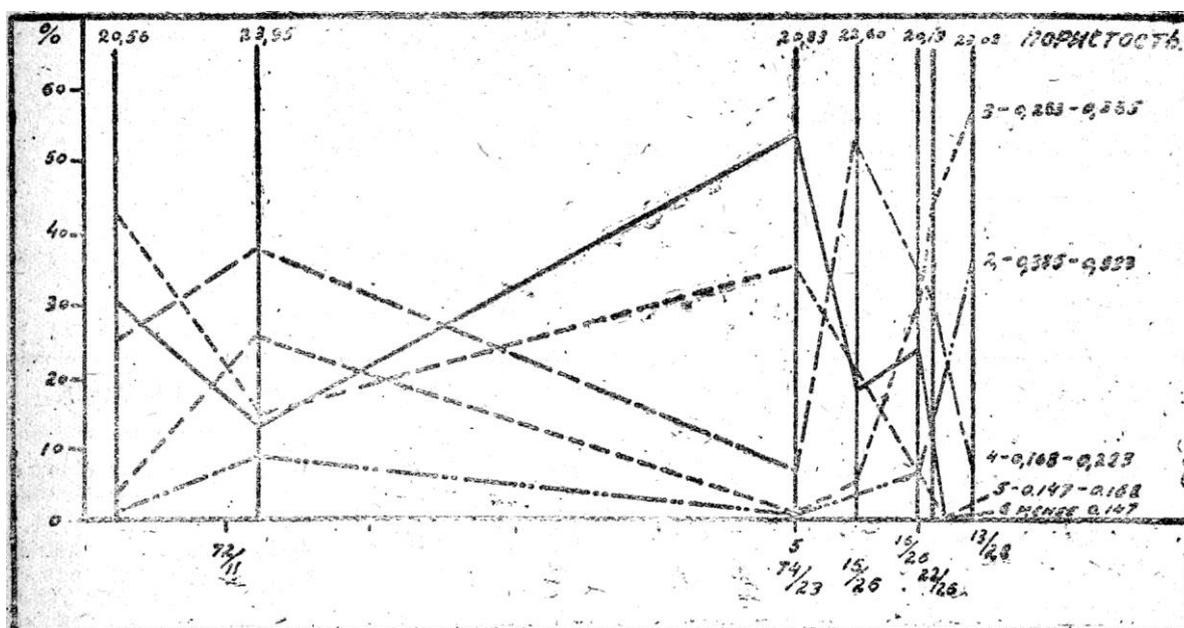
Анализ механического состава изображены на диаграммах (фиг. 2). Кривые скважины 5-10 указывают на мелкозернистый глинистый песчаник. В скважине 72-11 появляются зерна средней величины и глинистость снижается. Образец из скважины 74-23 (7-25) указывает на весьма большую глинистость. Во второй части диаграммы, за исключением кривых скважин 8-32 и 13-26, представляющих анализ песчаника с частыми прослойками глины и естественно показывающих мелкозернистый, сильно глинистый песчаник типа XV и XVI-альфа пластов, для остальных скважин имели кривые, сходные с фонтанными XIII, XVI и XXII пластами.

Большее число средних зерен показывают скв. 13-28 и 11-28. Промежуточное положение занимают скважины 16-26 и 22-26. Крупность зерна меньше и глинистость несколько выше, чем в предыдущих двух скважинах.

Рассмотрим изменение пористости и механического состава пласта, по данным анализов, по простиранью.

Для этого построим профиль с запада на восток по оси антиклинали и нанесем результаты анализов механического состава и пористости (фиг. 4). Данные диаграммы подтверждают приведенное выше по просмотрам колонок изменение механического состава, крупности зерна и глинистости.

Наиболее крупные фракции – 2-я и 3-я – имеют некоторый рост от 5-го участка к 11-му (скв. 72-11) и затем уменьшаются до 23-го участка (74-23), где вновь растут к 28-му участку. Параллельные изменения претерпевает пористость, максимальная в точках максимального содержания фракций 2-й и 3-й.



Мелкие и глинистые частицы (фракции 5-я и 6-я), наоборот, убывают к 11-му участку, максимальные между 11-м и 23-м участками и резко уменьшаются к 26–28-му участкам. Таким образом, в местах максимальной мощности XX пласта на западе и на востоке он наименее глинист, обладает наиболее крупными зернами и, как следствие, наиболее порист. Эти участки, естественно, должны показать максимальные омические сопротивления и быть наиболее продуктивными.

Ввиду отсутствия опытных данных о проницаемости пласта, определим его по анализам механического состава. Применим для этого формулы Лютера, Хазена, Сликтера и Крюгера.

### XX ПЛАСТ

Таблица № 3

№№ скв.	Порист. в проц. к об'ему	Величина зерен в мм.			Коэфф. однородн.	Поверхн. 1 кв. см. частиц в кв. см.	Проницаемость – приток в кв. см в сутки через кв. м. сечения породы						
		Средняя	При 60 проц.	Действ. п 10 проц.			По Лютеру	По Хозену при 10 град.	По Смик-теру при 10 град.	По Крюгеру при 18 град.	По Хозену при 100 град.	По Сликтеру при 50 град.	По Крюгеру при 100 град.
10-5	20,80	0,157	0,160	–	–	346,75	13,6	–	–	2,52	–	–	11,56
10-5	21,20	0,084	0,153	–	–	376,01	7,3	–	–	2,14	–	–	9,83
10-5	19,58	0,215	0,156	–	–	316,39	18,6	–	–	2,40	–	–	11,02
72-11	25,54	0,157	0,174	–	–	304,86	13,6	–	–	4,03	–	–	18,51
72-11	22,14	0,277	0,262	–	–	250,80	23,9	–	–	5,04	–	–	23,15
72-11	24,06	0,277	0,294	0,150	1,96	206,75	23,9	20,25	1,49	8,08	74,9	3,55	37,11
74-23	20,83	0,084	0,145	–	–	476,24	7,3	–	–	1,33	–	–	5,18
13-26	–	0,084	–	–	–	–	7,3	–	–	–	–	–	–
15-26	–	0,226	0,193	–	–	–	19,5	–	–	–	–	–	–
16-26	20,19	0,500	0,205	–	–	300,62	43,20	–	–	3,19	–	–	14,66
22-20	16,86	–	0,304	1,147	2,07	229,34	–	12,96	0,27	4,65	4,79	0,64	21,35
11-28	18,18	0,334	0,325	–	–	238,15	28,9	–	–	4,57	–	–	21,00
11-26	22,72	0,334	0,374	0,240	1,56	144,99	28,9	40,32	3,43	15,75	149,2	8,16	72,30
11-28	22,34	0,334	0,365	0,200	1,82	162,92	28,9	28,00	2,11	11,96	103,6	5,02	54,30

**НЕФТЬ.** Нефть XX пласта, как и для большинства пластов района, относится к типу парафинистых. По



Дата встп. в эксплуатац.	IX–32 г.	II–31 г.	I–32 г.	XII–32 г.	VII–32 г.	III–32	I–32	XI–32 г.
Начал. сут. деб. в т.	350	1370	640	400	640	400	700	300
Соврем. ср. сут. деб. т.	146	147	25	147	5	40	40	150
Число мес. эксплуатац.	9	28	12	6	14	14	17	7
Скв.-уч.	9-32	3-32	4-32	1-33	ПРИМЕЧАНИЕ			
Дата вступ. в экспл.	III–33 г.	X–30 г.	XII–30 г.	I–1929 г.	1) Выбыла с XX пласта и возвращена для эксплуатации XVI пласта.			
Нач. сут. деб. в т.	50	1200	500	200	2) Скважины только вступила в эксплуатацию.			
Соврем. сут. деб. т.	–	40	10	10	Не характерно,			
Число мес. эксплуат.	3	32	30	49	3) В мае 265 тонн.			
					4) В мае 200 тонн.			

Таким образом, по начальной суточной намечается две резко разграниченных части пласта: западная до 43-го участка включительно, о начальной суточной добычей в 20–30 тонн, и восточная – с начальной суточной добычей свыше 1000 тонн в первых скважинах и до 100 тонн в пробуренных в 1933 году. В западной части повышенную добычу показывают скважина 21-8а, в настоящее время 72-11. Среднесуточный дебит на западе составляет 15–20 тонн, а на востоке от 10 тонн в контурных скважинах до 150 тонн максимум.

**ГАЗОВЫЙ ФАКТОР.** Замер газового фактора XX пласта произведен в скважинах 33-14, 7-21, а также 48-14, эксплуатирующей XIX–XXI пласты совместно.

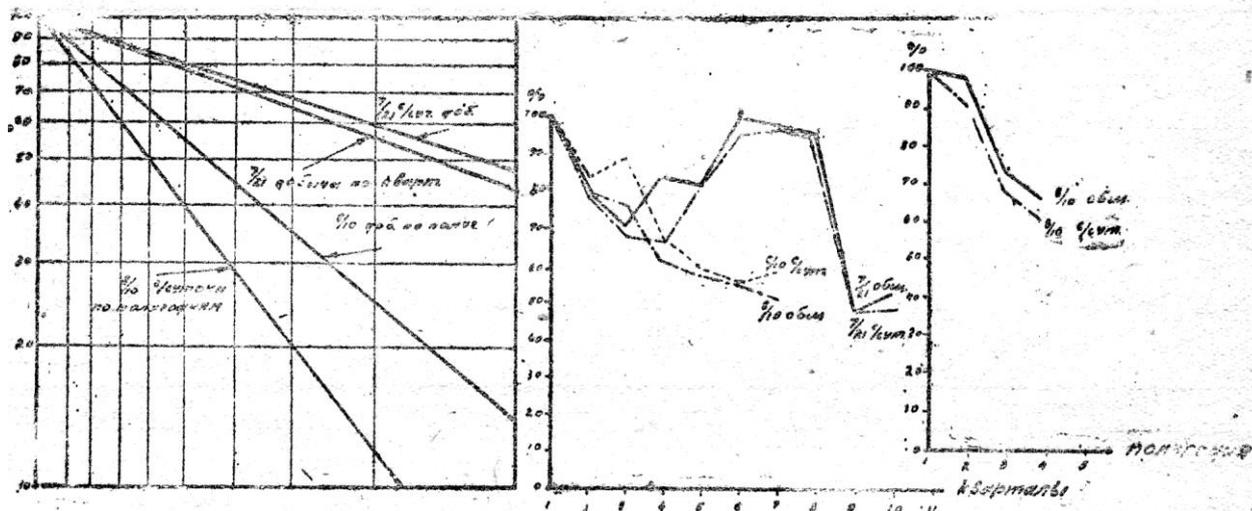
Данные замеров приведены в таблице:

Скв.-уч.	Дата взятия пробы	Температура			Место замера	Уд. вес газа	Содер. CO <sub>2</sub> проц.	Содер. воздуха в проц.	Сут. колич. газа кб. м.	Добыча нефти т.	Газов, фактор кб. м.-т.	Примечание
		Воздуха	Газа	Нефти								
48-14	13-IV–33	13	15	17	Мерник	1,36	1,0	55,2	206,2	8,07	25,45	XIX+XXI пласты
					Затруб.	1,17	1,2	1,0				
48-14	23-IV–33	26	37	28	Мерник	1,038	–	52,4	402,5	8,00	52,90	
			22		Затруб.	1,137	1,4	0,5				
33-11	25-IV–33	37	42	25	Мерник	1,229	1,2	48,6	482	10,2	48,2	
			28		Затруб.	0,969	–	–				
7-21	20-IV–33	20	25	26	Мерник	1,167	–	57,1	513,8	14,4	35,61	
					Затруб.	1,048	–	–				

Газовый фактор невелик: колеблется в пределах 25–36 кб. м тонн. При этом приведенные единично замеры не вполне достоверны. К сожалению, других в настоящее время не имеется.

**РЕЖИМ ПЛАСТА.** Пласт, по совокупности петрографических особенностей в виде пористости и мощности, а как следствие, и производительности, может быть разделен на две резко обособленных части. Западную – от 8-го участка до 23-го включительно и восточную – от 25-го до 33-го участка.

В западной части, характеризующейся, за исключением отдельных участков (скв. 21-8), механизированной добычей, сравнительно длительным сроком эксплуатации обладают скважины 7-21 и 8-10. Первая эксплуатируется 38 месяцев, а вторая 27. Процентное изменение добычи их по кварталам и полугодиям показывает пологое падение, характерное для волюметрического режима. В логарифмическом масштабе мы имеем для скв. 8-10 уклон близкий к 1:1, а для скв. 7-21 даже менее единицы (фиг. 5). Все это говорит о наличии волюметрического режима. Отсутствие кривой давления не позволяет эти данные проконтролировать. Поэтому мы прибегаем, как и в XIX пласте, к подсчету давления, при котором газ будет растворен. При газовом факторе в 35 кб. м-т, что явно преувеличено, и растворимости газа при 100 град, в 1,36 на атмосферу, газ будет растворен при давлении  $(35:1,36)+1=26,8$  атмосфер.



Температура, взятая для растворимости, судя по газовому фактору, несомненно преувеличена. По данным уровней давление в пласте 47–66 атмосфер. Таким образом, для западной, механизированной части XX пласта, где контур нефтеносности еще не определен, как по характеру падения кривых производительности в логарифмическом и обычном масштабах, так и по расчету по газовому фактору, имеем волюметрический режим. Газ выделяется из нефти не в пласте, а уже в самой скважине, облегчая этим столб жидкости.

Для восточной части решение вопроса о режиме гораздо проще. По данным скважин могут быть установлены первоначальный и современный контуры и продвижение. Следовательно, имеет место гидравлический либо волюметрический режимы. Отсутствие систематических замеров максимальных давлений не позволяет решить этот вопрос окончательно на основе двух кривых – скорости и давления.

Вопрос усложняется еще тем, что часть скважин эксплуатирует XIX–XX пласты совместно.

Повидимому, вначале, когда число скважин было невелико, имел место гидравлический режим, который, с увеличением числа скважин и отбора жидкости, был переведен и волюметрический.

## XXI ПЛАСТ.

**ХАРАКТЕРИСТИКА ПЛАСТА.** По этому пласту, наиболее нижнему из свиты, имеется менее всего данных. Вскрыт он всего в 30–85 скважинах, часть из которых не прошла его на полную мощность.

Как два вышележащие, XXI пласт представляет мелкозернистый кварцевый песчаник, часто глинистый с глинистыми прослойками различной частоты. Крупнозернистые разности появляются в пласте только в скв. 1–35.

Мощность пласта, в противоположность предыдущим, довольно постоянна. Изменяется она в пределах от 10 до 15 метров и составляет в среднем около 12 метров.

Песчаная часть пласта, по данным каротта жа. составляет от 7 до 13 метров.

По этому пласту имеется исследование всего 12-ти колонок из 10 скважин.

Пористость, по имеющимся данным, изменяется от 21,32 до 7,83 проц. Пористость чистых песчаников, мелкозернистых, за исключением скв. 1–35, изменяясь от 21,32 до 19,31 проц., составляет в среднем из шести определений 19,98 проц.

Для песчаников с прослойками глины имеем пределы 17,61–10,61 проц. или в среднем 31,32 проц., при четырех определениях. Плотные прослои песчаника, выделенные особо, дают от 9,01 и 7,83 или в среднем 8,42 проц. пористости.

Колебания удельного веса 2,59–2,65. Плотность изменяется от 2,08 до 2,81.

Два анализа механического состава показывают мелкозернистый, слабо глинистый песчаник в скв. 58–11, а диаграмма анализа скв. 26–12 указывает на мелкозернистый глинистый песчаник (фиг. 2). Как видно из этого материала, данные о механическом составе XXI пласта весьма скудны. Число колонок, для изучения вновь вступающего в эксплуатацию пласта более чем недостаточно. Имеющиеся материалы говорят о его меньшей пористости. Петрографический состав его, несмотря на выдержанность по простиранию, значительно менее благоприятен в смысле нефтеносности. Проницаемость вычислена по двум анализам механического состава для западной части пласта.

Скв.-уч.	Порист. в проц. к об'ему	Величина зерен в мм.			Коэф. одпор. пласта	Поверхность 1 кв. см. частиц в кв. см.	Проницаемость – приток в кв. м. в сутки через кв. м. сечен. пор.			
		Сред.	Действ. вущ.	При 60 проц.			По Люгеру	По Хазену, при 10 град.	По Слихтеру при 10 град.	По Крюгеру при 18 град.
58-11	19,32	0,334	0,180	0,374	2,08	185,34	28,9	19,4	1,08	7,96
29-12	14,79	0,157	–	0,147	–	460,12	13,6	–	–	1,02

**НЕФТЬ** XXI пласта мало чем отличается от предыдущих двух пластов. Та же – парафиновая, удельным весом 0,844.

**ГАЗ.** Отсутствие анализов, кроме приведенного для XXII пласта, заставляет воспользоваться им и для XXI пласта. Как указывалось, газы спириалисовой свиты близки по своему составу.

**ДАВЛЕНИЕ.** В восточной части района фонтанировала лишь скважина 5-28. Максимальное давление в ней при закрытой задвижке составляло 14 атмосфер, что дает на забое давление в 92 атмосферы.

По остальной части района имеющиеся замеры уровня показали следующее:

Скважина - участок	77-11	36-13	33-14	46-14	11-16	41-17	57-20
Уров. нефти от устья скважины	370	354	224	320	278	290 (438)	423
Уровень воды от устья скважины	–	540	–	680	498	–	486
Высота столба нефти	455	448	598	675	722	615	632
Уровень нефти над уровнем моря	-147	-114	-122	-76	-24	-83	-30
Давление на забой атмосфер	38,4	43,1	50,6	66,5	69,9	52,0	52,1

При посчете давлений учитывался столб воды в скважинах. Скважина 13-16, при вступлении в эксплуатацию 29-III–1931 года, в течение суток фонтанировала с давлением в 1–1,5 атмосферы. Сква. 33-14 при растартовании дала фонтан, а при сдаче в эксплуатацию не переливала. Скваж. 48-14, эксплуатирующая XIX–XXI пласты, переливала в начале эксплуатации.

Сопоставление данных об уровнях и максимальном давлении дает убывание давления от 92 атмосфер в скв. 5-28 на востоке до 38,4 атм. в скв. 77-11 на западе.

Это общее явление для всей свиты.

**ТЕМПЕРАТУРА.** Замеров температуры, как и в предыдущих двух пластах, не имеется. Скважина 5-28 прекратила фонтанирование до начала систематических замеров температуры.

По аналогии с XIX–XX с пластами, примем ее в 100 град.

**СРЕДНЕ-СУТОЧНЫЙ ДЕБИТ.** Средне-суточный дебит XXI пласта, ниже двух вышележащих. Этого и следовало ожидать, судя по петрографическому составу его. Данные по отдельным скважинам показывают следующее:

Сква.-уч,	77-11	36-13	83-14	46-14	48-14	11-16	13-16	41-17	57-20	5-28
Начальн. сут. деб. т.	20	13	15	18	10	82,0	35	23,0	14,2	100
Совр. ср. сут. деб.	14,8	6,9	9,8	12,8	5,6	31,4	11,6	9,4	9,4	14,6
Длит. эксп. в м-цах на I–VII-33 г	7	7	13	17	19	47	26	4,5	5	42

Начиная с запада, до 23-го участка, начальный средний суточный дебит составляет 13–23 тонны. Исключением является район 16-го участка на северном крыле, с его повышенной добычей в 35–80 тонн. Мощность пласта здесь несколько выше. Видимо и петрографический состав более благоприятен. На востоке единственная скважина 5-28 имела начальный суточный дебит в 100 тонн.

В настоящее время средне-суточная добыча невелика – 7–15 тонн, повышаясь более 20 тонн на 16-м и 28-м участках.

**ГАЗОВЫЙ ФАКТОР.** Определение газового фактора производилось всего в трех скважинах: 48-14, 13-16 и 41-17.

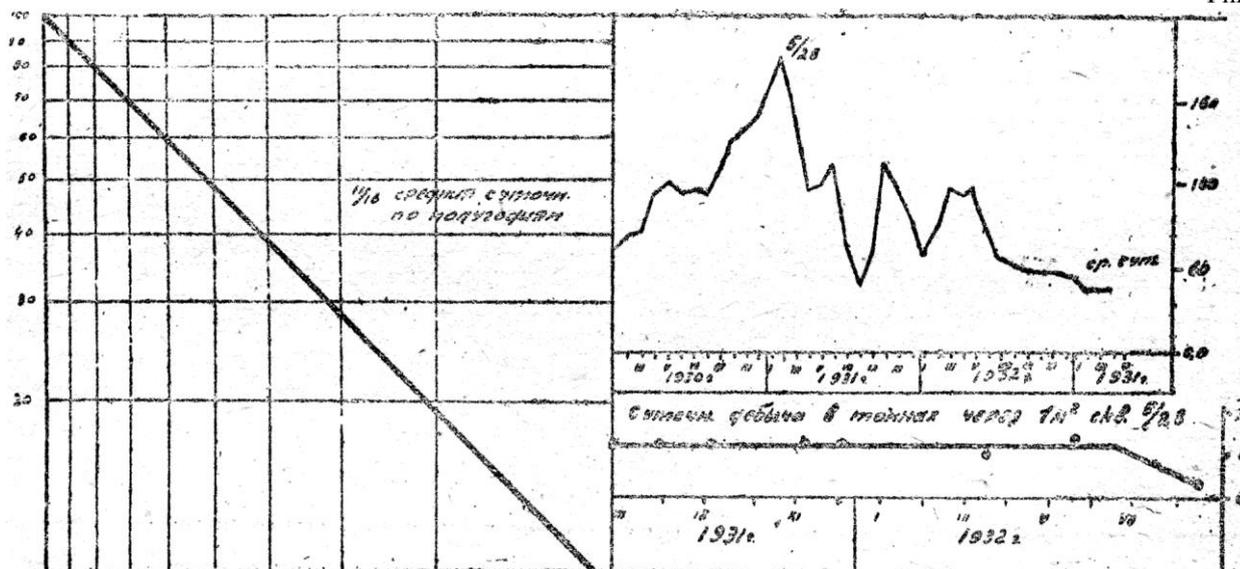
Ниже приведены эти данные.

Сква.-уч.	Дата взятия проб.	Температура			Место замера	Удол. нес газа	Содержан. в проц.		Суточн колич. газа кб. м.	Добыча нефти тонн	Газовый фактор	Примечание
		Воз-духа	Газа	Неф-ти			CO <sub>2</sub>	Воз-духа				
			15		Мерник	1,36	1,0	55,2				
48-14	13-IV–33	13	19	17	Затр.	1,169	1,2	1,0	206,2	8,07	25,45	XIX–XXI пласты
			22	–	Затр. колон	1,137	1,4	0,5		5,57	44,62	
48-14	23-IV–33	26	37	23	Мерник							
			17	–	Затр.	1,038	–	52,4	402,6	7,56	52,9	
					Колон.	1,103	1,8	1,0				
13-16	27-IV–33	17	17	22	Мерн.	1,028	0,4	74,7	252,3			
			26	–	колон.	1,09	1,2	1,0				Нет харак-
41-17	22-IV–33	26	29	21	Мерн.	1,01	0,6	72,4	1474,5	3,6	369,7	терен

При этом, помимо скважины 48-14, эксплуатирующей три пласта, имеющиеся данные по другим двум скважинам недостоверны. Газовый фактор вряд ли, учитывая имеющиеся у нас о нем данные по всему району, превышает 25–35 кб. м-т. Эти данные мы и примем для дальнейшего.

**РЕЖИМ ПЛАСТА.** По XXI пласту продолжительной эксплуатацией характеризуется всего две скважины – 11-16 и 5-28.

Первая относится к западной части пласта. Процентное изменение добычи в логарифмическом масштабе дает уклон 1:1, характерный для волнометрического режима (фиг. 6).



Газовый фактор, при учете давления на забой в 63,9 атм., недостаточен, чтобы газ был движущей силой. Газ, как и в западной части XIX–XX пластов растворен. В восточной части района имеется единственная скважина 5-28. Приведение суточной добычи к 1 кв. см. сечения задвижки показывает, по данным замеренных дебитов, стабильную добычу до середины 1932 года, а затем некоторое падение. Новых скважин на XXI пласт в этом районе же вступало. Таким образом, никаких видимых причин для перехода режима из гидравлического в волюметрический не было. Средне-суточный дебит имел свой максимум в начале 1931 года. Единственное объяснение – это связь с XX пластом. Вода в скважине 5-28 закрыта несколько высоко и скважина, помимо собственно XXI пласта, эксплуатирует, по видимому, и нижнюю часть XX пласта. Проверить указанное предположение можно будет после проведения других скважин в этом районе.

Таким образом, по тем предварительным данным, которые дают нам две скважины, эксплуатирующиеся более двух лет, XXI пласт также обладает волюметрическим режимом.

При этом необходимо иметь в виду, что в скв. 5-28 не исключена возможность некоторого участия в добыче притоков с XXI пласта.

### ВЫВОДЫ.

Имеющиеся в нашем распоряжении данные позволяют установить для свиты XIX–XXI пластов Нового района, для западной части, волюметрический режим. Данные эти подтверждаются расчетом по уровням и газовому фактору. Необходимо их, однако, покрывать систематическими наблюдениями, которые до сих пор отсутствовали.

Для восточной части XIX и XX пластов продвижение контура нефтеносности указывает на невозможность капиллярного режима. Имеющиеся данные не позволяют решить, какой из двух режимов, где движущей силой является вода, имеет место: гидравлический или волюметрический. Дело осложняется совместной эксплуатацией этих пластов. Имеющиеся данные заставляют предполагать для XX пласта вначале гидравлический режим, а затем, с ростом отбора жидкости, перевод его в волюметрический. Та же картина вырисовывается, но еще менее четко, и для XIX пласта. Вопрос о XXI пласте, где это явление также наблюдается, остается открытым, ввиду наличия данных о совместной эксплуатации в скв. 5-28 XX и XXI пластов.

При этом для пластов свиты намечается ряд закономерностей.

XIX и XX пласты изменяются по простиранию. Причем для них имеем несколько повышенную мощность на западе в районе 8-го и 11-го участков, убывание ее на восток и вновь рост с 25–26-го участков к 35-му. Песчаность и крупность зерна увеличивается параллельно мощности, глинистость, наоборот, – минимальная при наиболее мощном пласте и максимальная при маломощном.

Этим решается вопрос о проницаемости и продуктивности различных частей пласта.

Уровни и давление падают с востока на запад, параллельно убыванию мощности. Газовый фактор растет. О температуре данных нет, но, по видимому, она падает с востока на запад. Эти черты общие для всех пластов.

Для XXI пласта, по которому меньше данных, имеем только довольно постоянную мощность.

Вместе с тем, приведенная сводка материалов показывает, как малы наши данные об этой свите, на которую ляжет и ложится основная добыча настоящего и ближайшего времени. Количество колонок, вызывающих обычно столь много кривотолков, при проверке не велико, а наоборот, совершенно недостаточно. При шестикилометровом протяжении контуров нефтеносности изучено 28 образцов по XIX, 31 – по XX и всего 12 по XXI пластам. При этом нет ни одной сплошной колонки, а лишь единичные из разных частей пласта. Если бы пробурить всю свиту в шести скважинах (через 1 километр) сплошной колонкой, то картина была бы, пожалуй, более полной, чем при современном положении. Это позволило бы получить ответ на многие вопросы продуктивности этой свиты, для чего теперь приходится прибегать к косвенным путям. По всей свите нет ни

одного полного анализа газа. Нам пришлось прибегать к анализу XXII пласта и к тому же единственному.

Замеры уровней имеются не по всем скважинам и то только к моменту сдачи их в эксплуатацию.

Систематические замеры максимальных давлений отсутствуют.

Нет замеров температуры на забое скважины. Замеры газового фактора недостаточны и к тому же не всегда достоверны. Производятся они не систематически. Характер кривых добычи по части скважин указывает на неточность замеров.

Все это делает необходимым для правильного решения вопроса о режиме XIX–XXI пластов немедленно наладить производство указанных наблюдений, анализов и замеров. Только при их наличии вопрос этот может быть решен с достаточной достоверностью. Предварительное решение на основе использования всего имевшегося материала приведено в настоящей работе.

шению квалификации основных кадров. Крупная роль здесь принадлежит проведению техминимума. Необходимо всемерно усилить эту работу, а никак не ослаблять, что допустили некоторые хозяйственные руководители в связи с ликвидацией техпропов.

И, наконец, как об этом уже сказано выше, надо самым решительным образом продолжать и дальше перестройку системы руководства, максимально конкретизируя его и приближая непосредственно к буровой.

В области нефтепереработки мы имеем несколько лучшие показатели, чем в промышленном хозяйстве. Отбор бензино-лигропловых фракций и керосиновых оказался несколько выше, чем был намечен по плану. Но вместе с тем надо отметить значительное недовыполнение программы по парафиновому производству и коксу.

Перед нефтепереработочными заводами стоит весьма сложная и ответственная задача. Они обязаны перерабатывать получаемую нефть таким образом, чтобы максимально увеличить выход товарной продукции и особенно моторного горючего и смазочных масел. Эту задачу им предстоит решать в условиях, достаточно трудных — рост загрязнения нефти, озера, — но они обязаны преодолеть эти трудности. Заводы должны освоить переработку дегидрированной и загрязненной нефти, улучшить качество получаемой продукции, увеличить отбор от потенциала. Совершенно нетерпимым является наметившееся в последние дни отставание крекинг-заво-

да, который имеет полную возможность выполнить программу.

Следует подчеркнуть задачу борьбы за экономию топлива, при чем экономия топлива должна идти не только по линии сокращения известных количеств его, но и по линии замены ценных сортов топлива менее ценными. В частности, нужно весьма жестко сократить сжигание мазутов первичной тонки и перейти на использование крекинг-остатков и гудронов.

В короткой статье нет возможности остановиться на вопросах подсобных хозяйств Грознефти. Следует подчеркнуть, что они имеют весьма большое значение для выполнения программы и их работа должна быть подчинена основным хозяйствам.

Второе полугодие ставит перед нами чрезвычайно важные и ответственные задачи. Мы обязаны не только полностью выполнить план по добыче нефти и освоить большой метраж эксплуатационного бурения, но и перестроить разведку таким образом, чтобы действительно по-большинству подготовиться к 1934 году.

Ответственные задачи. Славные победы грозненских нефтяников в прошлом, растущая активность рабочих масс и всей технической общественности, их беззаветная преданность генеральной линии партии дают уверенность, что, решительно перестроившись, Грознефть с этими задачами справится и выйдет в первые ряды социалистической промышленности.

## Режим XIX—XXI пластов Новогрозненского нефтяного района

Г. А. Максимович

Свита XIX—XXI пластов чокракско-спирализованных слоев Новогрозненского района является основным объектом бурения в 1933 году и будет им в течение 1934 года. Поэтому выявление режима составляющих ее пластов представляет значительный интерес. Знание режима позволит правильно разрешить вопрос о системе разработки этих пластов. Вместе с тем подведение итогов по имеющимся материалам об этих пластах позволит наметить данные, сбор которых необходим в ближайшее время для уточнения вопроса о режиме.

Незначительность имеющихся в настоящее время данных заставляет считать эту работу предварительной. Рассмотрев мы будем вести по пластам сверху вниз. При этом будет охарактеризован петрографический состав пласта и приведены имеющиеся данные о нефти, газе, а также давления и температуре в пластах.

Все это, вместе с кривыми добычи, позволит установить, в значительной степени предварительно,

режим XIX—XXI пластов.

Перейдем к рассмотрению данных о пластах по указанной схеме.

### XIX ПЛАСТ.

**ХАРАКТЕРИСТИКА ПЛАСТА.** XIX пласт представляет кварцевый песчаник с глинистыми прослоями, иногда довольно частыми. Встречаются и углистые пропластки. Проластки и прослой эти, по данным колонок, залегают часто не параллельно друг другу, разбивая пласт на пакки непостоянной мощности. В пределах колонки можно видеть разделение песчаника глинистыми прослоями на линзообразные участки. В западной части песчаники мелкозернистые. На восток к 20-му участку появляются и среднезернистые разности, которые далее в районе 28-го участка составляют ближнюю часть пласта. Еще восточнее, в районе скв. 1-35, появляются и крупнозернистые разности. Таким образом, крупность зерна растет, по данным образцов, с за-

пада на восток. Глинистость, наоборот, в этом направлении убывает.

Эти данные образцов из коронок, указанные по внешнему описанию, подтверждаются в основном изучением их механического состава. Построив профиль с запада на восток по оси антиклинали и нанося результаты анализов механического состава, получаем по диаграмме (фиг. 1): появление фракции 1-й только в скважине 1-35 на востоке, увеличение процента фракции 2-й с 28-го участка, а 3-й с 22-го и уменьшение фракций 4-й, 5-й и 6-й от скв. 72-11 на западе до 32-го участка на востоке.

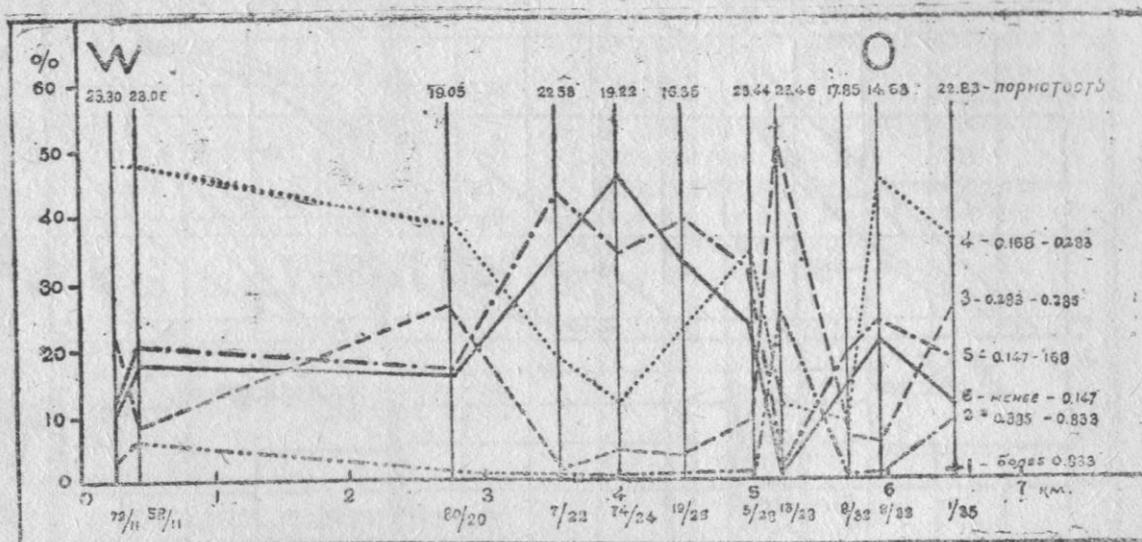
Подобно механическому составу мощность пласта также непостоянна. Это видно из составления каротажных диаграмм. Их имеется 70.

до 17,05 проц. и составляющую в среднем из 14 определений 22,33 проц.

Глинистые прослойки, столь обычные для XIX пласта, а также более редкие углистые, снижают общую пористость. Для образцов с прослойками она изменяется от 18,85 до 14,35 проц. и в среднем из 10 определений 16,05 проц. В отдельную категорию нами выделены плотные песчаники. Среди образцов их было четыре. Максимальная пористость для них 16,16 при минимуме 10,48 или в среднем 12,02 процента. Удельный вес пород колеблется от 2,61 до 2,67, составляя в среднем 2,54. Плотность изменяется от 2,01 до 2,39. В среднем она 2,14.

Нанесем имеющиеся данные о пористости на диаграмму (фиг. 1).

Фиг. 1



На диаграммах прекрасно отбивается мощный XVI пласт, являющийся в Новогрозненском районе маркирующим горизонтом. Общая мощность XIX пласта, колеблющаяся от 5 до 24 метров, увеличивается с запада на восток. В районе 26-го участка пласт, имевший до этого мощность в 5—10 метров, увеличивает ее за счет глины между XIX и XX пластами до 15 м и далее до 35-го участка остается сближенным, будучи отделен от XX пласта пропластками глины в 1,5—2 метра. Диаграммы, а особенно кривая ПС, отражают наличие глинистых пропластков в XIX пласте.

По XIX пласту в 16 скважинах произведено 28 (двойных) определений пористости и 18 анализов механического состава.

Пористость этого пласта ниже, чем у фонтанных XIII и XVI. Максимальная пористость всего 23,46 проц., что для указанных пластов является только средней. Минимальная пористость составляет 10,48 проц. Чистые кварцевые песчаники, по данным колонок и их механических анализов, представляют сравнительную редкость (скв. 13-28). В большинстве случаев в песчанике имеются включения глинистых зерен (скв. 58-11, 72-11, 80-20, 74-24). Это понижает пористость, колеблющуюся для кварцевых песчаников без прослоев от 23,46

Рассматривая диаграмму с запада на восток, имеем в районе 11-го участка, где фракция 2 составляет около 10 проц., пористость несколько более 22 проц. Восточнее, до 28-го участка, где содержание этой фракции составляет от 0 до 0,8 проц., пористость снижается и составляет в среднем менее 20 проц. Максимальная пористость приурочена к 28-му участку, где содержание фракции 2-й также максимально. На 32-м участке наблюдается параллельное убывание пористости и фракции 2-й и далее некоторый рост к 35-му участку. Фракции 5-я, 6-я, наоборот, минимальны на участках с минимальной пористостью и максимальны, где пористость достигает максимума. Комбинация этих фракций и решает в основном вопрос о пористости.

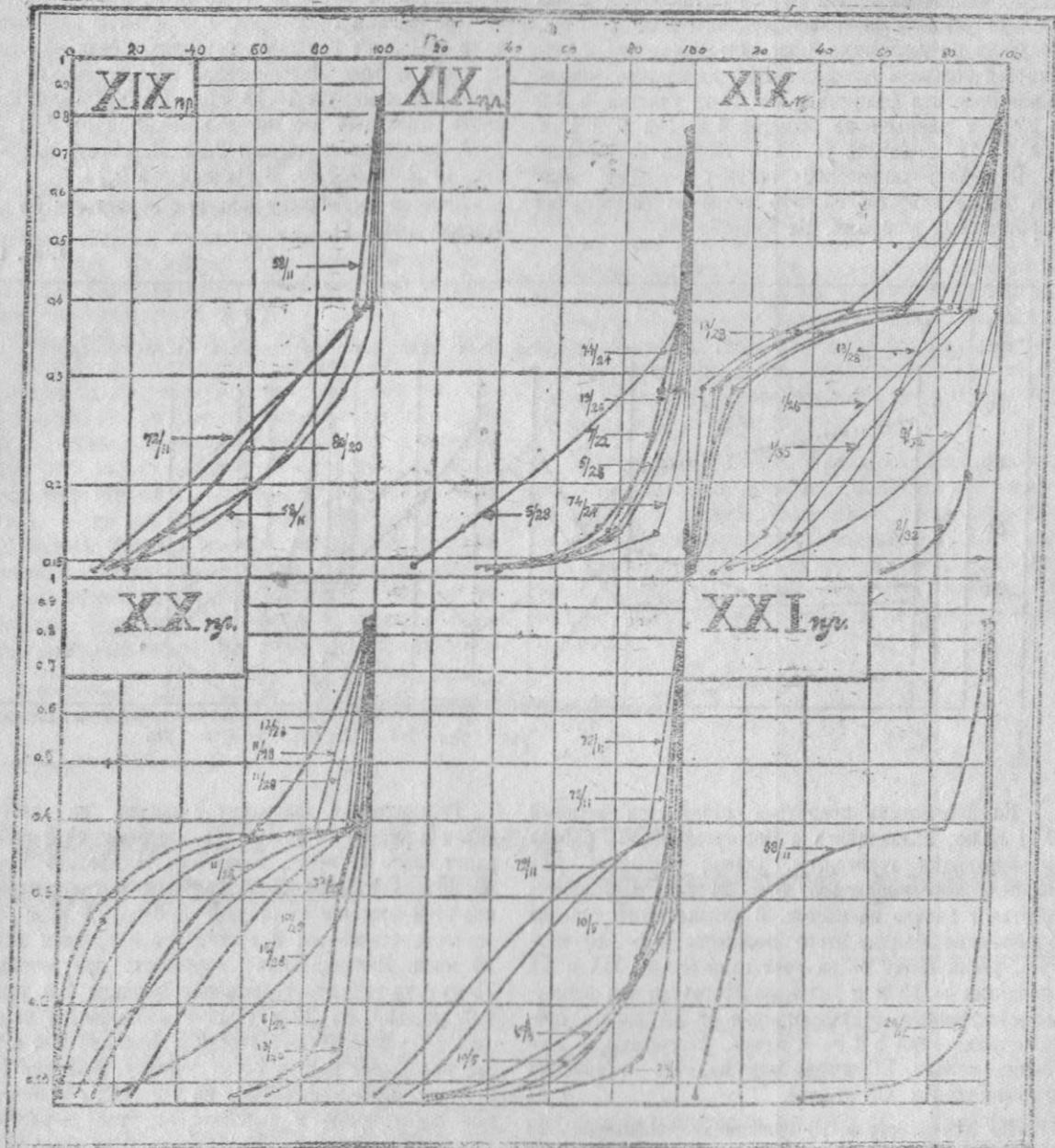
Необходимо учитывать только, что выводы об изменчивости пористости пласта по простиранию носят характер предварительный. По большинству скважин исследованы единичные колонки. Исключением является скв. 13-28, где их отобрано 7. Возможно в пласте чередование пористых и более плотных прослоев по вертикали. Колонки, отобранные в числе 28 на семикилометровом протяжении пласта, и создали впечатление большой изменчивости пористости. Что пористость пласта изменяется по вертикали, указывают анализы колонок скв. 13-28, где

мы имеем в кровле пористость 16,5 проц., а в нижней части 11,18, 16,16 и, наконец, 4 коронки с пористостью более 23 проц. Это явление при эксплуатации должно вызвать, вследствие неодинаковой

проницаемости и отдачи, неравномерное передвижение монтюра нефтеносности по мощности пласта.

Анализы механического состава изображены на диаграммах (фиг. 2).

Фиг. 2



Эти кривые можно разбить на несколько типов. К первому относятся образцы из наиболее западных скважин. Они отражают отсутствие крупных зерен и характеризуют мелкозернистый песчаник с глинистыми частицами. Таковы кривые скважин 58-11, 72-11 и 80-20. Следующий тип кривых средней части месторождения указывает на мелкозернистый песчаник с большим содержанием мелких и глинистых частиц. Это кривые скв. 7-22, 74-23, 19-25, 5-28. Один из анализов скважины 5-28 приближается к первому типу.

Наконец, наиболее восточные скважины показывают увеличение крупности зерна при малом содержании мелких и глинистых частиц. Кривые скважины 13-28 сходны с кривыми фонтанных XIII, XVI и XXII пластов Новогрозненского района. Меньшую крупность зерна показывают анализы скважины 1-35, а содержание глинистых частиц — 8-22 и 9-32.

На основании анализов механического состава попытаемся определить проницаемость XIX пласта в различных его частях. Для этого приведем необхо-

Таблица № 1

Скв.уч.	Пористость в проц. к объему	Величина зерна в м.м.		Коэф. однородности	Поверхность 1 кв. см. частицы в кв. см.	Проницаемость — протоков в кв. м. в сутки через кв. м. сечения породы						
		Действующая	При 60 проц.			По Люггеру	По Хаазену при 10 град.	По Сликтеру при Юград при 18 град.	По Хаазену при 10 град.	По Сликтеру при 50 град.	По Крюггеру при 100 град.	
7211	23,3	0,226	0,147	1,7	244,62	19,1	15,1	1,3	5,53	55,8	3,18	16,9
5811	22,92	0,226	0,197	—	297,00	19,5	—	—	3,75	—	—	10,8
8020	3,21	0,157	0,19	—	279,20	13,6	—	—	4,25	—	—	12,2
722	19,5	0,157	0,23	—	282,66	13,6	—	—	3,42	—	—	9,9
725	22,53	0,084	0,15	—	393,92	7,3	—	—	2,04	—	—	5,9
725	17,62	0,084	0,152	—	474,84	7,3	—	—	1,15	—	—	3,3
1926	20,83	0,184	0,146	—	476,23	7,3	—	—	1,14	—	—	3,3
528	16,85	0,084	0,154	—	411,32	7,3	—	—	1,36	—	—	4,3
	23,44	0,226	0,22	—	259,6	19,5	—	—	4,91	—	—	14,1
	15,32	0,084	0,15	—	429,23	7,3	—	—	1,17	—	—	3,4
1828	16,54	0,157	0,24	—	298,21	13,6	—	—	2,59	—	—	8,2
"	16,26	0,619	0,425	1,39	131,92	52,6	55,8	1,2	18,24	206,4	2,85	38,2
"	23,28	0,334	0,384	1,35	115,52	28,9	73,1	4,8	24,82	270,5	9,52	69,2
"	23,46	0,334	0,295	1,29	118,75	28,9	78,3	5,2	19,08	289,0	12,37	55,0
"	21,25	0,384	0,225	1,62	160,94	28,9	35,4	2,3	11,67	130,7	5,48	38,6
"	23,02	0,334	0,245	1,52	146,25	28,9	42,0	3,6	15,47	157,0	7,58	44,6
832	18,35	0,084	—	—	517,74	7,3	—	—	0,97	—	—	2,8
932	14,64	0,215	0,183	—	350,50	18,6	—	—	1,76	—	—	5,1
135	22,83	0,277	0,278	1,89	231,73	23,9	15,1	1,1	6,17	55,8	—	17,8
"	22,88	0,508	0,25	—	247,73	48,2	—	—	5,36	—	—	15,5

димые данные о пористости, средней величине зерна, действующей величине зерна и диаметре при 60 проц., а также коэффициенте однородности и суммарной поверхности частиц 1 куб. см.; породы, выраженной в кв. см. Проницаемость определим по формулам Люггера, Хаазена, Сликтера и Крюггера. Данные эти сведем в таблицу № 1.

Отсутствие опытных данных о проницаемости заставило прибегнуть к вычислению. Полученные цифры колеблются в широких пределах. Формулы для грунтовых вод не вполне применимы в условиях глубоких нефтяных пластов. Здесь можно будет использовать только данные о соотношениях проницаемости, показывающие увеличение ее в 2—3 раза на востоке по сравнению с западной частью пласта.

**ХАРАКТЕРИСТИКА НЕФТИ.** Нефть XIX пласта, как и большинства пластов района, относится к типу парафинистых. По данным анализов проб из скв. 58-11, 28-14, 17-26 и 1-32 удельный вес ее в среднем 0,844 (0,838—0,853), температура застывания + 13 град., вязкость по Энглеру при 50 град.— 1,30, температура кипения 28—32 град.

**ХАРАКТЕРИСТИКА ГАЗА.** Полных анализов газа XIX пласта не имеется. Ввиду большого однообразия для спиральной свиты, приведем анализ газа XXII пласта из скважины 12-14.

Темп. воз-духа	Темп. газа в лаб.	Давлен. в гол. фонт. атм.	ПРОЦ. СОДЕРЖАНИЕ								
			Противо-дан. в град. по атм.	Проч. возд. в пробе	Проч. CO <sub>2</sub>	Метан.	Этан.	Пропан.	Изоку-тан.	Норм. бутан.	Выш. углев.
+ 4	+ 15	3	0,95	—	—	47,0	10,4	17,3	10,1	7,2	8,1

**Примечание.** Проба из головки фонтана.

Технические анализы показывают удельный вес газа 0,84—1,33, в зависимости от условий взятия пробы.

**ДАВЛЕНИЕ.** Данные о давлении могут быть получены непосредственно только в той части пласта, где имело место фонтанирование. Фонтан в скважине 1-32, несомненно, принадлежит к XIX пласту. Максимальное давление у устья достигало при за-

крытой задвижке 18 атм. Это составит, при учете веса столба нефти, 98 атм. на забое скважины. Скважина 4-28, до ее углубления, когда она эксплуатировала XIX пласт, обладала максимальным давлением при закрытой задвижке в 17 атмосфер. Это дает давление на забое 94 атмосферы. Цифры довольно близкие. По скважине 1-35 давление на забое XIX пласта — 100 атмосфер.

В западной части района замеры уровней жидкости дают следующее:

Скв.участок	58-11	58-17	23-20	17-26	Примечание
Уровень нефти от устья скв . .	206	430	218	150	В скважине 58-17 имеется столб воды
Высота столба нефти . . . . .	621	451	752	789	
Уровень нефти над уровнем моря	— 30	—174	+150	+121	
Давление атм. . . . .	52,8	40,8	63,5	66,4	

Конечно, единичные замеры недостаточны для получения полной картины давления. Однако, они прекрасно иллюстрируют падение давления от 100 атм. в скв. 1-35 на востоке до 52,8 атм. в скв. 58-11 на западе.

**ТЕМПЕРАТУРА.** Замеры температуры в пласте на забое скважин не производились. Имеются лишь

данные о температуре нефти у устья скважин. Систематические замеры имеются с 1 янв. 1932 г., когда скв. 1-32 уже прекратила фонтанирование. Поэтому мы воспользуемся замерами температуры нефти у устья скважины 4-28. Зависимость температуры от дебита иллюстрируется следующей таблицей:

Суточн. дебит тонн	800	720	270	200	120	75	65
Температура нефти	97—95	95—93	91—90	90—86	87—80	77—70	57—51

Максимальная температура составляла 97 град. В зависимости от скорости прохождения нефтью пути забоя скважины до устья, определяемой дебитом, она в разной мере охлаждалась. Несомненно, что температура в пласте превышает 100 град.

**СРЕДНИЙ СУТОЧНЫЙ ДЕБИТ.** Как максимум,

он достигал около 70 тонн в 1930 и 1931 гг. Однако, по отдельным скважинам он значительно ниже и достигал такой величины только благодаря фонтанированию скв. 1-32. Приведем данные о начальном и среднесуточном дебите по скважинам с запада на восток:

Скв.уч.	58-11	28-14	23-20	64-20	12-26	17-26	4-28	Скв. 1-32 изм. доб. п.-м.					23-24	Максимум	Примечание
								1-2	2-8	9-18	18-20	21-23			
Нач. сут. деб. тон.	20	31	30	30	10 <sup>2)</sup>	35	45	10	50	100	85	250	80	256	1) Скв. угл. б-лава на XX пласт и эксплуатирует XIX—XX пл. совместно. 2) Скважина возвращена для эксплуатации XIX пласта с XXII в исправления, не характерна
Соврем. ср. сут. дебит . .	16,5	19,5	30	—	—	—	62 <sup>1)</sup>	—	—	—	—	—	—	—	
Длитель. экспл. в месяц.	12	27	8	4	6,5	5	26	2	6	10	2	2	2	24	
На 1-1-1933 г.															

Таким образом, XIX пласт представляется на большей части своей площади обладающим устойчивой механизированной добычей, с начальным суточным дебитом в 30—35 тонн. Дебит, по имеющимся немногочисленным скважинам, возрастает с запада на восток, где пласт обладает фонтанным проявлением (скв. 4-28 100 дней). В скважине

1-32 вначале фонтанировал, видимо, собственно XIX пласт. На девятом месяце скважина увеличила дебит. Видимо, дебит собственно XIX пласта на востоке не превышает 50—60, максимум 100 тонн. Это согласуется и с данными скв. 1-35.

**ГАЗОВЫЙ ФАКТОР.** Из скважин пласта мы обладаем замерами газового фактора по скв. 37-13,

58-17, 23-20 и 1-32. Он составляет 15—25 куб. мт. на тонну, а для восточной части даже 5 куб. мт. на тонну. Необходимо отметить здесь получение фонтанных явлений с давлением 1—2 атмосферы в скв. 28-14. Попытки эксплуатировать скважину, как фонтан, не увенчались успехом. Кроме того, в скважине 48-14, эксплуатирующей XIX—XXI пласты, вначале наблюдалось фонтанирование через

насос. В затрубном пространстве между насосом и водозакрывающей колонной скопился газ с давлением до 9,5 атмосферы. Газ легко спускался через пробный краник, но после закрытия давление быстро восстанавливалось.

Данные о замерах газа по скважинам приведены в таблице № 2.

Таблица № 2

Скв. уч.	Дата взятия пробы	Температура			Место замера	Удельный вес газа	Содерж. проц.		Суг. кол. газа куб. м.	Доб. нефть	Газов. фактор	Примечание
		Воздух	Газа	Нефти			С <sub>С</sub> 2	Воздуха				
37-13	21-III-33	15	15	19	Мерник	1,04	0,4	80,1	144,6	6,48	21,68	XIX-XXI пл.
48-14	13-IV-33	13	15	17	Затр. пр.	0,84	1,4	1,0	206,2	8,07	25,45	XIX-XXI пл.
43-14	23-IV-33	26	27	28	Затр. пр.	1,36	1,0	55,2	402,5	8,00	52,90	XIX-XXI пл.
58-17	26-IV-33	22	22	24	Мерник	1,038	—	52,4	—	—	—	Линия парафина
23-20	23-IV-33	20	31	—	Затр. пр.	1,137	1,4	0,5	—	—	15,0	С вод. и грязью
1-32	2-VI-30	—	31	—	—	1,051	0,2	68,5	17-19	11,08	—	—
"	3-VI-30	—	37	—	—	1,335	1,4	1,0	447,8	28,8	—	—
"	4-VI-30	—	37	—	—	1,142	0,6	64,7	—	—	—	—
"	5-VI-30	—	31	—	—	0,941	1,2	—	—	—	—	—
"	7-VI-30	—	31	—	—	1,20	—	—	481	100	4,01	—
"	—	—	—	—	—	1,20	—	—	487	100	4,87	Сред.
"	—	—	—	—	—	1,20	—	—	327	100	3,27	4,58
"	—	—	—	—	—	1,20	—	—	311	100	3,01	—
"	—	—	—	—	—	1,18	—	—	696	100	6,96	—

Отбрасывая недостоверные замеры по скв. 48-14 и 58-17, получаем падение газового фактора с 25—20 куб. мт. в районе 13-го и 14-го участков до 15 в районе 20-го и 5-го на востоке в скв. 1-32. Это уменьшение газового фактора с запада на восток, с параллельным ростом температуры и давления, отмечено и для других пластов Новогрозненского района.

**РЕЖИМ ПЛАСТА.** Приведенные ранее данные показывают, что газовый фактор составляет для XIX пласта всего 15—25, а на востоке даже 5 куб. мт. на тонну нефти. Температура в пласте, по данным восточных скважин, более 100 град. Давление — 94—100 атмосфер. В скважине 58-11 оно — 53 атм. При приведенном ранее составе газа с содержанием в 47 проц. метана, беря растворимость газа при 45 град. в среднем при давлении в 1 атм., в 1,6 куб. мт. <sup>1)</sup> и, делая поправку на повышение температуры, имеем в XIX пласте при 100 град. и максимальном газовом факторе в 25 полное растворение газа в нефти при (25:1,36) + 1 = 19,4 атм. Рассчитывая по метану, наименее растворимому, для которого растворимость равна 0,5, получим при газовом факторе в 25 давление, при котором газ будет растворен (25 × 0,52) : 0,5 = 26 атмосфер.

Давление, определенное по уровням, как минимум, равно 40,8 атм., и то в сомнительном замере, а для большинства скважин более 53 атмосфер или

вдвое больше. Следовательно, газ в XIX пласте при существующей температуре и давлении растворен и выделяется в столбе жидкости в скважине. Расчеты произведены для максимального газового фактора 25, тогда как на востоке он падает до 5. Таким образом, возможность наличия в пласте капиллярно-газового режима исключена.

Обратимся теперь к кривым добычи скважин. Более двух лет эксплуатировались с XIX пласта скважины 28-14, 4-28 и 1-32. Остальные дают добычу менее года.

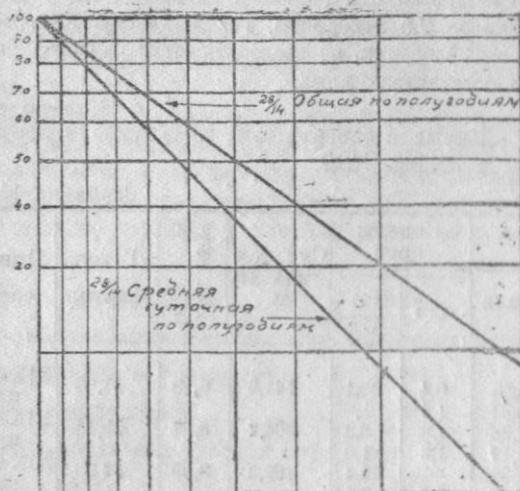
Добыча скважины 28-14 по полугодиям, как общая, так и среднесуточная, показывает падение. Степень изменения кривой общей и среднесуточной производительности по полугодиям дает в логарифмическом масштабе на диаграмме отношение 1:1, характерное для волюметрического режима (фиг. 3).

Посуточное изменение добычи, за время фонтанирования скв. 1-32 показывает стабильную добычу при одинаковом открытии задвижки. По мере приближения контура нефтеносности, растет загрязнение и падает давление. Добыча скважины 4-28 во время эксплуатации XIX пласта оставалась стабильной как во время фонтанирования, так и при эксплуатации насосом в течение двух лет.

Данные этих двух скважин, а также ничтожный газовый фактор, заставляют считать для восточной части XIX пласта наличие гидравлического режима. Малое количество данных не позволяет считать вопрос о режиме XIX пласта решенным. Несомненно невозможность в существующих условиях капиллярно-газового режима.

<sup>1)</sup> Танаевич М. Г. К вопросу о режиме фонтанов Новогрозненского района. Мат. Ком. Акад. Губкина по Новогрознен. р-ну, 1932 г., стр 57—70.

Фиг. 3



Для западной части района, по данным скважины 28-14, намечается волюметрический режим. Для восточной части режим, по крайней мере в начале эксплуатации пласта, был гидравлическим. О современном режиме трудно с полной достоверностью судить, ввиду совместной эксплуатации XIX—XX пластов в восьми скважинах. Возможно, что в связи с возросшим отбором жидкости, превышающим ее приток, он также в настоящее время волюметрический.

Подтверждением наличия основной движущей силы в виде воды является продвижение контура нефтепестности от скважины 1-35 к скважине 1-32. В остальной, более западной части района, краевая вода еще не получена. Объясняется это тем обстоятельством, что по имеющимся данным первоначальный контур проходит на изогипсе — 725 метров кровли XVI пласта, тогда как наиболее удаленная от оси скважина расположена на изогипсе — 576 метров.

### XX ПЛАСТ.

**ХАРАКТЕРИСТИКА ПЛАСТА.** XX пласт представляет кварцевый песчаник с глинистыми прослоями, иногда весьма частыми. Прослойки глины, от тонких пропласточков в несколько мм до пропластков в долях метра, и даже в метр и более, разделяют пласт на несколько частей. В колонках часто можно наблюдать косвенную слоистость. Крупность зерна меняется по оси складки. В основном это мелкозернистые пески. Среднезернистые разности имеются на западе в районе 11-го участка (скв. 72-11, 55-11) и после перерыва на восток в районе 26-го и 28-го участков. Глинистость, убывая с запада к 11-му участку, далее на восток растет и вновь убывает на востоке в районе 26-го и 28-го участков.

Мощность пласта непостоянна. Сопоставление кароттажей и разрезов скважины, числом более 50, показывает мощность порядка 27 м в районе 8-го участка, уменьшение ее до 11 м в районе 11-го участка и даже 5—6 метров на 16—17-м участках и вновь рост до 20—30 в районе 26-го участка. На 28-м участке XX пласт сближен с увеличивающимся в мощности XIX и отделен от него 1,5—2—4-метровым прослоем глины.

Далее на востоке в скв. 1-35 за контуром нефтепестности они сдвигаются.

По XX пласту произведено в 19 скважинах исследование 31 образца (колонки). Всего имеется 29 определений пористости, 24 определения плотности и удельного веса, 10 определений содержания нефти и воды и 16 анализов механического состава. Пористость колеблется от 25,54 до 12,58 проц. Как и для XIX пласта, чистые кварцевые песчаники в исследованных колонках редки. Большинство содержит глинистые пропластки или является глинистыми песчаниками.

Для чистых и слабо глинистых песчаников или имеющих редкие прослойки глины пористость колеблется от 25,54 до 19,58 проц. В среднем она по 19 определениям — 21,81 проц.

Пористость сильно глинистых или прорезанных частыми глинистыми прослоями песчаников изменяется от 19,75 до 12,63 или в среднем из 9 образцов — 16,55 проц.

Особо выделен весьма плотный образец с 9,20 проц. пористости.

В среднем по пласту по данным всех определений имеем пористость 19,42 проц. Удельный вес изменяется от 2,74 до 2,59, при среднем 2,64, а плотность от 2,42 до 2,02, при средней 2,12.

Содержание нефти в колонках, по данным исследования, более значительно, чем для других пластов, и доходит до 80,64 проц. Но наряду с этим имеются такие цифры, как 0,88 и 17,94. Все образцы были взяты в контуре нефтепестности. Малое содержание нефти вызвано вымыванием из коронок.

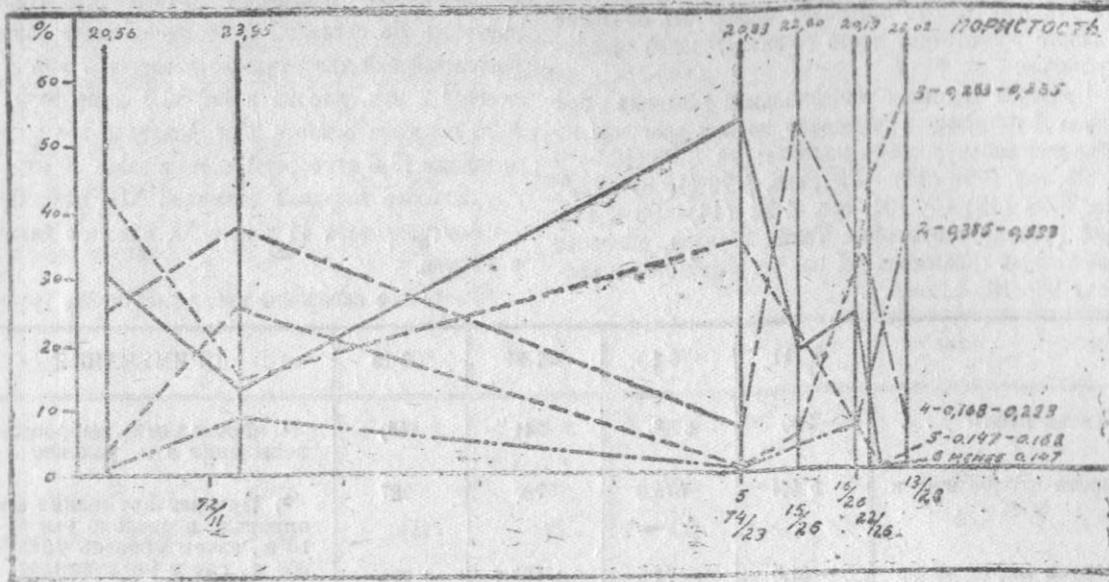
Анализ механического состава изображены на диаграммах (фиг. 2). Кривые скважины 5-10 указывают на мелкозернистый глинистый песчаник. В скважине 72-11 появляются зерна средней величины и глинистость снижается. Образец из скважины 74-23 (7-25) указывает на весьма большую глинистость. Во второй части диаграммы, за исключением кривых скважин 8-32 и 13-26, представляющих анализ песчаника с частыми прослойками глины и естественно показывающих мелкозернистый, сильно глинистый песчаник типа XV и XVI-альфа пластов, для остальных скважин имели кривые, сходные с фонтанными XIII, XVI и XVII пластами.

Большее число средних зерен показывают скв. 13-28 и 11-28. Промежуточное положение занимают скважины 16-26 и 22-26. Крупность зерна меньше и глинистость несколько выше, чем в предыдущих двух скважинах.

Рассмотрим изменение пористости и механического состава пласта, по данным анализов, по профилю. Для этого построим профиль с запада на восток по оси антиклиналя и нанесем результаты анализов механического состава и пористости (фиг. 4). Данные диаграммы подтверждают приведенное выше по просмотрам колонок изменение механического состава, крупности зерна и глинистости.

Наиболее крупные фракции — 2-я и 3-я — имеют некоторый рост от 5-го участка к 11-му (скв. 72-11) и затем уменьшаются до 23-го участка (74-23), где вновь растут к 28-му участку. Параллельные изменения претерпевает пористость, максимальная в точках максимального содержания фрак-

Фиг. 4



ций 2-й и 3-й. Мелкие и глинистые частицы (фракции 5-я и 6-я), наоборот, убывают к 11-му участку, максимальны между 11-м и 23-м участками и резко уменьшаются к 26—28-му участкам. Таким образом, в местах максимальной мощности XX пласта на западе и на востоке он наименее глинист, обладает наиболее крупными зёрнами и, как следствие, наи-

более порист. Эти участки, естественно, должны показать максимальные омические сопротивления и быть наиболее продуктивными.

Ввиду отсутствия опытных данных о проницаемости пласта, определим его по анализам механического состава. Применим для этого формулы Люгера, Хазена, Слихтера и Крюгера.

**XX ПЛАСТ.**

Таблица № 3

№ скв.	Порист. в проц. к объёму	Влажность зёрен в мм.			Коефф. одно-родн.	Поверхн. 1 кв. см. частиц в кв. см.	Проницаемость—приток в кв. см в сутки через кв. м. сечения породы						
		Средняя	При 60 проц.	Действ. в 10 проц.			По Люгеру	По Хозену при 10 град.	По Слихтеру при 10 град.	По Крюгеру при 18 град.	По Хозену при 100 град.	По Слихтеру при 50 град.	По Крюгеру при 100 град.
10-5	20,80	0,157	0,160	—	—	346,75	13,6	—	—	2,52	—	—	11,56
10-5	21,20	0,084	0,153	—	—	376,01	7,3	—	—	2,14	—	—	9,83
10-5	19,58	0,215	0,156	—	—	346,39	18,6	—	—	2,40	—	—	11,02
72-11	25,54	0,157	0,174	—	—	304,86	13,6	—	—	4,03	—	—	18,51
72-11	22,14	0,277	0,262	—	—	250,80	23,9	—	—	5,04	—	—	23,15
72-11	24,06	0,277	0,294	0,150	1,96	203,75	23,9	20,25	1,49	8,08	74,9	3,55	37,11
74-23	20,83	0,084	0,145	—	—	476,24	7,3	—	—	1,33	—	—	5,18
13-26	—	0,084	—	—	—	—	7,3	—	—	—	—	—	—
15-26	—	0,226	0,193	—	—	—	19,5	—	—	—	—	—	—
16-26	20,19	0,500	0,25	—	—	300,62	43,20	—	—	3,19	—	—	14,66
22-26	16,86	—	0,304	1,147	2,07	229,34	—	12,96	0,27	4,65	4,79	0,64	21,35
11-28	18,18	0,334	0,325	—	—	238,15	28,9	—	—	4,57	—	—	21,00
11-26	22,72	0,334	0,374	0,240	1,56	144,99	28,9	40,33	3,43	15,75	149,2	8,16	72,30
11-28	22,34	0,334	0,365	0,200	1,82	162,92	28,9	28,00	2,11	11,96	103,5	5,02	54,30

**НЕФТЬ.** Нефть XX пласта, как и для большинства пластов района, относится к типу парафинистых. По данным 20 анализов скв. 18-8, 21-8, 8-10, 72-11, 7-21, 16-26, 8-28, 12-28, 13-28, 11-28, 7-28, 8-32, 3-32 и 1-33 удельный вес ее в среднем 0,846

(0,840—0,856), температура застывания + 14 град., вязкость по Энглеру при 30 град. — 1,30 (1,24 — 1,38). Температура кипения 30—32 град. (27—40 град.).

**ДАВЛЕНИЕ.** Число фонтанировавших и фонтанирующих скважин XX пласта значительно больше, чем для XIX пласта. Это позволяет определить давление в пласте в восточной части со значительной достоверностью.

Приведем данные о максимальном давлении при закрытой задвижке и определим по ним давление на забое скважины. Давление на забое: скв. 8-28 (16,5) \* — 93, скв. 6-28 (14) — 97, скв. 4-28 (13,8) — 92,6, скв. 3-32 (19) — 101, скв. 4-32 (14) — 98 и скв. 1-33 (19) — 105 атмосфер. Таким образом, давление в восточных скважинах XX пласта колеблется в пределах 93—105 атмосфер.

По мере эксплуатации пласта давление снижалось. Это показывают повторные замеры максимального давления. По скважине 6-28 имеем замер давления, показывающий максимальное давление 7 марта 32 г. всего 4,7 атм. или на забое 86,3 атмосферы. Скважина 8-28 показала 8 марта 32 г. давление при закрытой задвижке 13,6 атмосферы, или на забое 90 атмосфер.

Наиболее западная скважина XIX пласта — 21,8 — фонтанировала 41 день с XX пласта с давлением в 12 атм.

Восточнее скважины имели следующие уровни:

	7-11	8-10	7-21	3-23	ПРИМЕЧАНИЕ
Уровень нефти . . .	260	306 <sup>2)</sup>	241	0 <sup>1)</sup>	<sup>1)</sup> Фонтанный выброс при испытании а.в. условно
Высота столба нефти в мтр. . . . .	559,4	575,0	789	927	<sup>2)</sup> При растартовании фонтанировала несколько раз от 2 до 10 м., затем уровень упал до 300 м., где и установился.
Уровень нефти от ур. моря . . . . .	-31,8	-73,5	±104,7	+293	
Давление на забое атм.	47,2	48,6	66,8	82,6	

Таким образом, как и в XIX пласте, наблюдаем рост давления от 47,2 атм. в скв. 7-11 на западе до 105 атм. в скважине 1-33 на востоке. Исключением является наиболее западная скважина 21-8, где давление на забое составляло 81 атмосферу.

В этой части XX пласт, по данным каротажу, показал высокие сопротивления и большую мощность.

**ТЕМПЕРАТУРА.** Замеры температуры в пласте на

забоя скважин, за редкими исключениями, не производились. Поэтому воспользуемся замерами температуры нефти у устья скважин. Данные имеются с 1 сентября 31 г. При этом, чем больше дебит скважины, тем выше температура, что происходит за счет различного охлаждения нефти по пути от забоя до устья.

По отдельным скважинам имеем:

Скв.уч.	6-28	8-28	4-28	7-23	13-28	8-32	16-26	12-28
Максимальная температур.	97	97	97	95	98	87	58	92
Дебит нефти тонны при этой тем-ре	1137	1455	318	1600	1050	400	130	900
Глуб. скв. метров . . .	1039,5	959	986	945,5	918,5	963,4	948,5	925
Дата замера . . . . .	22-X-31 г.	11-IX-31 г.	31-VI-31 г.	16-VII-32 г.	27-VIII-32	24-XI-32 г.	14-I-33 г.	4-I-33 г.

Максимальная температура, приходящаяся на скважины с наибольшим дебитом и, следовательно, с наименьшим охлаждением нефти по пути от забоя до устья, составляет 97—98 град. Отсюда можно с уверенностью считать, что температура в XX пласте, по крайней мере, в восточной части, превышает 100 градусов.

Наличие высокой температуры подтверждается данными скважины 1-35, где при вскрытии XXII пла-

ста 25 января 1930 г. замер температуры на забое показал 105 градусов.

**СРЕДНЕСУТОЧНЫЙ ДЕБИТ.** Изменение среднесуточного дебита по годам показывает, что максимум его в 686 тонны приходится на 1930 год. В среднем за 4 года эксплуатации он составил 244 тонны. Однако, по отдельным скважинам он весьма различен. Приведем данные о начальном и среднем суточном дебите скважин с запада на восток на 1 июня 33 г.:

Скв. уч.	18-8	21-8	72-11	8-10	7-21	3-23	10-25
Дата встп. в эксплоат.	III-32 г.	XII-30 г. <sup>1)</sup>	IX-32 г.	III-31 г.	IV-30 г.	VI-32 г.	15-IV-33 г.
Начал. сут. деб. в т.	20	70	20	21	30	30	148 <sup>4)</sup>
Соврем. ср. сут. деб. т.	20	—	40	13	20	20	—
Число мес. эксплоат.	15	5	9	27	38	2	2

<sup>1)</sup> В скобках — максимальное давление.

Скв.-уч.	39-26	15-26	19-26	21-26	24-26	18-26	22-26
Дата встп. в эксплуат.	V-33 г.	XII-32 г.	II-33 г.	I-33 г.	V-33 г.	I-33 г.	X-32 г.
Начал. сут. деб. в т.	7 <sup>2)</sup>	100	180	400	70 <sup>2)</sup>	50	470
Соврем. ср. сут. деб. т.	—	20	130 <sup>3)</sup>	30	—	30	40
Число мес. эксплуатац.	0,06	6	4	4	0,06	5	8

Скв.-уч.	16-26	8-28	13-28	12-28	6-28	7-28	9-28	8-32
Дата встп. в эксплуатац.	IX-32 г.	II-31 г.	I-32 г.	XII-32 г.	VII-32 г.	III-32	I-32	XI-32 г.
Начал. сут. деб. в т.	350	1370	6,0	400	640	400	700	300
Соврем. ср. сут. деб. т.	146	147	25	147	5	40	40	150
Число мес. эксплуатац.	9	28	12	6	14	14	17	7

Скв.-уч.	9-32	3-32	4-32	1-33	ПРИМЕЧАНИЕ		
Дата вступ. в эксплуат.	III-33 г.	X-30 г.	XII-30 г.	1-1929 г.	1) Выбыла с XX пласта и возвращена для эксплуатации XVI пласта.		
Нач. сут. деб. в т.	50	1200	500	200	2) Скважины только вступили в эксплуатацию. Не характерно.		
Соврем. сут. деб. т.	—	40	10	10	3) В мае 265 тонн.		
Число мес. эксплуат.	8	32	30	49	4) В мае 200 тонн.		

Таким образом, по начальной суточной намечается две резко разграниченных части пласта: западная до 23-го участка включительно, с начальной суточной добычей в 20—30 тонн, и восточная — с начальной суточной добычей свыше 1.000 тонн в первых скважинах и до 100 тонн в пробуренных в 1933 году. В западной части повышенную добычу показывала скважина 21-8а, в настоящее время 72-11. Средне-

суточный дебит на западе составляет 15—20 тонн, а на востоке от 10 тонн в контурных скважинах до 150 тонн максимум.

**ГАЗОВЫЙ ФАКТОР.** Замер газового фактора XX пласта произведен в скважинах 33-14, 7-21, а также 48-14, эксплуатирующей XIX—XXI пласты совместно. Данные замеров приведены в таблице:

Скв. уч.	Дата взятия пробы	Температура			Место замера	Уд. вес газа	Содер. CO <sub>2</sub> проц.	Содер. воз-духа проц.	Сут. колич. газа куб. м.	Добыча нефти т.	Газов. фактор куб. м. т.	Примечание
		Воздуха	Газа	Нефти								
48-14	13-IV-33	13	15	17	Мерник	1,36	1,0	55,2	206,2	8,97	25,45	XIX + XXI пласты
					Затруб.	1,17	1,2	1,0				
48-14	23-IV-33	26	37	28	Мерник	1,038	—	52,4	42,5	8,00	52,90	XIX + XXI пласты
			22		Затруб.	1,137	1,4	0,5				
33-14	25-IV-33	37	42	23	Мерник	1,229	1,2	48,6	482	10,2	48,2	
			28		Затруб.	0,969	—	—				
7-21	26-IV-33	20	25	26	Мерник	1,167	—	57,1	513,8	14,4	35,61	
					Затруб.	1,048	—	—				

Газовый фактор невелик: колеблется в пределах 25—36 куб. м. тонн. При этом приведенные единич-

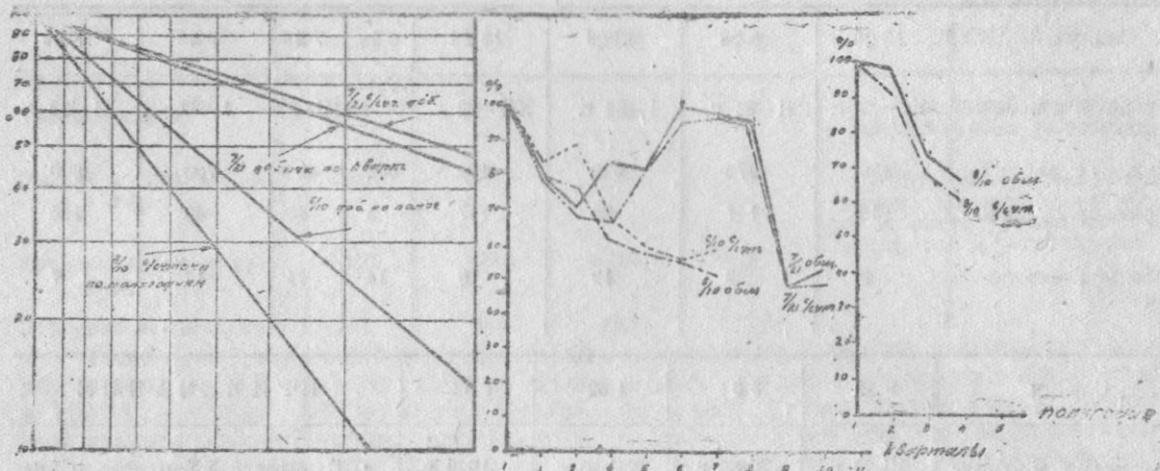
но замеры не вполне достоверны. К сожалению, других в настоящее время не имеется.

**РЕЖИМ ПЛАСТА.** Пласт, по совокупности петрографических особенностей в виде пористости и мощности, а как следствие, и производительности, может быть разделен на две резко обособленных части. Западную — от 8-го участка до 23-го включительно и восточную — от 25-го до 33-го участка.

В западной части, характеризующейся, за исключением отдельных участков (скв. 21-8), механизированной добычей, сравнительно длительным сроком эксплуатации обладают скважины 7-21 и 8-10. Первая эксплуатируется 38 месяцев, а вторая 27. Процентное изменение добычи их по кварталам и

полугодиям показывает пологое падение, характерное для волюметрического режима. В логарифмическом масштабе мы имеем для скв. 8-10 уклон близкий к 1:1, а для скв. 7-21 даже менее единицы (фиг. 5). Все это говорит о наличии волюметрического режима. Отсутствие кривой давления не позволяет эти данные проконтролировать. Поэтому мы прибегаем, как и в XIX пласте, к подсчету давления, при котором газ будет растворен. При газовом факторе в 35 кб. м-т, что явно преувеличено, и растворимости газа при 100 град. в 1,36 на атмосферу, газ будет растворен при давлении  $(35 : 1,36) + 1 = 26,8$  атмосфер.

Фиг. 5



Температура, взятая для растворимости, судя по газовому фактору, несомненно преувеличена. По данным уровней давления в пласте 47—66 атмосфер. Таким образом, для западной, механизированной части XX пласта, где контур нефтеносности еще не определен, как по характеру падения кривых производительности в логарифмическом и обычном масштабах, так и по расчету по газовому фактору, имеем волюметрический режим. Газ выделяется из нефти не в пласте, а уже в самой скважине, облегчая этим столб жидкости.

Для восточной части решение вопроса о режиме гораздо проще. По данным скважин могут быть установлены первоначальный и современный контуры и продвижение. Следовательно, имеет место гидравлический либо волюметрический режимы. Отсутствие систематических замеров максимальных давлений не позволяет решить этот вопрос окончательно на основе двух кривых — скорости и давления.

Вопрос усложняется еще тем, что часть скважин эксплуатирует XIX—XX пласты совместно.

Повидимому, вначале, когда число скважин было невелико, имел место гидравлический режим, который, с увеличением числа скважин и отбора жидкости, был переведен в волюметрический.

### XXI ПЛАСТ.

**ХАРАКТЕРИСТИКА ПЛАСТА.** По этому пласту, наиболее нижнему из свиты, имеется менее всего данных. Вскрыт он всего в 30—35 скважинах, часть из которых не прошла его на полную мощность.

Как два вышележащие, XXI пласт представляет мелкозернистый кварцевый песчаник, часто глинистый с глинистыми прослойками различной частоты. Крупнозернистые разности появляются в пласте только в скв. 1-35.

Мощность пласта, в противоположность предыдущим, довольно постоянна. Изменяется она в пределах от 10 до 15 метров и составляет в среднем около 12 метров.

Песчаная часть пласта, по данным кароттажа, составляет от 7 до 13 метров.

По этому пласту имеется исследование всего 12-ти колонок из 10 скважин.

Пористость, по имеющимся данным, изменяется от 21,32 до 7,83 проц. Пористость чистых песчаников, мелкозернистых, за исключением скв. 1-35, изменяясь от 21,32 до 19,31 проц., составляет в среднем из шести определений 19,98 проц.

Для песчаников с прослойками глины имеем пределы 17,61—10,61 проц. или в среднем 31,32 проц., при четырех определениях. Плотные прослойки песчаника, выделенные особо, дают от 9,01 и 7,83 или в среднем 8,42 проц. пористости.

Колебания удельного веса 2,59—2,65. Плотность изменяется от 2,08 до 2,81.

Два анализа механического состава показывают мелкозернистый, слабо глинистый песчаник в скв. 58-11, а диаграмма анализа скв. 26-12 указывает на мелкозернистый глинистый песчаник (фиг. 2). Как видно из этого материала, данные о механическом составе XXI пласта весьма скудны. Число коло-

нок для изучения вновь вступающего в эксплуатацию пласта более чем недостаточно. Имеющиеся материалы говорят о его меньшей пористости. Петрографический состав его, несмотря на выдержанность

по простирацию, значительно менее благоприятен в смысле нефтезности. Проницаемость вычислена по двум анализам механического состава для западной части пласта.

Скв. уч.	Порист. в проц. к объему	Величина зерен в мм.			Коэф. однородности	Поверхность 1 кв. см. часлиц в кв. см.	Проницаемость—приток в кв. м. в сутки через кв. м. сечен. пор.			
		Сред.	Действующ.	При 60 проц.			По Лютеру	По Хазену, при 10 град.	По Слехтеру при 10 град.	По Крюгеру при 18 град.
58-11	19,32	0,334	0,180	0,374	2,08	185,34	28,9	19,4	1,08	7,96
29-12	14,79	0,157	—	0,147	—	460,12	13,6	—	—	1,02

**НЕФТЬ XXI** пласта мало чем отличается от предыдущих двух пластов. Та же — парафиновая, с удельным весом 0,844.

**ГАЗ.** Отсутствие анализов, кроме приведенного для XXI пласта, заставляет воспользоваться им и для XXII пласта. Как указывалось, газы спириталисевой свиты близки по своему составу.

**ДАВЛЕНИЕ.** В восточной части района фонтанировала лишь скважина 5-28. Максимальное давление в ней при закрытой задвижке составляло 14 атмосфер, что дает на забое давление в 92 атмосферы.

По остальной части района имеющиеся замеры уровня показали следующее:

Скважина - участок	77-11	36-13	33-14	46-14	11-16	41-17	57-20
Уров. нефти от устья скважины	370	354	224	320	278	290 (436)	423
Уровень воды от устья скважины	—	540	—	680	496	—	486
Высота столба нефти	455	448	598	675	722	615	632
Уровень нефти над уровнем моря . . .	-147	-114	-122	-76	-24	-33	-30
Давление на забой атмосфер . . . . .	38,4	43,1	50,6	66,5	69,9	52,0	52,1

При посчете давлений учитывался столб воды в скважинах. Скважина 13-16, при вступлении в эксплуатацию 29-III—1931 года, в течение суток фонтанировала с давлением в 1—1,5 атмосферы. Сква. 33-14 при растартовании дала фонтан, а при сдаче в эксплуатацию не переливала. Скваж. 48-14, эксплуатирующая XIX—XXI пласты, переливала в начале эксплуатации.

Сопоставление данных об уровнях и максимальном давлении дает убывание давления от 92 атмосфер в скв. 5-28 на востоке до 38,4 атм. в скв. 77-11 на западе.

Это общее явление для всей свиты.

**ТЕМПЕРАТУРА.** Замеров температуры, как и в предыдущих двух пластах, не имеется. Скважина 5-28 прекратила фонтанирование до начала систематических замеров температуры.

По аналогии с XIX—XX с пластами, прием ее в 100 град.

**СРЕДНЕ-СУТОЧНЫЙ ДЕБИТ.** Средне-суточный дебит XXI пласта ниже двух вышележащих. Этого и следовало ожидать, судя по петрографическому составу его. Данные по отдельным скважинам показывают следующее:

Скв. уч.	77-11	36-13	33-14	46-14	48-14	11-16	13-16	41-17	57-20	5-28
Начальн. сут. деб. т.	20	13	15	18	10	82,0	35	23,0	14,2	100
Совр. ср. сут. деб.	14,8	6,9	9,8	12,8	5,6	34,4	11,6	9,4	9,4	14,5
Длит. эксп. в м-цах на 1—VII-33 г.	7	7	13	17	19	47	26	4,5	5	42

Начиная с запада, до 23-го участка, начальный средний суточный дебит составляет 13—23 тонны. Исключением является район 16-го участка на северном крыле, с его повышенной добычей в 35—80

тонн. Мощность пласта здесь несколько выше. Видимо и петрографический состав более благоприятен. На востоке единственная скважина 5-28 имела начальный суточный дебит в 100 тонн.

В настоящее время средне-суточная добыча велика — 7—15 тонн, повышаясь более 20 тонн на 16-м и 28-м участках.

**ГАЗОВЫЙ ФАКТОР.** Определение газового фактора производилось всего в трех скважинах: 48-14, 13-16 и 41-17.

Ниже приведены эти данные.

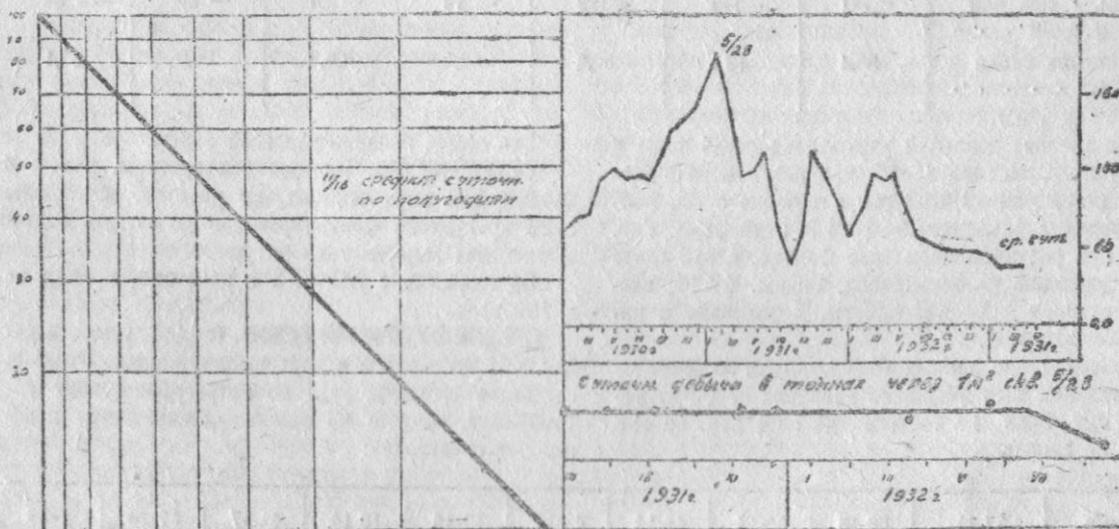
Скв.-уч.	Дата взятия проб.	Температура			Место замера	Удел. вес газа	Содержан. в проц.		Суточн. колич. газа кв. м.	Добыча нефти тонн	Газовый фактор	Примечание
		Воздуха	Газа	Нефти			CO <sub>2</sub>	Гоздуха				
48-14	13-IV-33	13	15	17	Мерник	1,36	1,0	55,2	206,2	8,07	25,45	XIX—XXI пласты
			19	—	Затр.	1,169	1,2	1,0				
			22	—	Затр. колон	1,137	1,4	0,5				
48-14	23-IV-33	26	37	28	Мерник	1,038	—	52,4	422,6	7,56	52,9	"
			17	—	Колон.	1,103	1,8	1,0				
13-16	27-IV-33	17	17	22	Мерн	1,928	0,4	74,7	252,3			
			26	—	колон.	1,79	1,2	1,0				
41-17	22-IV-33	26	29	21	Мерн.	1,01	0,6	72,4	1474,5	3,6	369,7	Нет характера

При этом, помимо скважины 48-14, эксплуатирующей три пласта, имеющиеся данные по другим двум скважинам недостоверны. Газовый фактор вряд ли, учитывая имеющиеся у нас о нем данные по всему району, превышает 25—35 кв. м-т. Эти данные мы и приемем для дальнейшего.

**РЕЖИМ ПЛАСТА.** По XXI пласту продолжительной эксплуатацией характеризуется всего две скважины — 11-16 и 5-28.

Первая относится к западной части пласта. Процентное изменение добычи в логарифмическом масштабе дает уклон 1:1, характерный для волюметрического режима (фиг. 6).

Фиг. 6



Газовый фактор, при учете давления на забой в 63,9 атм., недостаточен, чтобы газ был движущей силой. Газ, как и в западной части XIX—XX пластов, растворен. В восточной части района имеется единственная скважина 5-28. Приведение суточной добычи к 1 кв. см. сечения задвижки показывает, по данным замеренных дебитов, стабильную добычу до середины 1932 года, а затем некоторое падение. Новых скважин на XXI пласт в этом районе не вступало. Таким образом, никаких видимых причин для перехода режима из гидравлического в волюметрический не было. Средне-суточный дебит имел свой максимум в начале 1931 года. Единственное объясне-

ние — это связь с XX пластом. Вода в скважине 5-28 закрыта несколько высоко и скважина, помимо собственно XXI пласта, эксплуатирует, по видимому, и нижнюю часть XX пласта. Проверить указанное предположение можно будет после проведения других скважин в этом районе.

Таким образом, по тем предварительным данным, которые дают нам две скважины, эксплуатирующиеся более двух лет, XXI пласт также обладает волюметрическим режимом.

При этом необходимо иметь в виду, что в скв. 5-28 не исключена возможность некоторого участия в добыче притоков с XXI пласта.

## Выводы.

Имеющиеся в нашем распоряжении данные позволяют установить для свиты XIX—XXI пластов Нового района, для западной части, волюметрический режим. Данные эти подтверждаются расчетом по уровням и газовому фактору. Необходимо их, однако, подтвердить систематическими наблюдениями, которые до сих пор отсутствовали.

Для восточной части XIX и XX пластов продвижение контура нефтеносности указывает на невозможность капиллярного режима. Имеющиеся данные не позволяют решить, какой из двух режимов, где движущей силой является вода, имеет место: гидравлический или волюметрический. Дело осложняется совместной эксплуатацией этих пластов. Имеющиеся данные заставляют предполагать для XX пласта вначале гидравлический режим, а затем, с ростом отбора жидкости, перевод его в волюметрический. Та же картина вырисовывается, но еще менее четко, и для XIX пласта. Вопрос о XXI пласте, где это явление также наблюдается, остается открытым, ввиду наличия данных о совместной эксплуатации в скв. 5-28 XX и XXI пластов.

При этом для пластов свиты намечается ряд закономерностей.

XIX и XX пласты изменяются по простиранию. Причем для них имеем несколько повышенную мощность на западе в районе 8-го и 11-го участков, убывание ее на восток и вновь рост с 25—26-го участков к 35-му. Песчанность и крупность зерна увеличивается параллельно мощности, глинистость, наоборот,—минимальная при наиболее мощном пласте и максимальная при маломощном.

Этим решается вопрос о проницаемости и продуктивности различных частей пласта.

Уровни и давление падают с востока на запад, параллельно убыванию мощности. Газовый фактор растет. О температуре данных нет, но, по видимому, она падает с востока на запад. Эти черты общие для всех пластов.

Для XXI пласта, по которому меньше данных, имеем только довольно постоянную мощность.

Вместе с тем, приведенная сводка материалов показывает, как малы наши данные об этой свите, на которую ляжет и ложится основная добыча настоящего и ближайшего времени. Количество колонок, вызывающих обычно столь много кривотолков, при проверке не велико, а наоборот, совершенно недостаточно. При шестикилометровом протяжении контуров нефтеносности изучено 28 образцов по XIX, 31 — по XX и всего 12 по XXI пластам. При этом нет ни одной сплошной колонки, а лишь единичные из разных частей пласта. Если бы пробурить всю свиту в шести скважинах (через 1 километр) сплошной колонкой, то картина была бы, пожалуй, более полной, чем при современном положении. Это позволило бы получить ответ на многие вопросы продуктивности этой свиты, для чего теперь приходится прибегать к косвенным путям. По всей свите нет ни одного полного анализа газа. Нам пришлось прибегать к анализу XXII пласта и к тому же единственному.

Замеры уровней имеются не по всем скважинам и то только к моменту сдачи их в эксплуатацию.

Систематические замеры максимальных давлений отсутствуют.

Нет замеров температуры на забое скважины. Замеры газового фактора недостаточны и к тому же не всегда достоверны. Производятся они не систематически. Характер кривых добычи по части скважин указывает на неточность замеров.

Все это делает необходимым для правильного решения вопроса о режиме XIX—XXI пластов немедленно наладить производство указанных наблюдений, анализов и замеров. Только при их наличии вопрос этот может быть решен с достаточной достоверностью. Предварительное решение на основе использования всего имевшегося материала приведено в настоящей работе.

## Режим пластов Вознесенской площади Артемовского нефтяного района

Г. А. Максимович

В состав Артемовского района входят Вознесенская, Малгобекская и Алхазовская площади на Терском хребте и Хараблики на Мало-Кабардинском. До последнего времени только Вознесенка была эксплуатационной площадью. С получением в апреле 1933 года в скважине № 8 Малгобек промышленной нефти перспективы района значительно возросли.

Состояние ресурсов Грознефти заставляет, наряду с усиленной разведкой новых площадей и свежих пластов в старых месторождениях, для обеспечения программы 1934 года, пересмотреть и имею-

щиеся фонды старых пластов на разбуренных площадях, для мобилизации их возможностей на вышестоящие планы. Одним из таких фондов являются неглубоко залегающие пласты Вознесенской площади. При наличии Малгобека, развитие буровых работ в Артемовском районе приобретает большую целесообразность.

До сих пор добыча Вознесенской площади составляла менее или около одного процента в добыче Грознефти. В программе 1933 года она ложилась до полутора процентов. Однако, если сравнить с другими трестами местного значения СССР, то