

Режим пластов Вознесенской площади Артемовского нефтяного района

Г. А. Максимович

В состав Артемовского района входят Вознесенская, Малгобекская и Алхазовская площади на Терском хребте и Харабижи 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 имеющиеся фонды старых пластов на разбуренных площадях, для мобилизации их возможностей на выполнение плана. Одним из таких фондов являются неглубоко залетающие 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 поднялась до полутора процентов. Однако, если сравнить с другими трестами местного значения СССР, то добыча Вознесенской площади уже в 1933 году, примерно, равна добыче Средазнефти и более Грузнефти и Востокнефти и имеет перед собой только Эмбанефть, Сахалиннефть, Туркменнефть.

Выявление режима пластов Вознесенского района является одним из основных вопросов, решение которого (необходимо для выбора надлежащей системы разработки и определения возможности и условий применения вторичных методов. Имеющаяся литература о районе довольно бедна. Список ее мы приводим ниже. Обстоятельная сводная работа до сих пор, к сожалению, отсутствует.

Вопросы эксплуатации отдельных пластов освещены в наших работах, из которых только первая, наиболее ранняя, опубликована¹).

В настоящей работе, на основе имеющихся данных, делается попытка определения режима эксплуатирующихся пластов Вознесенского района.

ОБЩИЕ ДАННЫЕ О РАЙОНЕ

Вознесенская площадь эксплуатируется уже 18 лет. Первая нефть была получена 4 января 1915 года. С начала эксплуатации до 1-1 1933 года добыто 311.407,97 т нефти и 67.522,38 т воды или всего 378.930,35 т жидкости. Вода в добытой жидкости составляет 17,8 проц. В эксплуатации перебывало 52 скважины при 54 скважинно-пластах, при чем в среднем за весь период среднесуточная добыча нефти составляла 7,84 т, а среднемесячная – 181,44 т. Эксплуатируются в районе пласты спаниодонтелловой свиты поднадвиговой части складки, при чем промышленная добыча получена из I и II, III и IV, V, VII, X и XII песчаников. Тектоника района достаточно освещена картой А. А. Хуциева и Л. С. Петрова²).

Здесь мы приведем профиль по скважинам №№ 4–84 (Бековичи) (фиг. 1). Пласты спаниодонтелловой свиты показаны схематически, при чем сплошной линией обозначена нефтеносная их часть. Верхняя часть вверх по восстанию пластов, до пересечения с плоскостью надвига, содержит газ или сухая. Вниз по падению от нефтеносной части пласты содержат воду.

В приведенном разрезе обращает на себя внимание наличие некоторой закономерности в распределении контуров нефтеносности. Южная граница контура нефтеносности, по мере углубления пласта, ступенчато отступает к югу. Наиболее близок к плоскости надвига XII пласт спаниодонтелловых слоев. Эти же пласты обладают пластовыми водами более высокого напора. Возможно, что давлением и вызвало приближение контуров нефтеносности к замку поднадвиговой части.

Динамика добычи района по годам представлена диаграммой (фиг. 2). При этом можно выделить 3 периода. Первый с 1915 года до 1924 года, когда добыча невелика. Эксплуатируются 2–4 скважины, пробуренные до 1917 года. С 1924 года, после выяснения строения района полевыми рабочими ст. геолога К. А. Прокопова, возобновляется бурение. Добыча растет, но медленно. Число скважин увеличивается с 3 до 15. С 1928 года начинается резкий рост добычи. За один 1932 год добыто 37 проц. добычи за предыдущие 17 лет. Число эксплуатирующихся скважин увеличивается до 45, или в три раза. Добыча воды с 1918 года постепенно увеличивается. После резкого увеличения в 1928 году, она в последующие годы снижается и вновь растет в 1932 году.

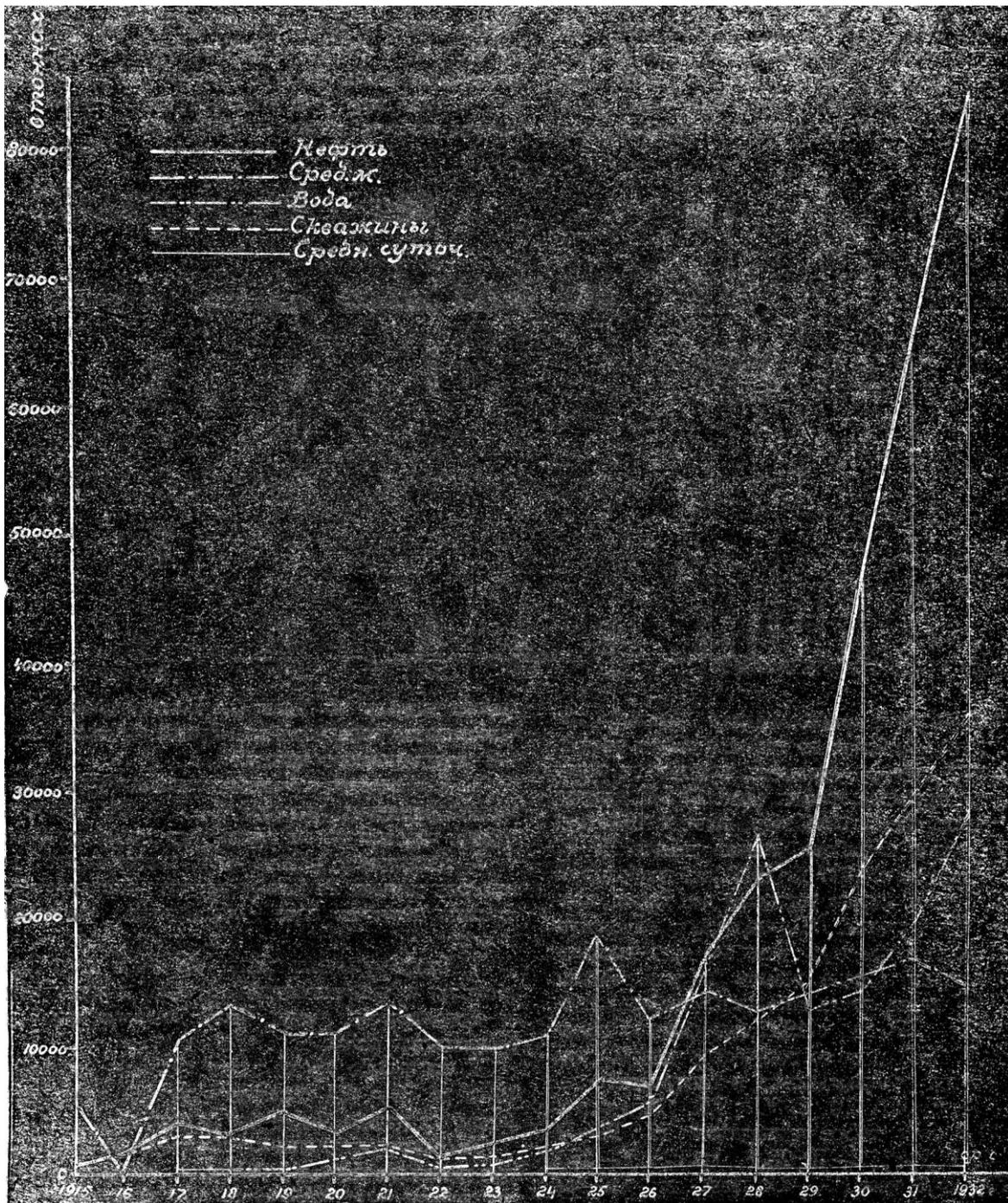
Среднесуточная и среднемесячная добычи, давая некоторые колебания по годам, в общем растут.

Изменение добычи отдельных пластов по годам показывает следующий график (фиг. 3) I–II пласты, начав эксплуатацию в 1926 году, дают в 1932 году максимум добычи в районе. Растет добыча III–IV пластов, дававших с 1927 по 1930 год наибольшую добычу. Добыча V пласта держится все время, примерно, на одном уровне. VII пласт дает небольшую добычу последние три года. Этот же срок эксплуатируется X пласт, однако, добыча его уже больше VII и V. XII пласт, после небольшой стабильной добычи в 1916–1926 гг., с 1927 года дает

¹ Максимович Г. А. – Анализ эксплуатации нефтяных районов Грознефти. Баку, 1930 г.

Максимович Г. А. – Эксплуатация Вознесенского района. 12-Х1–1931 г., с 133 диаграммами (не опубликована).

² А. А. Хуциев и Л. С. Петров. – Пластовая карта Вознесенского нефтяного района. 1930 год. Издание треста Грознефть.



№№ скважин	51	79	50	75	76	48	53	46	39	52	49	16	36	32	33	15	34	30	35	29	14	7	9	5
Жидкость	Н	Н	Н	Н	Н	Н	В	Н	Н	Н	Н	Н	Н	Н	Н	Н	Н	В	В	В	Н	Н	В	В
Отметка кровли пласта	99	99,65	89	80,2	117	84,1	140	84,5	65,5	103,7	60,6	60,6	62,4	131,8	60	60,8	58,1	74,3	141,6	73,5	97,3	101,6	102,6	71,9
Отметка уровня жидкости	132	144	147	125	124	133	150	126	130	128	117	109	95,0	138	123	118	133	168	164	162	116	141	164	165,0
Высота столба жидкости	33	45	58	35	7	49	10	42	65	25	57	49	33	7	63	58	75	94	23	89	19	40	62	93
Мощность пласта метров	10,5	22,0	14,5	5,0	3	5,5	5,0	18,0	4,0	11,5	6,5	4,0	15,0	8,0	11,5	8,0	2,0	-	7	1	15	1,7	10	17

Примечание: Н – нефть, В – вода. Высотные отметки относительно уровня Черного моря положительные.

МЕТОД ОПРЕДЕЛЕНИЯ РЕЖИМА.

Первый анализ кривых падения производительности Вознесенского района, как уже упоминалось, был

произведен нами еще в 1931 году. На основании имевшихся тогда 35-ти скважин, путем изучения около 130-ти кривых, мы пришли к следующим основным выводам:

1. Не вполне регулярный характер эксплуатации, поставленный в зависимость от температурных и транспортных условий, делает принятые обычно кривые падения по годам для Вознесенского района недостаточно характерными. Лучше отражают падение среднесуточные кривые.

2. Для пластов с большим сравнительно числом эксплуатационных скважин (I–II и III) некоторые кривые падения имеют достаточно характерный вид.

3. Имеющиеся данные еще недостаточны для подсчета запасов по методу кривых. Для некоторых скважин возможно лишь определение оставшейся добычи.

4. Среднесуточная кривая по годам и месяцам, месячная и среднемесячная кривые, в зависимости от обстоятельств, могут быть использованы для программных работ.

В настоящее время число скважин возросло с 35-ти до 52-х (54 скважино-пластов), и мы располагаем несколько большими данными.

Из общего числа скважин более или менее длительным сроком эксплуатации обладают 34 скважины. Для них добыча была разбита по эксплуатационным годам, а где срок эксплуатации недостаточный, – на эксплуатационные полугодия. Для тех и других исчислена, по указанным ранее соображениям неравномерности эксплуатации, среднесуточная добыча. Затем как общая, так и среднесуточная добыча исчислены в процентах от первого года или полугодия соответственно.

Результаты сведены в таблицах №№ 2 и 3.

В первой приведено 14 скважин с добычей по эксплуатационным годам, а во второй – 20 скважин с разбивкой добычи по полугодиям.

По этим данным построим кривые изменения среднесуточной добычи по годам, в процентах от первого года, на логарифмической бумаге. На основании степени их падения попытаемся определить режим пластов.

Конечно, данные эти необходимо считать предварительными. Во-первых, скважины, особенно по четырем нижним пластам, насчитываются единицами. Во-вторых, для исчерпывающего определения режима необходимо, помимо кривых падения производительности, иметь ряд данных о давлении, газовом факторе, составе газа, температуре на забое и т. д.

Однако, до получения этих более обстоятельных данных, выявление режима пластов Вознесенского района, хотя бы и предварительное, является необходимым.

Перейдем к рассмотрению отдельных пластов.

I–II ПЛАСТЫ.

Эти пласты эксплуатировались в 20 скважинах. Сравнительно длительным сроком эксплуатации обладают только 12 скважин. Из вскрывших эти пласты скважин приведем данные об уровнях для некоторых, находящихся в районе нефтеносной зоны, с запада на восток. (По данным А. Н. Кожушко).

Скважины №№ 67, 45, 19 и 11 расположены вверх по восстанию на восток или на запад от контура нефтеносности и показали сухие пески, а в скважине 25 отмечен истощенный песок.

Уровни нефти колеблются в пределах 120–140 метров. Для участков, где пласт более мощный, они выше (скв. 79 и 50), а там, где пласт менее мощен, несколько ниже (скв. 16). Контур нефтеносности находится между изогипсами кровли первого песчаника +40 и +135, простираясь на восток до скважины 19. Он разбит водяным языком в районе скважин 30, 35, 24, которым скважины 14 и 7 отделены от более восточной части. Интересно, что уровень воды в трех скважинах весьма близок (162–164–168 м) и сходен с уровнем более восточных скважин – 9-й и 5-й. Вверх по восстанию сухие скважины 67 и 45 обладают отметками +134 +135 метров, что подтверждает принятую верхнюю границу контура нефтеносности. Не совсем ясно происхождение воды в скважине 53. Правда, столб невелик – всего 10 метров.

Нефть удельного веса в среднем 0,924, при чем имеем увеличение удельного веса от 0,916–0,921 на западе, до 0,928 – на востоке. До 200 град, отгоняется в среднем 1,88 проц., при чем от 3,05 проц. на западе до 1,79 проц. на востоке.

Кривые проц. изменения производительности по годам и полугодиям на логарифмической бумаге приведены на диаграмме (фиг. 4). Их можно разбить на 3 группы. Скважины 7 и 14 дают с начала эксплуатации пологое падение, по степени падения приближающееся к волюметрическому режиму. Как указывалось, эти скважины обособлены и отделены от основного контура нефтеносности I–II пластов водяным языком.

Вторую группу образуют более западные скважины – 33, 15, 34.

Скважина 33 дает резкую кривую падения, приближающуюся к капиллярному режиму. После трех лет эксплуатации она консервирована, как малодобитная. Западнее ее находятся скважины 16 и 32, также оказавшиеся малопродуктивными. Скважина 16 и соседняя 36 обладают минимальными отметками уровней нефти.

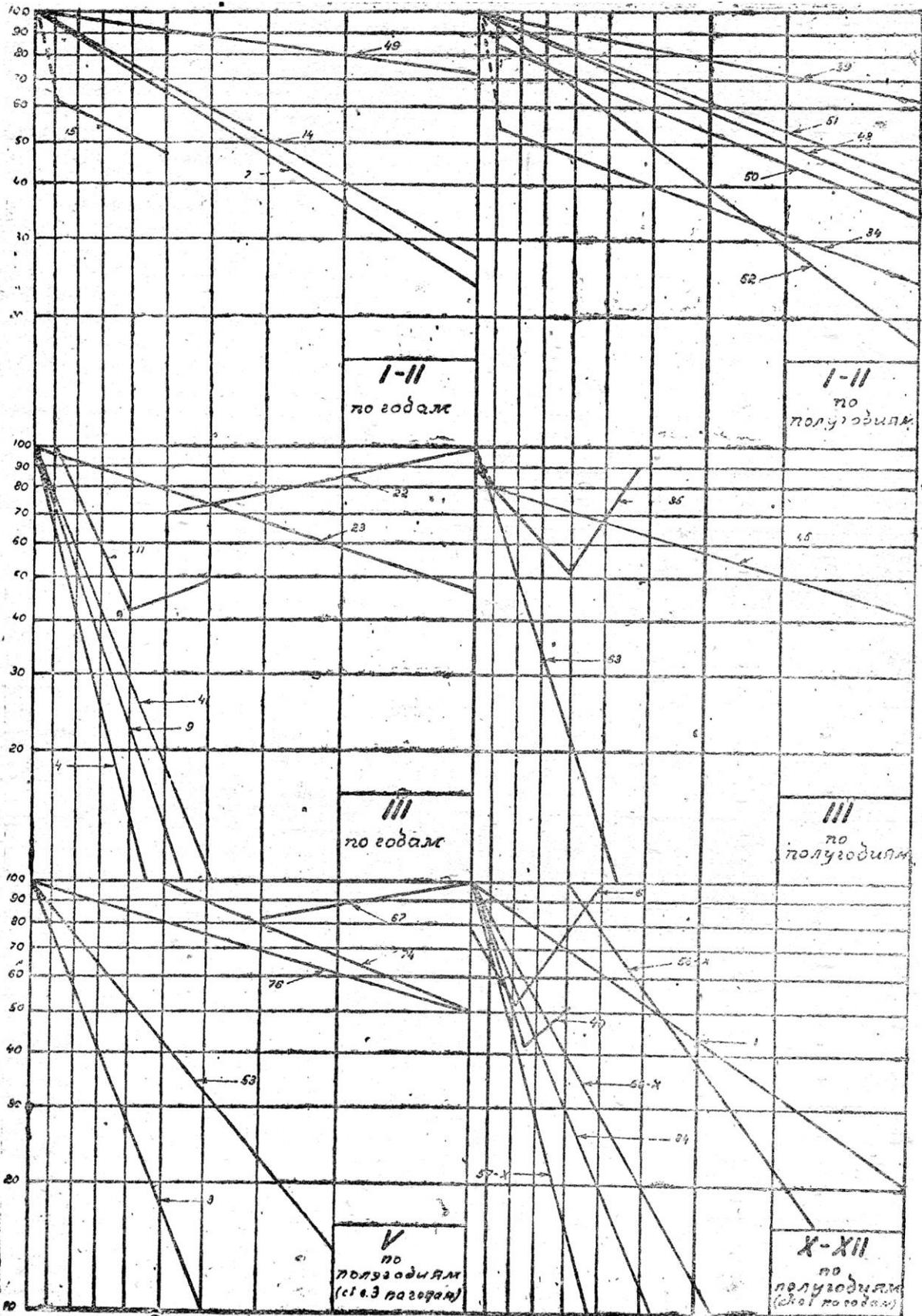
Скважины 15 и 34, давая вначале резкое падение, как в скважине. 33, затем меняют его на весьма пологое, приближающееся к падению скважины 7 и 14 и сходные с волюметрическим режимом. Обе скважины обладали высокими столбами нефти в скважине.

Третью группу составляют западные скважины – 51, 50, 48, 39, 52 и 49 – с пологим падением, приближающимся скорее к гидравлическому режиму, чем к типичному волюметрическому.

При этом наблюдается зависимость между степенью падении производительности и высотной отметкой пласта.

Скважины	49	39	48	50	52
Отметки	60,6	65,5	84,1	89	103,7
Степень падения	0,16	0,21	0,38	0,33	0,77

Фиг. 4



№№ скважин	79	74	75	53	45	16	35	63	19	11	22	21	17	9	18	2	4	41	26
Жидкость	Н	Н	В	Н	Н	В	Н	Н	Н	Н	Н	Н	Н	Н	Н	Н	Н	Н	В
Отметка кровли пласта	67,5	105	61	115,3	102,9	31,5	111	126,2	70,4	80,6	82,0	87,1	147	70,3	90,1	167,4	133,1	89,9	94,1
Отметка уровня жидкости	77,5	111	125	123,0	139	110	142	133	128	145	128	128	147	133	138	–	180	144	362
Высота столба жидкости	10	6	64	7	36	78	31	7	58	64	46	41	0	63	48	–	47	84	268
Мощность пласта метров	4,7	9,0	5,0	3,5	9	14	4	12	6	6	9	13,5	8,5	7,5	16,5	9	7	5,5	11,7

Таким образом, чем ближе к северному (южному) контуру, тем меньше степень падения производительности.

Подводя итоги, можно для I–II пластов считать установленной весьма малую степень производительности (менее 1) и режим, сходный с волюметрическим. Основной движущей силой, повидимому, является сила тяжести самой нефти.

III И IV ПЛАСТЫ.

Из эксплуатировавших этот пласт 12 скважин нами выбраны 10. Уровни в скважинах, вскрывших этот пласт с запада на восток, указаны в прилагаемой таблице (здесь и дальше данные об уровнях по А. В. Кожушко).

Отметки как пласта, так и уровней положительные. Вода обнаружена в скважинах 75-й и 16-й вниз по падению и вместе с давшими нефть указывает на отметку контура нефтеносности в +65 метров. Необычайно высокий уровень воды в скважине 26-й обязан своим происхождением либо ошибке, либо тектоническим причинам.

Скважина 64, между давшей нефть 41-й и водяной 26-й, оказалась сухой. Сухими песками III пласт представлен в скважинах 67, 83, 76, 10, 12, 3, 43 и упомянутой уже 64. Отметки их 92–100 м на западе и 150–155–160 м на востоке, а также данные скважины 17-й указывают на верхнюю границу нефтеносности в 145 метров. На западе эта граница спускается ниже к отметкам 100 м. Вместе с тем, здесь наблюдается некоторое нарушение в следовании контура определенному уровню. По карте контур следует изогипсов +100 на севере (1-го песчаника) и +140 на юге, сужаясь от 300 м на восток почти до 100 метров на западе. Уровни нефти колеблются, как и для I–II пластов, в пределах 120–140 м. На западе они несколько ниже (скв. 79, 74). Уровни нефти составляют 110–125 м, т.е. ниже I–II пластов.

Нефти обладают средним удельным весом 0,913, при чем он изменяется от 0,906–0,909 на западе до 0,916 на востоке. До 200 град, отгоняется в среднем 3,51 проц., причем 3,71–5,37 проц. на западе и до 2,70 проц. на востоке.

Кривые процентного измерения производительности построены для 12 скважин. (Фиг. 4).

Их можно разделить на две группы. Первую группу составляют кривые скважин 45, 35, 11, 22, 23, при чем значительное количество воды дает только скважина 11. Первые две скважины расположены примерно, посередине контура нефтеносности, дают вначале резкое падение, переходящее затем в более плавное или даже под'ем. Видимо, вначале добыча происходила за счет расширения небольшого количества газа (большее количество легких фракций именно в этом районе), а затем следует волюметрическому закону. Под'ем, вероятно, обусловлен просто режимом эксплуатации. Скважина 22, 23 и, если взять добычу воды и нефти, то и скважина 11 дают плавное падение.

Вторая группа состоит из скважин 63, 41, 9, 4. Все они дают большую степень падения производительности и по своему уклону указывают на капиллярный режим. Скважина 63 эксплуатируется около двух лет. Поэтому данные, даваемые ею, недостаточно надежны. Крутой уклон об'ясняется близостью ее от верхнего контура нефтеносности и выделением имеющихся в нефти легких фракций. Давление на забой мало, так как столб нефти всего 7 метров. То же явление наблюдается в скважине 4, хотя картина несколько затемнена тем, что скважина дает сравнительно большое количество воды.

В скважине 9, близкой к контуру, резкое падение вызвано наличием значительного процента воды. Падение добычи всей жидкости полого. Скважина 41, давшая большой уклон, также расположена вблизи контура нефтеносности, но пока почти безводна.

Таким образом, и для III–IV пластов в основном наблюдается малая степень падения производительности. причем уклон полог, как при волюметрическом режиме, хотя несколько круче, чем у I–II пластов. Часть кривых показывает уклон, свойственный капиллярному режиму. Это происходит при построении кривых для одной нефти в обводненных контурных скважинах, или у скважин, находящихся у верхнего контура, где сказывается, видимо, невысокий столб жидкости, при некотором влиянии газа.

V ПЛАСТ.

Пласт эксплуатировался всего девятью скважинами, из которых для определения режима возможно, для получения предварительных данных, использовать только пять.

Уровни с запада на восток показывают следующее:

№№ скважин	79	67	74	75	75	53	36	10	12	43	26	58	72
Жидкость	Н	Н	Н	Н	Н	Н	Н	Н	Н	Н	Н	Н	В
Отметка кровли пласта	50,9	92,7	71,2	33,7	70,6	90,3	11,2	125,9	128	162,4	65	125	184
Отметка уровня жидкости	83,51	20	94	6,2	125	119	135	160	135	165	152	204	194
Высота столба жидкости	32	27	20	28	54	29	124	34	7	3	–	99	10
Мощность пласта метров	15,5	10,5	5	7	7,5	4,1	2,5	7,0	4,0	3	9	12,1	70

Сухие пески обнаружены в скважинах 83, 44, 38. Если исключить восточные скважины 58 и 27, находящиеся за плоскостью предполагаемого нарушения и имеющие к тому же близкие уровни, отличные от остальной части района, то получим колебание их предела 80–160 м, причем на западе они понижаются. Это увязывается с отметками сухих скважин. Контур нефтеносности изменяется в своей ширине от 100 до 300 метров.

Средний удельный вес нефти V пласта – 0,922, при чем на западе – 0,919 и на востоке – 0,924. До 200 град, отгоняется в среднем 0,88 проц.

Эксплуатирующиеся скважины сосредоточены в западной части района. Таковы скважины 67, 74, 76, 53, а на востоке скважина 3. Кроме того, одновременно эксплуатировались другие скважины. Расположенные вблизи контура нефтеносности западные скважины дают пологое падение производительности, характерное для волюметрического режима (фиг. 4). Из них наиболее крутой уклон дает скважина 53. Однако, цифры таблицы указывают на замедление падения. Возможен и второй вариант кривой, отражающий большой уклон с первого полугодия на второе и затем весьма медленное падение.

Скважина 3, эксплуатирующаяся с 1915 года с перерывами, показывала в течение ряда лет устойчивую добычу, причем с 1924 года с нефтью извлекается около 30 проц. воды.

Кривая получилась крутой по двум причинам – взятию добычи только с 1927 года и построению ее для нефти, а не для всей жидкости. Таким образом, и для V пласта имеем падение производительности скважин характерное для волюметрического режима.

VII ПЛАСТ.

Эксплуатируется всего последние три года в двух скважинах. Данные для определения режима по кривым недостаточны.

Нефть в пласте, в скважинах 43 и 64, расположенных в восточной части района в среднем удельного веса 0,922, при чем в одной скважине она – 0,927, а в другой – 0,918. До 200 град, отгоняется меньше, чем для всех остальных пластов – всего 1,42 проц.

Уровень нефти – 140 метров, уровень воды – 130 метров. Скважина 58 расположена за нарушением на востоке. Не совсем увязывается уровень воды в скважине 38. Кроме того, VII пласт оказался сухим в скважине 10, водяным в скважинах 21, 26, 65, 98, и в виде истощенного нефтяного песка в скважине 60.

X ПЛАСТ.

Эксплуатируется в четырех скважинах. Одна из них остановлена. Для предварительных данных о режиме могут быть использованы три скважины.

Изменение уровней с запада на восток следующее:

Данные об уровнях с запада на восток.

№№ скважин	12	38	17	43	64	13	58
Жидкость	В	В	Н	Н	Н	Н	В
Отметка кровли пласта	102,7	160,2	89,2	137,9	84,5	115	80
Отметка уровня жидкости	185	203	105	140	142	138	229
Высота столба жидкости	82	43	16	12	58	21	149
Мощность пласта метров	4,5	3	2,1	7	4	4,4	17,5
№№ скважин	84	57	38	40	6	66	66
Жидкость	Н	Н	В	В	В – 85 %, Н – 15 %	П	Н
Отметка кровли пласта	43,1	88,6	115	86,4	109,2	166,2	179
Отметка уровня жидкости	186	263	232	302	–	327	329
Высота столба жидкости	43	175	117	216	–	161	150
Мощность пласта метров	6,6	2,5	4	6,8	4,9	3,5	5

При этом для X пласта установлены две нефтеносные зоны. Восточная – с уровнем нефти 327–329 м или воды 300 м и западная – с уровнем 185–260 м. Уменьшение уровня в скважине 84, возможно, находится в связи с переходом пласта вниз по падению в скважине 83 в песчанистые глины. В скважине 38 уровень ниже, чем в скважине 10, а далее на запад X пласт не был установлен и выражался глинистой толщей. Возможно, что этим вызвана меньшая отметка уровня воды.

В скважине 43-й X пласт был выражен метровым нефтяным песком.

Нефть имеет в среднем удельный вес 0,919, при чем для двух западных скважин имеем 0,925 и 0,900, а для двух восточных 0,925–0,922 м. До 200 град, отгоняется от 2,08 до 5,7 проц. или в среднем 3,29 проц.

Ввиду того, что по пласту имеется всего три скважины с кратким сроком эксплуатации, приведенное на чертеже (фиг. 4) изменение производительности, построенное по трем точкам, условно.

Скважина 56 дает сравнительно пологое падение, а 57 и 66 более крутое. Судя по большой высоте столба жидкости, скорее следовало, ожидать более пологого уклона. Вместе с тем нефть меньшего удельного веса и содержит больше легких фракций. Не исключена возможность некоторого участия газа, как движущей силы.

Вероятнее всего, судя по данным скважины 56 и указанным соображениям, и для X пласта считать волюметрический режим.

XII ПЛАСТ.

Число скважин, эксплуатирующих XII пласт, всего четыре. Как и в X пласте имеем здесь высокие уровни вод. С запада на восток имеем: (см. табл. на 26 стр.)

В скв. 37 встречены промытые нефтяные пески, скв. 1 эксплуатируется, а в скв. 42 только в подошве пласта встречен нефтяной песок, что заставляет предполагать вблизи наличие контура.

Уровень вод по имеющимся данным составляет 295–305 м, а нефти 330–360 м. Рост уровней наблюдается на востоке, где они достигают для вод 330–370 м и для нефти 420 м. Отметки уровня нефти в скв. 38, судя по соседним с притоками воды, является, повидимому, ошибкой.

№№ скваж.	84	83	79	44	21	12	17	38	13	40	6	27
Жидкость	Н	Н	В	Н	В	В	В	Н	В	Н	Н	В
Отметка кровли пласта	+23,8	-27,6	-111,2	+13,3	-7	-10	-19,1	+62,2	+5,2	+65,5	+83	+379
Отметка уровня жидкости	358	50	306	157	337	305	295	115	330	307	422	367
Высота столба жидкости	335	78	417	141	344	315	314	53	325	242	339	329
Мощность пласта метров	6,00	3,00	6,00	5,0	4,5	4,5	6,3	6,0	7,7	8,0	6,6	7,0

Нефти XII пласта отличаются от остальных пластов своим меньшим удельным весом, составляющим для западной скважины 84–0,901, а трем восточным – 0,000, 0,904, и 0,909 или в среднем для пласта 0,903. До 200 град, отгоняется от 5,64 до 9,09 град, или в среднем 6,14.

Кривые процентного падения производительности приведены на фиг. 4. Контурные скважины 40 и 6 на востоке дают вначале падение, а затем рост добычи, сопровождающийся ростом воды в добываемой жидкости. Скважина 1, эксплуатирующаяся с 1915 года, взятая с мая 1927 г. (начало регулярной эксплуатации), показывает падение по волюметрическому закону. Вода в скважине появилась с 1929 г. С учетом всей жидкости и по скважине № 1 имеем в конце увеличение добычи.

Крутой уклон кривой скважины 84, эксплуатирующейся небольшой срок, вызван, видимо, недостатком данных.

ИТОГИ И ВЫВОДЫ.

Выше мы рассмотрели вопрос о режиме пластов Вознесенской площади Артемовского нефтяного района. Материалом служили данные о добыче по 34 скважинам, уровнях (данные **А. Н. Кожушко**) и составе нефтей (данные Копанева).

Для спаниодонтелловых пластов наблюдаются следующие удельные веса нефтей и высоты уровней по продуктивным пластам.

Пласты	Отметка уровней в метрах		Удельный вес нефтей			Проц. нефти отгон до 200 град.		
	Нефть	Вода	Запад.	Восток	Среди, п/пласт.	Запад.	Вост.	Средн. п/пласт.
I–II	120–140	160–165	0,916 0,921	0,928	0,924	3,05	1,79	1,88
III–IV	120–140	–	0,906 0,909	0,916	0,913	3,71	2,7	3,51
V	80–160	–	0,919	0,924	0,922	–	–	1,88
VII	140	130	–	0,922	0,922	–	1,42	1,42
X Зап.	180–260	300	0,912	0,924	0,919	–	–	3,29
Вос.	325	300						
XII	330–360	300	0,911	0,904	0,903	от 5,94	до 9,09	6,14

По уровням нефтей пласты разбиваются на две группы. Верхние I–II, III–IV, V и VII отметками уровней нефти в +120–140 м (над уровнем Черного моря) и нижние X и XII с отметками 385–360 м для нефти и 300 м для воды.

Для верхней группы пластов достоверный уровень воды имеет для VII пласта – 130 метров. I–II пласты показывают несколько повышенный (по расчету по нефти) уровень. Удельный вес, как в западной, так и в восточной частях района и в среднем по пласту, уменьшается постепенно от верхних к более глубоким пластам.

Эта постепенность нарушается III пластом, который имеет удельный вес средний между X и XII пластами. Это зависит от содержания легких фракций.

По процентному содержанию фракций отгоняемых до 200 град. III пласт стоит также между X и XII.

Столбы жидкости, наблюдаемые в скважинах, естественно минимальны для верхних пластов (I–II), где они у верхнего контура зачастую имеют высоту над кровлей в 7–5 и даже 2 метра. Для нижних пластов высота столба как минимум 45–50 метров, а обычно более 100.

Изучение процентных кривых изменения производительности для скважин, с сравнительно длительным периодом эксплуатации, показывает весьма пологий уклон. Степень падения в большинстве менее единицы. Таким образом, по этому признаку режим должен быть волюметрическим. Часть скважин, преимущественно у контуров, показывает степень падения производительности более двух и приближающуюся к трем, что, как известно, характерно для капиллярно-газового режима.

В Вознесенском районе это явление вызвано для скважин у газо-нефтяного контура быстрым истощением нефти, притекающей к забою скважин в основном за счет силы тяжести, но при некотором участии газа. Скважины у водо-нефтяного контура снижают быстро добычу, при определении падения одной нефти, за счет воды. Суммарная добыча нефти и воды дает плавное падение с уклоном менее единицы. Часть кривых с крутым падением, наблюдаемых у скважин, эксплуатирующихся три полугодия, вызван недостатком данных.

Наконец, нами введены на логарифмической диаграмме кривые с переменным уклоном. Без этого способа, при выпрямлении кривых обычным (для логарифмической бумаги) способом получались степени падения производительности более трех и зачастую более 10, что явно абсурдно.

Существует два вида кривых с переменным уклоном. Кривые с переходом от степени падения производительности близкой к трем к степени меньшей единицы, встречающиеся в I–II и III пластах, трактуются нами как переход от перемещения жидкости за счет расширения газа при наличии силы тяжести к исключительному действию только последней.

Другой вид кривых показывает переход от уклона близкого к трем к отрицательному (под'ему). Это явление наблюдается при подходе контурной воды, обладающей меньшей вязкостью, чем нефть. Некоторое влияние здесь оказывает режим и условия эксплуатации. Наконец, имеются скважины, показывающие равномерный под'ем добычи (скважина 22).

Таким образом, для эксплуатирующихся пластов спаниодонтелловой свиты Вознесенской площади Артемовского нефтяного района установлено пологое падение добычи нефти с уклоном (на логарифмической бумаге) около единицы, а в большинстве случаев менее ее. Это говорит о волюметрическом режиме. Более пологое падение, чем у типичного волюметрического режима вызвано тем, что основной причиной, движущей нефть к забою скважины, является сила тяжести. Газ, повидимому, играет некоторую роль, как движущая сила, в начальный период эксплуатации некоторых скважин и притом, главным образом, у таких, где столб нефти мал (приконтурные *).

Однако, этот вопрос необходимо разрешить путем производства специальных наблюдений над скважинами. При этом следует помимо замеров количества газа и производства его анализов, попытаться произвести и замеры давления.

Этот материал будет необходим для выявления возможности применения вторичных методов.

Устойчивость добычи пластов Вознесенской площади, небольшая глубина, перспективы развития района, в связи с получением нефти в Малгобеке и выявленный, на основе предварительного изучения процентных кривых производительности большинства скважин, волюметрический режим заставляют в 1934 году уделить району большее внимание. Роль Артемовского района в добыче Грознефти должна возрасти. Вопрос о целесообразности усиления буровых работ должен быть подвергнут предварительно экономической проработке.

При этом, при выборе системы разбуривания, должен быть учтен выявленный по имеющимся данным режим пластов.

Небольшая ширина контуров нефтеносности и непродуктивность скважин у обоих контуров нефтеносности заставляет их располагать, примерно, в средней части, что зачастую позволит по ширине разместить лишь одну скважину. Таким образом, будет выбор, в зависимости от темпов разработки, между ползушей по простиранию, сгущающейся и сплошной системами.

По расположению контуров нефтеносности при выборе порядка разработки, пласты необходимо будет разбить на группы (I–II, V, III–V, V–VII, X–XII). Соотношение производительностей позволит решить вопрос о наиболее целесообразном порядке – нисходящем с углублением на нижний менее продуктивный пласт и восходящем («снизу вверх») при нижнем более продуктивном.

Независимо от этого, необходимо производство наблюдений над режимом: уточнить учет добычи, произвести замеры газа, его давления, анализы. Изучить механический состав пород и т. д.

* Конечно у газо-нефтяного контура.

Список литературы

1. **ГУБКИН И. М.** – Нефть. Поверхность и недра, 1916 г. – XII № 9, стр. 372. Петроград.
2. **Отчет о состоянии и деятельности Геологического Комитета** – О нефтеносных районах Кавказск. Изв. геол. ком., 1917 г., № 1, стр. 69.
3. **ПРОКОПОВ К. А.** – Краткий очерк геологии нефтеносных районов Терской области и разведочных работ на нефть. П. и Ш. 1917 г., январь – апрель, том 2, с картой.
4. **ПРОКОПОВ К. А.** – Нефтяные районы Терской области. Е. П. С., т. IV, вып. 22.
5. **КАЗЬМИН В. М.** – К геологии Вознесенского нефтяного месторождения Терской области Вест. путей сообщ. и пром., 1919 г., в ряде номеров с картой
6. **И. М. ГУБКИН.** – Грозненский нефтеносный район. Н. и С-Х. 1920 г., № 4–8.
7. **ПРОКОПОВ К. А.** – Из отчета «О геологических исследованиях в Вознесенском районе», Н. Б., № 18, 1923 г.
8. **ДАВЫДОВ И. И.** – Вознесенский нефтеносный район и перспективы его развития. Топливное дело, № 5, 1923 г.
9. **ПРОКОПОВ К. А.** – Краткое сообщение о геологических работах в Вознесенском районе 1923 г. Гр. неф. хоз., 1924 г., № 1–3, ст. 31–32.
10. **ПРОКОПОВ К. А.** – Краткое сообщение о геологических работах в Вознесенском районе. Неф. и сл. хоз., № 5–6, 1924 г. Реферат № 1406.
11. **К. П.** – Геологические исследования в разведочных районах Грознефти. Гроз. нефт. хоз., № 3–4, 1923 г., стр. 6.
12. **ПРОКОПОВ К. А.** – Результаты геологоразведочных работ в Вознесенском разведочном районе. 1925 г. (1926), В. Г. К., № 3, стр. 6–8.
13. Справочник по нефтяному делу 1925 года.
14. **К. П.** – Разведочные работы в Терских нефтяных районах в ближайшее время.
15. **ПРОКОПОВ К. А.** – Геологическое строение западной части Терского хребта. Изв. геол. ком., 1924–25 гг., том 43, № 5, стр. 515–533.
16. **МИРОНОВ С. И.** – Нефть. Обзор минеральных ресурсов СССР, 1925 г., вып. 28. стр. 25–34. Ленинград.
17. **САХАНОВ А. Н. и ВАСИЛЬЕВ Н. А.** – Вознесенские нефти. Нефтяное хозяйство, т. XII, № 3, стр. 407–410.
18. **МИРОНОВ С. И.** – Нефть. Годовой обзор минеральных ресурсов СССР за 1925–26 г. Геолог, комит., 1927 г., стр. 439–474. Ленинград.
19. **ЛИНДТРОП Н. Т.** – Разведки в северо-восточной части Кавказа в 1926–27 операц. году. Нефт. хоз., № 3, том XIV, стр. 416–424. 1928 г.
20. **МИРОНОВ С. И.** – Нефть. Годовой обзор минеральных ресурсов СССР за 1926–27 г. Геол. комит., 1928 г., стр. 644–689. Ленинград.
21. **ПРОКОПОВ К. А.** – Вознесенский нефтеносный район. П. и Н., № 3–5, 1928 г. (43–45), том VI. стр. 33–42.
22. **ХУЦИЕВ А. А. и ПЕТРОВ Л. С.** (под редакцией Прокопова К. А.) – Пластовая карта Вознесенского нефтеносного района. Издание Треста Грознефти, гор. Грозный. 1930 г. Структурная карта I спаниодонтеллового песчаника, таблица залегания этого же песчаника и девяти поперечных разрезов.
23. **МАКСИМОВИЧ Г. А.** – Баланс скважин Грозненских и Вознесенского района. Азерб. нефт. хоз., 1930 г., № 3, стр. 26.
24. **МАКСИМОВИЧ Г. А.** – Анализ эксплуатации нефтяных районов Грознефти. Баку, 1930 изд. журнала Аз. нефт. хоз., стр. 61.
25. **ДВАЛИ М. Ф.** – Отчет по гидрогеологическим работам в Алхан-Чуртской долине в 1927 году, 1931 г. Труды Г. Г. Р. У., вып. 67.
26. **ПРОКОПОВ К. А.** – Заключение о водоносности долины Алхан-Чурт. 1931 г. Труды Г. Г. Р. вып. 67.
27. **ПЕТРОВ Л. С.** – Структурная карта надвиговой поверхности Вознесенского нефтеносного района. Труды нефт. геолог., развед. института, Сер. Б, выпуск 26, 1932 г. Нефт. изд-во М-Л., 4 стр.
28. **МАКСИМОВИЧ Г. А.** – Методы графического изображения анализов буровых вод, 1932 г. Баку, Азнефтеиздат, 15 стр. (В виде примера взяты воды Вознесенского р-на).
29. **АЛФЕРОВ Б. А.** – Нефтяные месторождения Грозненского района. Сборник «Северный Кавказ – мощная минеральная сырьевая база СССР», 1932 г., Ростов н-Д. стр. 46–68.
30. **ДАЛИЦКИЙ В. А.** – О газоносности Терской нефтеносной области. Тот же сборник (см. 29), стр. 104–128.
31. **МАКСИМОВИЧ Г. А.** – О профиле эксплуатационных глубин. Грозненский нефтяник, 1932 г. № 9–10.
32. **МАКСИМОВИЧ Г. А.** – Классификация буровых вод Вознесенского нефтяного района. Труды 2-й конференции геологов-нефтяников Северного Кавказа (печатается).

Вознесенский район.

Год	I-II пл.		III-IV пл.		V пл.		VII пл.		X пл.		XII пл.		Итого		Воды	Всего	Ср. мес. нефть	Ср. сут. нефть	
	Число скв.	Общая	Добыча	Ср. сут.	Число скв.	Общая	Добыча	Ср. сут.	Число скв.	Общая	Добыча	Ср. сут.	Число скв.	Общая нефть					
1915	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	1	819,52	—	819,52	68,02	—	
1916	—	—	1	1022,87	—	—	—	—	—	—	—	—	1	1774,06	—	1774,06	8,07	—	
1917	—	—	1	832,39	1	2281,48	14,11	—	—	—	—	—	2	1034,81	3,69	4148,17	138,80	5,71	
1918	—	—	1	329,58	1	2284,78	9,72	—	—	—	—	—	2	695,14	4,18	3319,50	166,75	6,28	
1919	—	—	1	365,37	1	3636,80	—	—	—	—	—	—	1	1053,76	—	5055,93	144,50	—	
1920	—	—	1	198,94	1	2768,22	—	—	—	—	—	—	1	563,00	—	3530,16	645,69	—	
1921	—	—	1	310,51	1	4309,56	26,11	—	—	—	—	—	1	841,04	4,8	5461,11	1005,26	10,11	
1922	—	—	—	—	1	1232,58	—	—	—	—	—	—	1	403,68	—	1636,26	306,1	—	
1923	—	—	—	—	1	1937,83	—	—	—	—	—	—	1	573,51	—	2511,3	445,31	—	
1924	—	—	1	16,66	1	3008,48	11,64	—	—	—	—	—	1	749,55	2,41	3769,69	1024,59	6,75	
1925	—	—	1	2945,46	1	3880,60	12,19	—	—	—	—	—	2	694,47	2,71	752,53	1936,44	9,45	
1926	1	159,53	2	1626,31	1	3190,18	13,63	—	—	—	—	—	2	1845,91	4,21	6821,93	3004,26	7,64	
1927	4	4164,59	4	5903,62	2	4157,97	12,41	—	—	—	—	—	2	2854,83	6,02	17081,01	7948,79	7,74	
1928	4	3237,40	7	13157,80	2	2132,80	7,67	—	—	—	—	—	2	4619,90	6,68	23137,90	13215,79	6,51	
1929	6	4732,40	9	16382,50	2	732,50	5,30	—	—	—	—	—	2	372240	6,60	25569,80	6493,80	7,54	
1930	13	15949,31	9	22869,43	3	3153,89	4,68	1	446,60	5,37	333,29	4,83	3	5173,28	5,95	47925,71	7217,25	7,82	
1931	11	25768,60	10	24053,20	7	4246,82	4,39	2	500,75	2,01	2917,35	7,27	4	9558,16	7,91	67044,85	9807,40	8,02	
1932	18	32958,50	10	27135,10	7	6126,90	3,24	2	374,90	1,15	7413,50	6,05	4	10281,60	7,72	84260,50	14238,58	7,00	
Всего	20	86370,33	12	117149,74	8,93	49076,41	6,70	2	1322,25	2,01	10634,05	6,29	5	43225,19	6,84	311207,97	67622,38	181,44	7,84

1) Условно. Известно, что с 3 января 1915 г. по 31 января 1916 г. добыто—1570,71 тонна.

2) Скв. 9, а скв. пластов 11 } скв. 16 скв. и III пл. и V пл.

3) Скв. 52, а скв. пластов 54 } скв. 43, и V пл. и VII.

№№ сев.	Глубина в метрах	Время вступл. в эксплуатацию	Эксплуатационные годы												Степень падения производ. (уклов)
			1		2		3		4		5		6		
			Общ. доб. ср. суг.	Проц.											

I—II п л а с т

7	373,9	Нояб. 26 г.	1066,34	100	612,5	57,4	687,2	63,4	819,75	79,7	892,5	83,7	783,9	73,5	0,65
			3,34	100	2,34	70,48	2,19	65,96	2,92	87,95	2,47	74,40	2,15	64,7	
14	369,11	Июль 27 г.	1292,49	92,1	1282,9	91,4	991,2	70,7	1118,5	79,7	1402,7	100	1315,8	93,8	0,56
			4,25	100	3,96	94,6	3,05	71,8	3,39	79,8	3,84	90,3	3,62	85,2	
15	537,67	Апр. 22 г.	2476,26	100	1638,05	66,2	1288,68	52,0	948,1	38,3	1540,9	62,2	1332,9	53,8	0,47
			8,18	100	5,05	61,7	4,80	58,7	4,41	53,9	4,45	54,4	3,92	47,9	
46	518,00	Авг. 30 г.	3978,05	83,6	4757,7	100	4666,9	98,1							—
			12,71	87,3	14,55	100	13,11	90,1							
49	415,00	Май 30 г.	3317,10	100	3101,35	93,5	3314,0	99,9							0,16
			9,21	100	8,96	97,3	9,20	99,9							

III п л а с т

4	484,33	Май 25 г.	3496,19	100	1878,46	55,0	857,76	24,5	1013,8	28,9	711,6	20,4			3,92
			11,85	100	6,71	56,62	3,07	35,9	3,10	26,16	5,79	23,54			
9	596,83	Нояб. 27 г.	1502,3	100	954,9	63,7	680,85	45,3	332,3	25,4	343,4	23,2			2,87
			6,89	100	3,28	47,6	2,27	32,9	2,10	30,5	2,04	29,6			
11	437,7	Янв. 27 г.	3327,6	100	2783,2	83,6	1811,8	54,4	1463,4	43,9	1575,7	47,3	1735,4	52,2	1,71
			10,84	100	9,18	84,69	6,99	64,48	4,75	43,8	4,97	45,85	5,49	50,47	
18	493,17	Июль 28 г.	2922,0	82,3	2551,28	100	3444,05	96,9	3260,25	91,3	3326,7	93,9			0,36
			9,28	88,9	10,15	97,2	10,44	100	9,21	88,2	9,24	98,5			
22	388,18	Май 28 г.	4483,3	70,9	4693,0	73,8	4777,6	75,2	5002,85	78,7	6356,6	100			0,22
			12,52	70,7	13,26	74,9	13,16	74,3	16,51	93,2	17,71	100			
23	413,92	Март 28 г.	3712,2	97,3	3444,38	90,2	3647,51	95,6	2895,55	75,9	3814,9	100			0,32
			12,41	100	11,33	91,3	11,54	93,0	10,53	84,8	12,15	97,9			
41	500,0	Янв. 30 г.	2969,2	100	2785,3	93,7	2041,1	68,7							2,46
			8,73	100	7,63	87,9	5,80	69,4							

V п л а с т

3	482,19	Май 27 г.	3335,83	100	2421,23	72,6	2543,6	80,7	1465,35	43,9	941,7	28,2			2,49
			11,46	100	7,69	67,1	7,73	67,4	4,26	37,2	3,33	29,1			

XII п л а с т

1	748,59	Нояб. 27 г.	691,8	100	561,9	81,7	520,4	75,22	460,5	66,6	494,35	71,6			0,68
			2,02	100	1,90	94,0	1,58	78,2	1,44	71,3	1,55	76,7			

ЭКСПЛОАТАЦИОННЫЕ ПОЛУГОДИЯ

№ кв.	Глубина в метрах	Время вступл. в эксплуатацию	Эксплуатационные полугодия							Примечание												
			1	2	3	4	5	6	7													
			Общ. доб. ср. сут.	Прод.	Общ. доб. ср. сут.	Прод.	Общ. доб. ср. сут.	Прод.	Общ. доб. ср. сут.	Прод.	Общ. доб. ср. сут.	Прод.	Общ. доб. ср. сут.	Прод.	Общ. доб. ср. сут.	Прод.	Общ. доб. ср. сут.	Прод.	Общ. доб. ср. сут.	Прод.	Общ. доб. ср. сут.	Прод.
33	489,8	V-28	792,5	310,57	39,2	126,75	16,0	31,3	716,6	41,1	570,9	32,7	706,0	40,5	894,0	46,1	6,2	Время вступлены в эксплуатацию, указ. и в табл. № 2, вед. то с момента получения установившейся (максимальной) добычи				
34	488,0	X-29	614	966,2	55,4	866,8	49,7	49,7	415	42,6	4,15	39,2	3,98	40,8	4,45	45,6	0,84					
39	456,0	X-20	1743,15	3023,1	98,4	2802,6	84,7	84,7	373,2	10,1	2089,1	68,0					0,21					
48	430,0	VII-81	1586	17,18	100	1587	92,4	92,4	10,88	98,2	11,86	68,9					0,38					
50	392,0	VII-81	3047,5	287,7	80,1	359,2	100	100	986,3	73,9	3083,5	86,5					0,33					
51	386,0	X-30	1824,95	1083,2	81,2	1073,5	80,4	80,4	5,57	76,0	8,95	81,6					0,39					
52	423,0	X-30	7,38	6,12	83,5	5,87	80,1	80,1	17,02	84,8	16,95	71,0					0,77					
35	402,5	IX-29	3301,85	3563,6	100	3192,3	89,6	89,6	1545,8	89,7	1359,7	69,5										
45	422,4	IX-29	2077	20,43	98,6	18,78	90,4	90,4	8,36	76,4	7,51	69,5										
63	356,0	IX-31	1915,4	1768,5	92,3	1231,5	65,3	65,3	1851,95	61,5	132,75	49,9										
35	402,5	IX-29	1081	9,65	89,4	7,73	71,5	71,5	1651,95	61,5	132,75	49,9										
45	422,4	IX-29	23 2,9	1943,1	74,7	1370,1	52,7	52,7	868,23	67,9	868,23	67,9										
63	356,0	IX-31	1366	10,92	73,98	9,26	66,56	66,56	9,08	61,17	7,38	52,2										
53	436,0	V-81	2004,2	1634,2	82,5	1650,5	82,4	82,4	1520,8	75,8	1297,2	64,7										
67	379,0	IX-81	12,00	9,29	77,42	9,12	76,0	76,0	9,45	78,75	8,26	68,83										
74	416	-81	2796,9	1954,5	69,8	1390,5	49,7	49,7														
76	430	X-81	15,63	11,36	72,08	7,68	43,13	43,13														
53	436,0	V-81	1274,4	907,5	71,2	952,3	74,7	74,7	868,23	67,9	868,23	67,9										
67	379,0	IX-81	7,32	5,04	68,9	5,23	71,4	71,4	4,81	65,7												
74	416	-81	239,9	412,2	93,8	425,7	100	100														
76	430	X-81	1,98	2,37	96,3	2,46	100	100														
56	456,0	X-81	503,2	482,4	95,9	461,04	81,6	81,6														
57	492,0	VII-81	3,05	2,64	86,6	2,55	83,6	83,6														
66	460,0	X-81	632,95	577,8	87,5	636,9	100	100														
56	456,0	X-81	3,57	3,28	91,9	3,50	98,0	98,0														
57	492,0	VII-81	984,8	790,8	84,6	726,2	77,7	77,7														
66	460,0	X-81	5,70	4,49	78,8	4,15	72,8	72,8														
40	530,5	X-30	460,75	308,9	67,1	285,8	62,1	62,1														
6	510,8	VIII-28	2,93	1,82	62,1	1,55	52,9	52,9														
84	700,0	VII-31	2090,15	2359,9	87,7	1699,5	62,1	62,1														
			15,03	13,72	91,3	9,55	63,5	63,5														
40	530,5	X-30	1346,3	1415,9	100	565,4	37,3	37,3														
6	510,8	VIII-28	8,74	8,04	92,0	3,70	42,3	42,3														
84	700,0	VII-31	2291,3	1576,2	53,1	1944,6	65,5	65,5														
			12,66	11,25	88,9	11,24	88,9	88,9														
			1930,4	1382,9	71,6	1313,9	68,1	68,1														
			11,56	8,43	72,9	7,50	64,9	64,9														

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 кривоколков, 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 путем. По всей свите нет ни одного полного анализа газа. Нам пришлось прибегать к анализу XXI 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 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 Харабижи 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 выполнение плана. 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 поднялась до полутора процентов. Однако, если сравнить с другими трестами местного значения СССР, то

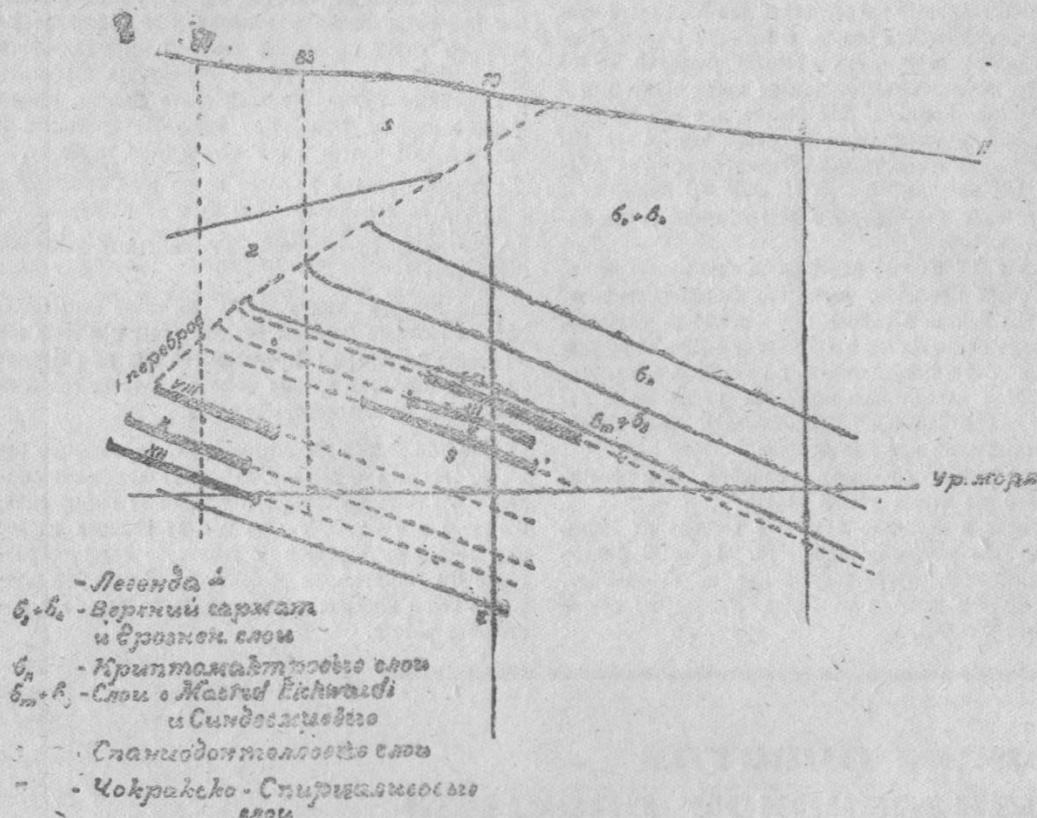
добыча Вознесенской площади уже в 1933 году, примерно, равна добыче Средазнефти и более Грузнефти и Востокнефти и имеет перед собой только Эмба нефть, Сахалин нефть, Туркмен нефть.

Выявление режима пластов Вознесенского района является одним из основных вопросов, решение которого необходимо для выбора подлежащей системы разработки и определения возможности и условий применения вторичных методов. Имеющаяся литература о районе довольно бедна. Список ее мы приводим ниже. обстоятельная сводная работа до сих пор, к сожалению, отсутствует.

Вопросы эксплуатации отдельных пластов освещены в наших работах, из которых только первая, наиболее ранняя, опубликована¹⁾.

18 лет. Первая нефть была получена 4 января 1915 года. С начала эксплуатации до 1-1 1933 года добыто 311.407,97 т нефти и 67.522,38 т воды или всего 378.930,35 т жидкости. Вода в добытой жидкости составляет 17,8 проц. В эксплуатации перебывало 52 скважины при 54 скважино-пластах, при чем в среднем за весь период среднесуточная добыча нефти составляла 7,84 т, а среднемесячная — 181,44 т. Эксплуатируются в районе пласты спалиодонтепловой свиты поднадвиговой части складки, при чем промышленная добыча получена из I и II, III и IV, V, VII, X и XII песчаников. Тектоника района достаточно освещена картой А. А. Хуцьева и Л. С. Петрова²⁾.

Фиг. 1.



В настоящей работе, на основе имеющихся данных, делается попытка определения режима эксплуатирующихся пластов Вознесенского района.

ОБЩИЕ ДАННЫЕ О РАЙОНЕ.

Вознесенская площадь эксплуатируется уже

¹⁾ Максимович Г. А.—Анализ эксплуатации нефтяных районов Грознефти. Баку, 1930 г.

Максимович Г. А.—Эксплуатация Вознесенского района. 12-XI—1931 г., с 133 диаграммами (не опубликована).

²⁾ А. А. Хуцьев и Л. С. Петров.—Пластовая карта Вознесенского нефтяного района. 1930 год. Издание треста Грознефть.

Здесь мы приведем профиль по скважинам №№ 4-84 (Бековичи) (фиг. 1). Пласты спалиодонтепловой свиты показаны схематически, при чем сплошной линией обозначена нефтеносная их часть. Верхняя часть вверх по восстанию пластов, до пересечения с плоскостью надвига, содержит газ или сухая. Вниз по падению от нефтеносной части пласты содержат воду.

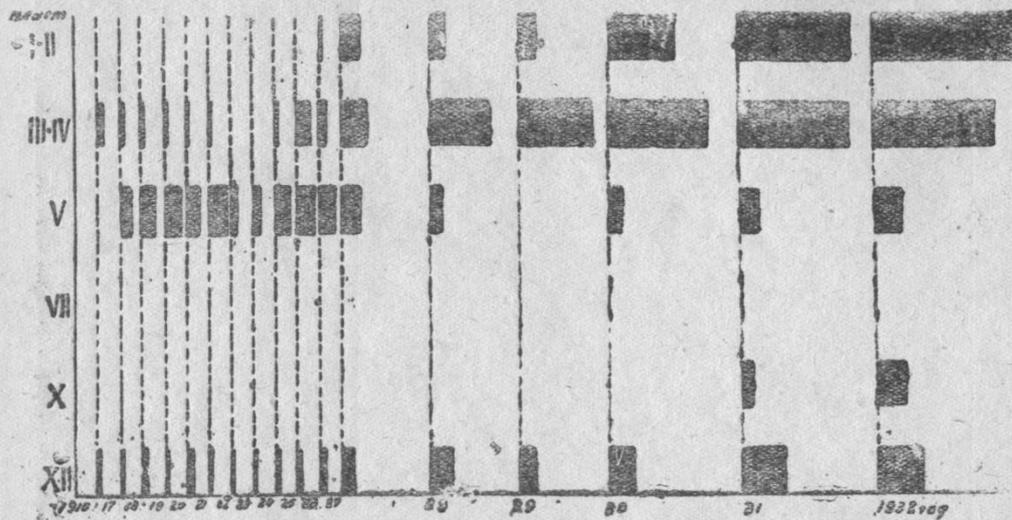
В приведенном разрезе обращает на себя внимание наличие некоторой закономерности в распределении контуров нефтеносности. Южная граница контура нефтеносности, по мере углубления пласта, ступенчато отступает к югу. Наиболее близок к плоскости надвига XII пласт спалиодонтепловых слоев. Эти же пласты обладают пластовыми водами более высокого напора. Возможно, что давлением

и вызвало приближение контуров нефтеносности к замку поднадвиговой части.

Динамика добычи района по годам представлена диаграммой (фиг. 2). При этом можно выделить 3 периода. Первый с 1915 года до 1924 года, когда добыча невелика. Эксплуатируются 2—4 скважины, пробуренные до 1917 года. С 1924 года, после выяснения строения района полевыми работами ст. геолога К. А. Прокопова, возобновляется

бурение. Добыча растет, но медленно. Число скважин увеличивается с 3 до 15. С 1928 года начинается резкий рост добычи. За один 1932 год добыто 37 проц. добычи за предыдущие 17 лет. Число эксплуатирующихся скважин увеличивается до 45, или в три раза. Добыча воды с 1918 года постепенно увеличивается. После резкого увеличения в 1928 году, она в последующие годы снижается и вновь растет в 1932 году.

Фиг. № 2



Среднесуточная и среднемесячная добычи, давая некоторые колебания по годам, в общем растут.

Изменение добычи отдельных пластов по годам показывает следующий график (фиг. 3) I-II пласты, начав эксплуатацию в 1926 году, дают в 1932 году максимум добычи в районе. Растет добыча III-IV пластов, дававших с 1927 по 1930 год наибольшую добычу. Добыча V пласта держится все время, примерно, на одном уровне. VII пласт дает небольшую добычу последние три года. Этот же срок эксплуатируется X пласт, однако, добыча его уже больше VII и V. XII пласт, после небольшой стабильной добычи в 1916—1926 гг., с 1927 года дает постепенный рост. В 1932 году по количеству данной ими добычи пласты распределяются в следующем порядке: I—II, III—IV, XII, X, V и VII. Из добытой на 1-I 1933 года нефти приходится на III—IV пласты—37,3 проц., I—II—28,0 проц., V—15,8 проц., XII—14,9 проц., X—3,3 проц. и VII—0,4 процента.

Более детальные данные приведены в таблице № 1.

МЕТОД ОПРЕДЕЛЕНИЯ РЕЖИМА.

Первый анализ кривых падения производительности Вознесенского района, как уже упоминалось, был произведен нами еще в 1931 году. На основании имевшихся тогда 35-ти скважин, путем изучения около 130-ти кривых, мы пришли к следующим основным выводам:

1. Не вполне регулярный характер эксплуатации, поставленный в зависимость от температурных и транспортных условий, делает принятые обычно

кривые падения по годам для Вознесенского района недостаточно характерными. Лучше отражают падение среднесуточные кривые.

2. Для пластов с большим сравнительно числом эксплуатационных скважин (I—II и III) некоторые кривые падения имеют достаточно характерный вид.

3. Имеющиеся данные еще недостаточны для подсчета запасов по методу кривых. Для некоторых скважин возможно лишь определение оставшейся добычи.

4. Среднесуточная кривая по годам и месяцам, месячная и среднемесячная кривые, в зависимости от обстоятельств, могут быть использованы для программных работ.

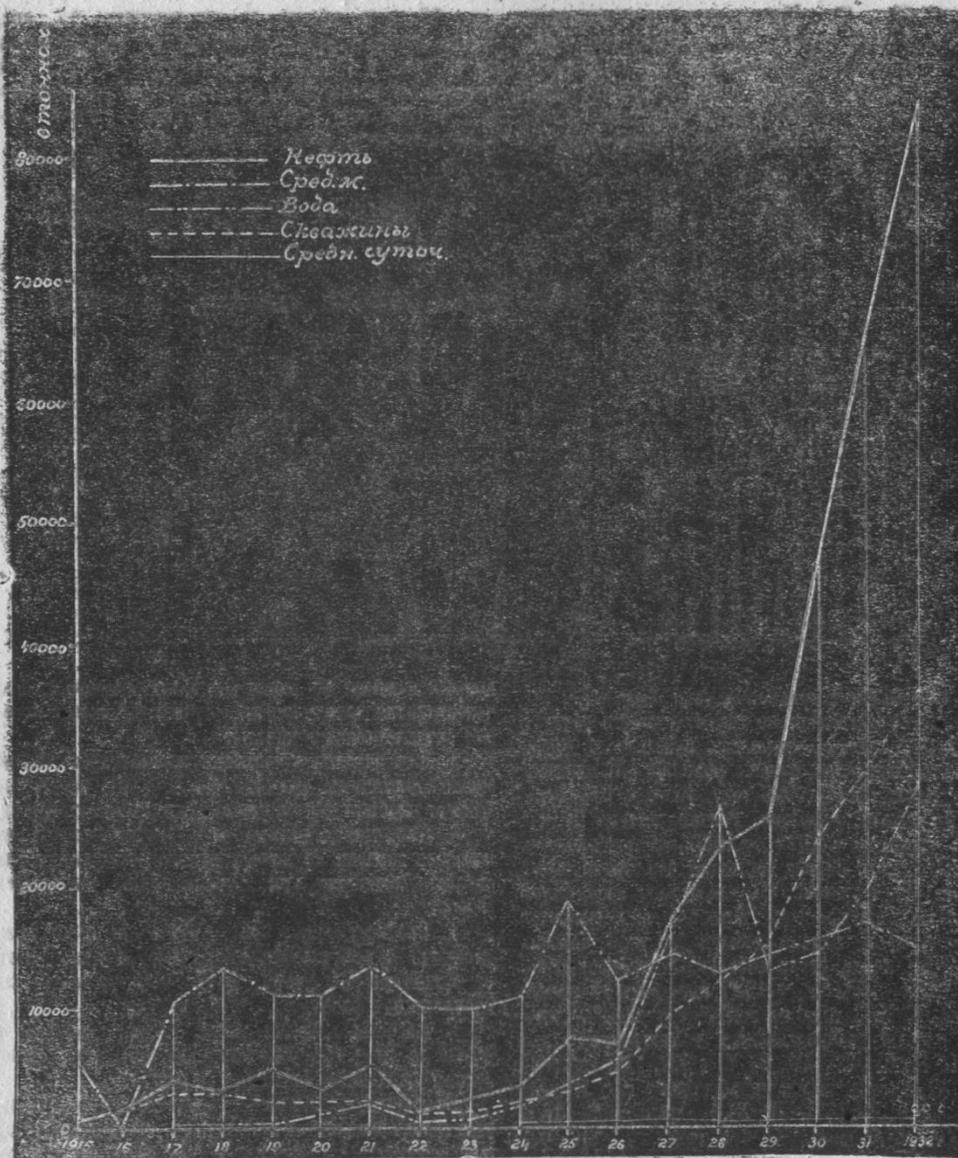
В настоящее время число скважин возросло с 35-ти до 52-х (54 скважино-пластов), и мы располагаем несколько большими данными.

Из общего числа скважин более или менее длительным сроком эксплуатации обладают 34 скважины. Для них добыча была разбита по эксплуатационным годам, а где срок эксплуатации недостаточный,—на эксплуатационные полугодия. Для тех и других исчислена, по указанным ранее соображениям равномерности эксплуатации, среднесуточная добыча. Затем как общая, так и среднесуточная добыча исчислены в процентах от первого года или полугодия соответственно.

Результаты сведены в таблицах №№ 2 и 3.

В первой приведено 14 скважин с добычей по эксплуатационным годам, а во второй—20 скважин с разбивкой добычи по полугодиям.

По этим данным построим кривые изменения среднесуточной добычи по годам, в процентах от



первого года, на логарифмической бумаге. На основании степени их падения попытаемся определить режим пластов.

Конечно, данные эти необходимо считать предварительными. Во-первых, скважины, особенно по четырем нижним пластам, насчитываются единицами. Во-вторых, для исчерывающего определения режима необходимо, помимо кривых падения производительности, иметь ряд данных о давлении, газовом факторе, составе газа, температуре на забое и т. д.

Однако, до получения этих более обстоятельных данных, выявление режима пластов Вознесенского

района, хотя бы и предварительное, является необходимым.

Перейдем к рассмотрению отдельных пластов.

1—II ПЛАСТЫ.

Эти пласты эксплуатировались в 20 скважинах. Сравнительно длительным сроком эксплуатации обладают только 12 скважин. Из вскрывших эти пласты скважин приведем данные об уровнях для некоторых, находящихся в районе нефтеносной зоны, с запада на восток. (По данным А. Н. Кожушко).

№№ скважин	51	79	50	76	48	53	46	39	52	49	16	36	32	33	15	34	30	35	29	14	7	9	5
Жидкость	Н	Н	Н	Н	Н	В	Н	Н	Н	Н	Н	Н	Н	Н	Н	Н	В	В	В	Н	Н	В	В
Отметка кровли пласта	99	99,5	89	90,2	84,1	140	84,5	65,5	103,7	60,6	60,6	62,4	131,8	60	60,8	58,1	74,3	141,6	73,5	97,3	101,6	102,6	71,9
Отметка уровня жидкости	132	144	147	125	133	150	126	130	128	117	109	95,0	138	123	118	133	168	164	162	116	141	164	165,0
Высота столба жидкости	33	46	58	7	49	10	42	65	25	57	49	33	7	63	58	75	94	23	89	19	40	62	93
Мощность пласта метров	10,5	22,0	14,5	5,0	5,5	5,0	18,0	4,0	11,5	6,5	4,0	15,0	8,0	11,5	8,0	2,0	—	7	1	15	1,7	10	17

Примечание: Н—нефть, В—вода. Высотные отметки относительно уровня Черного моря положительные.

Скважины №№ 67, 45, 19 и 11 расположены вверх по восстанию на восток или на запад от контура нефтеносности и показали сухие пески, а в скважине № 25 отмечен истощенный песок.

Уровни нефти колеблются в пределах 120—140 метров. Для участков, где пласт более мощный, они выше (скв. 79 и 50), а там, где пласт менее мощен, несколько ниже (скв. 16). Контур нефтеносности находится между изогипсами кровли первого песчаника + 40 и + 135, простираясь на восток до скважины 19. Он разбит водяным языком в районе скважин 30, 35, 24, которым скважины 14 и 7 отделены от более восточной части. Интересно, что уровень воды в трех скважинах весьма близок (162—164—168 м) и сходен с уровнем более восточных скважин—9-й и 5-й. Вверх по восстанию сухие скважины 67 и 45 обладают отметками +134 + 135 метров, что подтверждает принятую верхнюю границу контура нефтеносности. Не совсем ясно происхождение воды в скважине 53. Правда, столб невелик—всего 10 метров.

Нефть удельного веса в среднем 0,924, при чем имеем увеличение удельного веса от 0,916—0,921 на западе, до 0,928—на востоке. До 200 град. отгоняется в среднем 1,88 проц., при чем от 3,05 проц. на западе до 1,79 проц. на востоке.

Кривые проц. изменения производительности по годам и полугодиям на логарифмической бумаге приведены на диаграмме (фиг. 4). Их можно разбить на 3 группы. Скважины 7 и 14 дают с начала эксплуатации пологое падение, по степени падения приближающееся к волюметрическому режиму. Как указывалось, эти скважины обособлены и отделены от основного контура нефтеносности I—II пластов водяным языком.

Вторую группу образуют более западные скважины—33, 15, 34.

Скважина 33 дает резкую кривую падения, приближающуюся к капиллярному режиму. После трех лет эксплуатации она консервирована, как малодебитная. Западнее ее находятся скважины 16 и 32, также оказавшиеся малопродуктивными. Скважина 16 и соседняя 36 обладают минимальными отметками уровня нефти.

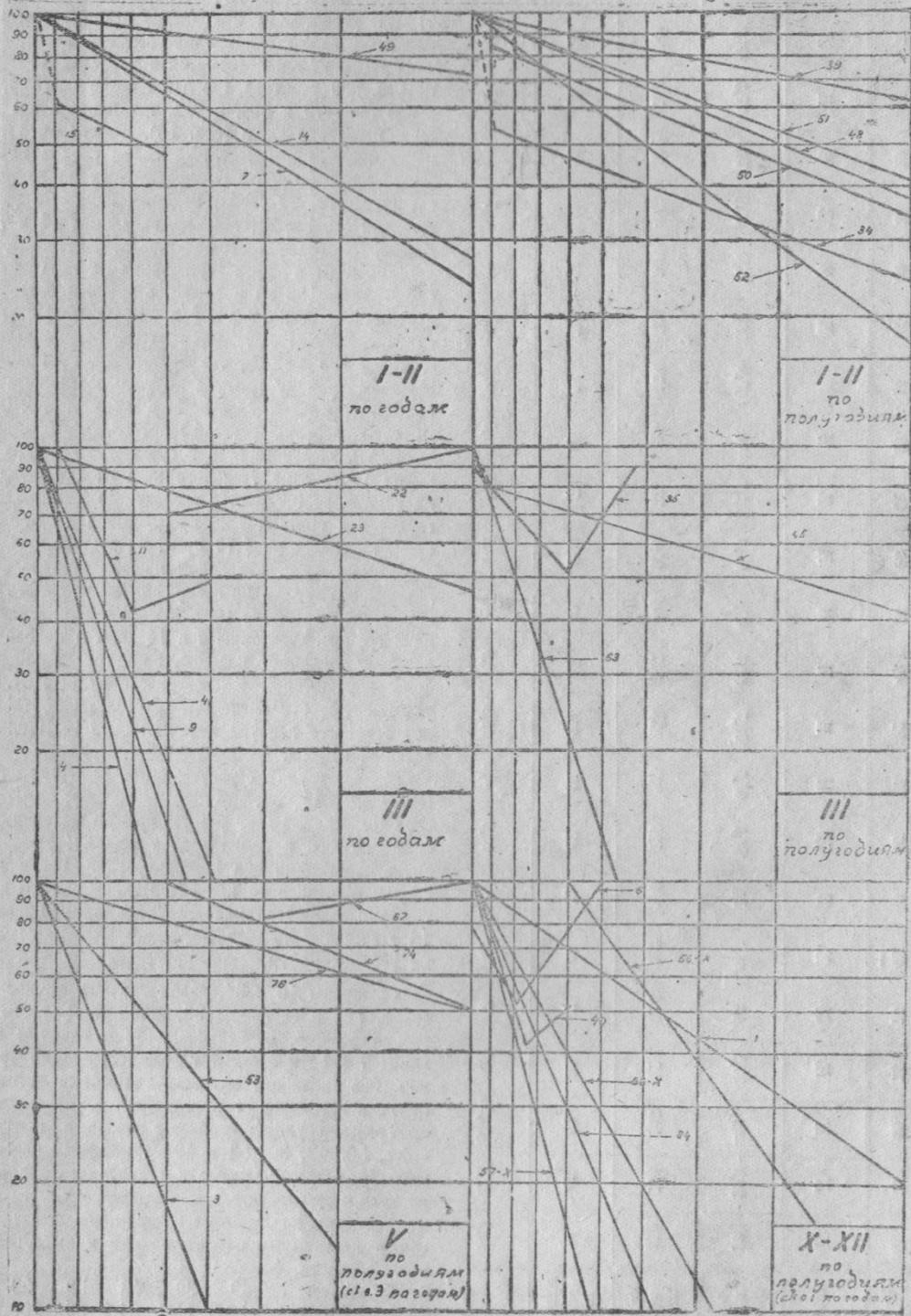
Скважины 15 и 34, давая вначале резкое падение, как в скважине 33, затем меняют его на весьма пологое, приближающееся к падению скважины 7 и 14 и сходные с волюметрическим режимом. Обе скважины обладали высокими столбами нефти в скважине.

Третью группу составляют западные скважины—51, 50; 48, 39, 52 и 49—с пологим падением, приближающимся скорее к гидравлическому режиму, чем к типичному волюметрическому.

При этом наблюдается зависимость между степенью падения производительности и высотной отметкой пласта.

Скважины	49	39	48	50	52
Отметки	60,6	65,5	84,1	89	103,7
Степень падения	0,16	0,21	0,38	0,33	0,77

Фиг. 4



№ скважин	79	74	75	53	45	16	35	63	19	11	22	23	17	9	18	2	4	41	26
Жидкость	Н	Н	В	Н	Н	В	Н	Н	Н	Н	Н	Н	Н	Н	Н	Н	Н	Н	В
Отметка кровли пласта	67,5	105	61	115,3	102,9	31,5	111	126,2	70,4	80,6	82,0	87,1	147	70,3	90,1	167,4	133,1	89,9	94,1
Отметка уровня жидкости	77,5	111	125	123,0	139	110	142	133	128	145	128	128	147	133	138	—	180	144	362
Высота столба жидкости	10	6	64	7	36	78	31	7	58	64	46	41	0	63	48	—	47	84	268
Мощность пласта метров	4,7	9,0	5,0	3,5	9	14	4	12	6	6	9	13,5	8,5	7,5	16,5	9	7	5,5	11,7

Таким образом, чем ближе к северному (южному) контуру, тем меньше степень падения производительности.

Подводя итоги, можно для I—II пластов считать установленной весьма малую степень производительности (менее 1) и режим, сходный с волюметрическим. Основной движущей силой, повидимому, является сила тяжести самой нефти.

III и IV пласты.

Из эксплуатированных этот пласт 12 скважин нами выбраны 10. Уровни в скважинах, вскрывших этот пласт с запада на восток, указаны в прилагаемой таблице (здесь и далее данные об уровнях по А. Н. Кожушко).

Отметки как пласта, так и уровней положительные. Вода обнаружена в скважинах 75-й и 16-й вниз по падению и вместе с давшими нефть указывает на отметку контура нефтеносности в +65 метров. Необычайно высокий уровень воды в скважине 26-й обязан своим происхождением либо ошибке, либо тектоническим причинам.

Скважина 64, между давшей нефть 41-й и водяной 26-й, оказалась сухой. Сухими песками III пласт представлен в скважинах 67, 83, 76, 10, 12, 3, 43 и упомянутой уже 64. Отметки их 92—100 м на западе и 150—155—160 м на востоке, а также данные скважины 17-й указывают на верхнюю границу нефтеносности в 145 метров. На западе эта граница спускается ниже к отметкам 100 м. Вместе с тем, здесь наблюдается некоторое нарушение в следовании контура определенному уровню. По карте контур следует изогипсов +100 на севере (1-го песчаника) и +140 на юге, сужаясь от 300 м на восток почти до 100 метров на западе. Уровни нефти колеблются, как и для I—II пластов, в пределах 120—140 м. На западе они несколько ниже (скв. 79, 74). Уровни нефти составляют 110—125 м, т. е. ниже I—II пластов.

Нефти обладают средним удельным весом 0,913, причем он изменяется от 0,906—0,909 на западе до 0,916 на востоке. До 200 град. отгоняется в среднем 3,51 проц., причем 3,71—5,37 проц. на западе и до 2,70 проц. на востоке.

Кривые процентного измерения производительности построены для 12 скважин. (Фиг. 4).

Их можно разделить на две группы. Первую группу составляют кривые скважин 45, 35, 11, 22, 23, при чем значительное количество воды дает только скважина 11. Первые две скважины расположены, примерно, посередине контура нефтеносности, дают вначале резкое падение, переходящее затем в более плавное или даже подъем. Видимо, вначале добыча происходила за счет расширения небольшого количества газа (большее количество легких фракций именно в этом районе), а затем следует волюметрическому закону. Подъем, вероятно, обусловлен просто режимом эксплуатации. Скважины 22, 23 и, если взять добычу воды и нефти, то и скважина 11 дают плавное падение.

Вторая группа состоит из скважин 63, 41, 9, 4. Все они дают большую степень падения производительности и по своему уклону указывают на капиллярный режим. Скважина 63 эксплуатируется около двух лет. Поэтому данные, даваемые ею, недостаточ-

но надежны. Крутой уклон объясняется близостью ее от верхнего контура нефтеносности и выделением имеющихся в нефти легких фракций. Давление на забой мало, так как столб нефти всего 7 метров. То же явление наблюдается в скважине 4, хотя картина несколько затемнена тем, что скважина дает сравнительно большое количество воды.

В скважине 9, близкой к контуру, резкое падение вызвано наличием значительного процента воды. Падение добычи всей жидкости полого. Скважина 41, давняя большой уклон, также расположена вблизи контура нефтеносности, но пока почти безводна.

Таким образом, и для III—IV пластов в основном наблюдается малая степень падения производительности, причем уклон полог, как при волюметри-

ческом режиме, хотя несколько круче, чем у I—II пластов. Часть кривых показывает уклон, свойственный капиллярному режиму. Это происходит при построении кривых для одной нефти в обводненных контурных скважинах, или у скважин, находящихся у верхнего контура, где сказывается, видимо, невысокий столб жидкости, при некотором влиянии газа.

V ПЛАСТ.

Пласт эксплуатировался всего девятью скважинами, из которых для определения режима возможно, для получения предварительных данных, использовать только пять.

Уровни с запада на восток показывают следующее:

№ скважин	79	67	74	75	76	53	36	10	12	43	26	58	72
Жидкость	Н	Н	Н	Н	Н	Н	Н	Н	Н	Н	Н	Н	В
Отметка верха пласта	50,9	92,7	71,2	33,7	70,6	60,3	11,2	125,9	123	162,4	65	125	184
Отметка уровня жидкости	83,51	20	94	6,2	125	119	135	160	135	165	152	204	194
Высота столба жидкости	33	27	20	28	54	29	124	34	7	3	—	99	10
Мощность пласта метров	15,5	10,5	5	7	7,5	4,1	2,5	7,0	4,0	3	9	12,1	70

Сухие пески обнаружены в скважинах 83, 44, 38. Если исключить восточные скважины 58 и 27, находящиеся за плоскостью предполагаемого нарушения и имеющие к тому же близкие уровни, отаганные от остальной части района, то получим колебание их предела 80—160 м, причем на западе они понижаются. Это увязывается с отметками сухих скважин. Контур нефтеносности изменяется в своей ширине от 100 до 300 метров.

Средний удельный вес нефти V пласта—0,922, при чем на западе—0,919 и на востоке—0,924. До 200 град. отгоняется в среднем 0,88 проц.

Эксплуатирующиеся скважины сосредоточены в западной части района. Таковы скважины 67, 74, 76, 53, а на востоке скважина 3. Кроме того, одновременно эксплуатировались другие скважины. Расположенные вблизи контура нефтеносности западные скважины дают пологое падение производительности, характерное для волюметрического режима (фиг. 4). Из них наиболее крутой уклон дает скважина 53. Однако, цифры таблицы указывают на замедление падения. Возможен и второй вариант кривой, отражающий большой уклон с первого полугодия на второе и затем весьма медленное падение.

Скважина 3, эксплуатирующаяся с 1915 года с перерывами, показывала в течение ряда лет устой-

чивую добычу, причем с 1924 года с нефтью извлекается около 30 проц. воды.

Кривая получилась крутой по двум причинам—взятию добычи только с 1927 года и построению ее для нефти, а не для всей жидкости. Таким образом, и для V пласта имеем падение производительности скважины характерное для волюметрического режима.

VII ПЛАСТ.

Эксплуатируется всего последние три года в двух скважинах. Данные для определения режима по кривым недостаточны.

Нефть в пласте, в скважинах 43 и 64, расположенных в восточной части района в среднем удельного веса 0,922, при чем в одной скважине она — 0,927, а в другой—0,918. До 200 град. отгоняется меньше, чем для всех остальных пластов — всего 1,42 проц.

Уровень нефти — 140 метров, уровень воды—130 метров. Скважина 58 расположена за нарушением на востоке. Не совсем увязывается уровень воды в скважине 38. Кроме того, VII пласт оказался сухим в скважине 10, водяным в скважинах 21, 26, 65, 98, и в виде истощенного нефтяного песка в скважине 60.

X ПЛАСТ.

Эксплуатируется в четырех скважинах. Одна из

них остановлена. Для предварительных данных о режиме могут быть использованы три скважины.

Изменение уровней с запада на восток следующее:

Данные об уровнях с запада на восток.

№№ скважин	12	38	17	43	64	13	58
Жидкость	В	В	Н	Н	Н	Н	В
Отметка кровли пласта	102,7	160,2	89,2	137,9	84,5	115	80
Отметка уровня жидкости	135	203	105	140	142	136	229
Высота столба жидкости	32	43	16	12	58	21	149
Мощность пласта метров	4,5	3	2,1	7	4	4,4	17,5
№№ скважин	84	57	38	40	6	56	66
Жидкость	Н	Н	В	В	В—85% Н—15%	Н	Н
Отметка кровли пласта	43,1	88,6	115	86,4	109,2	166,2	179
Отметка уровня жидкости	186	263	232	302	—	327	329
Высота столба жидкости	43	175	117	216	—	161	150
Мощность пласта метров	6,6	2,5	4	6,8	4,9	3,5	5

При этом для X пласта установлены две нефтеносные зоны. Восточная — с уровнем нефти 327—329 м или воды 300 м и западная — с уровнем 185—260 м. Уменьшение уровня в скважине 84, возможно, находится в связи с переходом пласта вниз по падению в скважине 83 в песчаные глины. В скважине 38 уровень ниже, чем в скважине 40, а далее на запад X пласт не был установлен и выражался глинистой толщей. Возможно, что этим и вызвана меньшая отметка уровня воды.

В скважине 43-й X пласт был выражен метровым нефтяным песком.

Нефть имеет в среднем удельный вес 0,919, при чем для двух западных скважин имеем 0,925 и 0,900, а для двух восточных 0,925—0,922 м. До 200 град. отгоняется от 2,08 до 5,7 проц., или в среднем 3,29 проц.

Ввиду того, что по пласту имеется всего три скважины с кратким сроком эксплуатации, приведенное на чертеже (фиг. 4) изменение производительности, построенное по трем точкам, условно.

Скважина 56 дает сравнительно пологое падение, а 57 и 66 более крутое. Судя по большой высоте столба жидкости, скорее следовало ожидать более пологого уклона. Вместе с тем нефть меньшего удельного веса и содержит больше легких фракций. Не исключена возможность некоторого участия газа, как движущей силы.

Вероятнее всего, судя по данным скважины 56 и указанным соображениям, и для X пласта считать волюметрический режим.

XII ПЛАСТ.

Число скважин, эксплуатирующих XII пласт, всего четыре. Как и в X пласте имеем здесь высокие уровни вод. С запада на восток имеем: (см. табл. на 26 стр.)

В скв. 37 встречены промытые нефтяные пески, скв. 1 эксплуатируется, а в скв. 42 только в подошве пласта встречен нефтяной песок, что заставляет предполагать вблизи наличие контура.

Уровень вод по имеющимся данным составляет 295—305 м, а нефти 330—360 м. Рост уровней наблюдается на востоке, где они достигают для вод

№ № скваж.	84	83	79	44	21	12	17	38	13	40	6	27
Жидкость	Н	Н	В	П	В	В	В	Н	В	Н	Н	В
Отметка кровли пласта	+23,8	-27,6	-111,2	+13,3	-7	-10	-19,1	+62,2	+5,2	+65,5	+83	+379
Отметка уровня жидкости	358	50	306	157	337	305	295	115	330	307	422	867
Высота столба жидкости	335	78	417	144	344	315	314	53	325	242	339	329
Мощность пласта метров	6,00	3,00	6,00	5,0	4,5	4,5	6,3	6,0	7,7	8,0	6,6	7,0

330—370 м и для нефти 420 м. Отметки уровня нефти в скв. 38, судя по соседним с притоками воды, является, повидимому, ошибкой.

Нефти XII пласта отличаются от остальных пластов своим меньшим удельным весом, составляющим для западной скважины 84—0,901, а трех восточных—0,900, 0,904, и 0,909 или в среднем для пласта 0,903. До 200 град. отгоняется от 5,64 до 9,09 град. или в среднем 6,14.

Кривые процентного падения производительности приведены на фиг. 4. Контурные скважины 40 и 6 на востоке дают вначале падение, а затем рост добычи, сопровождающийся ростом воды в добываемой жидкости. Скважина 1, эксплуатирующаяся с 1915 года, взятая с мая 1927 г. (начало регулярной эксплуатации), показывает падение по волюметрическо-

му закону. Вода в скважине появилась с 1929 г. С учетом всей жидкости и по скважине № 1 имеем в конце увеличение добычи.

Круглой уклон кривой скважины 84, эксплуатирующейся небольшой срок, вызван, видимо, недостатком данных.

ИТОГИ И ВЫВОДЫ.

Выше мы рассмотрели вопрос о режиме пластов Вознесенской площади Артемовского нефтяного района. Материалом служили данные о добыче по 34 скважинам, уровнях (данные **А. Н. Кокушко**) и составе нефтей (данные **Копанева**).

Для спаниодопетловых пластов наблюдаются следующие удельные веса нефтей и высоты уровней по продуктивным пластам.

Пласты	Отметка уровней в метрах		Удельный вес нефтей			Проц. нефти отгн. до 200 град.		
	Нефть	Вода	Запад.	Восток	Средн. в пласт.	Запад.	Вост.	Средн. в пласт.
I—II	123—140	160—165	0,916 0,921	0,928	0,924	3,05	1,79	1,88
III—IV	120—140	—	0,908 0,909	0,916	0,913	3,71 5,7	2,7	3,51
V	80—160	—	0,919	0,924	0,922	—	—	1,88
VI	140	130	—	0,922	0,922	—	1,42	1,42
X Зап. Вост.	180—260 325	300 370	0,912	0,924	0,919	—	—	3,29
XII	330—360	300	0,911	0,904	0,903	от 5,94	до 9,09	6,14

По уровням нефтей пласты разбиваются на две группы. Верхние I—II, III—IV, V и VI отметками уровней нефти в +120—140 м (над уровнем Черного моря) и нижние X и XII с отметками 385—360 м для нефти и 300 м для воды.

Для верхней группы пластов достоверный уровень воды имеет для VI пласта — 130 метров. I—II пласты показывают несколько повышенный (по расчету по нефти) уровень. Удельный вес, как в западной, так и в восточной частях района и в

среднем по пласту, уменьшается постепенно от верхних к более глубоким пластам. Эта постепенность нарушается III пластом, который имеет удельный вес средний между X и XII пластами. Это зависит от содержания легких фракций.

По процентному содержанию фракций отгоняемых до 200 град. III пласт стоит также между X и XII.

Столбы жидкости, наблюдаемые в скважинах, естественно минимальны для верхних пластов

(I—II), где они у верхнего контура зачастую имеют высоту над кровлей в 7—5 и даже 2 метра. Для нижних пластов высота столба как минимум 45—50 метров, а обычно более 100.

Изучение процентных кривых изменения производительности для скважин, с сравнительно длительным периодом эксплуатации, показывает весьма пологий уклон. Степень падения в большинстве менее единицы. Таким образом, по этому признаку режим должен быть волюметрическим. Часть скважин, преимущественно у контуров, показывает степень падения производительности более двух и приближающуюся к трем, что, как известно, характерно для капиллярно-газового режима.

В Вознесенском районе это явление вызвано для скважин у газо-нефтяного контура быстрым истощением нефти, притекающей к забою скважин в основном за счет силы тяжести, но при некотором участии газа. Скважины у водо-нефтяного контура снижают быстро добычу, при определении падения одной нефти, за счет воды. Суммарная добыча нефти и воды дает плавное падение с уклоном менее единицы. Часть кривых с крутым падением, наблюдаемых у скважин, эксплуатирующихся три полугодия, вызван недостатком данных.

Наконец, нами введены на логарифмической диаграмме кривые с переменным уклоном. Без этого способа при выпрямлении кривых обычным (для логарифмической бумаги) способом получались степени падения производительности более трех и зачастую более 10, что явно абсурдно.

Существует два вида кривых с переменным уклоном. Кривые с переходом от степени падения производительности близкой к трем к степени меньшей единицы, встречающиеся в I—II и III пластах, трактуется нами как переход от перемещения жидкости за счет расширения газа при наличии силы тяжести к исключительному действию только последней.

Другой вид кривых показывает переход от уклона близкого к трем к отрицательному (подъему). Это явление наблюдается при подходе контурной воды, обладающей меньшей вязкостью, чем нефть. Некоторое влияние здесь оказывает режим и условия эксплуатации. Наконец, имеются скважины, показывающие равномерный подъем добычи (скважина 22).

Таким образом, для эксплуатирующихся пластов енашодонтепловой свиты Вознесенской площади Артемовского нефтяного района установлено пологое падение добычи нефти с уклоном (на логарифмической бумаге) около единицы, а в большинстве случаев менее ее. Это говорит о волюметрическом режиме. Более пологое падение, чем у типичного волюметрического режима вызвано тем, что основной причиной, движущей нефть к забою скважины, является сила тяжести. Газ, повидимому, играет некоторую роль, как движущая сила, в начальный период эксплуатации некоторых скважин и притом, главным образом, у таких, где столб нефти мал (приконтурные *).

Однако, этот вопрос необходимо разрешить путем производства специальных наблюдений над

скважинами. При этом следует помимо замеров количества газа и производства его анализов, попытаться произвести и замеры давления.

Этот материал будет необходим для выявления возможности применения вторичных методов.

Устойчивость добычи пластов Вознесенской площади, небольшая глубина, перспективы развития района, в связи с получением нефти в Малгобеке и выявленный, на основе предварительного изучения процентных кривых производительности большинства скважин, волюметрический режим заставляют в 1934 году уделить району большее внимание. Роль Артемовского района в добыче Грознефти должна возрасти. Вопрос о целесообразности усиления буровых работ должен быть подвергнут предварительно экономической проработке.

При этом, при выборе системы разбуривания, должен быть учтен выявленный по имеющимся данным режим пластов.

Небольшая ширина контуров нефтеносности и непродуктивность скважин у обоих контуров нефтеносности заставляют их располагать, примерно, в средней части, что зачастую позволит по ширине разместить лишь одну скважину. Таким образом, будет выбор, в зависимости от темпов разработки, между ползущей по простиранию, ступающей и сплошной системами.

По расположению контуров нефтеносности при выборе порядка разработки, пласты необходимо будет разбить на группы (I—II, V, III—V, V—VII, X—XII). Соотношение производительностей позволит решить вопрос о наиболее целесообразном порядке — нисходящем с углублением на шпигий менее продуктивный пласт и восходящем («сверху вверх») при нижнем более продуктивном.

Независимо от этого, необходимо производство наблюдений над режимом: уточнить учет добычи, произвести замеры газа, его давления, анализы. Изучить механический состав пород и т. д.

Список литературы

1. ГУБКИН И. М. — Нефть. Поверхность и недра. 1916 г. — XII № 9, стр. 372. Петроград.
2. Отчет о состоянии и деятельности Геологического Комитета—О нефтеносных районах Кавказск. Изв. геол. ком., 1917 г., № 1, стр. 69.
3. ПРОКОПОВ К. А. — Краткий очерк геологии нефтеносных районов Терской области и разведочных работ на нефть. П. и Н. 1917 г., январь—апрель, том 2, с картой.
4. ПРОКОПОВ К. А. — Нефтяные районы Терской области. Е. П. С., т. IV, вып. 22.
5. КАЗЬМИН В. М. — К геологии Вознесенского нефтяного месторождения Терской области. Вест. путей сообщ. и пром., 1919 г., в ряде номеров с картой.
6. И. М. ГУБКИН. — Грозненский нефтеносный район. Н. и С-Х. 1920 г., № 4-8.
7. ПРОКОПОВ К. А. — Из отчета «О геологических исследованиях в Вознесенском районе», П. Б., № 18, 1923 г.
8. ДАВЫДОВ И. И. — Вознесенский нефтеносный район и перспективы его развития. Теплинское дело, № 5, 1923 г.

* *) Конечно у газо-нефтяного контура.

9. **ПРОКОПОВ К. А.** — Краткое сообщение о геологических работах в Вознесенском районе 1923 г. Гр. неф. хоз., 1924 г., № 1—3, стр. 31—32.
10. **ПРОКОПОВ К. А.** — Краткое сообщение о геологических работах в Вознесенском районе. Неф. и сл. хоз., № 5—6, 1924 г. Реферат № 1406.
11. **К. П.** — Геологические исследования в разведочных районах Грознефти. Гроз. нефт. хоз., № 3—4, 1923 г., стр. 6.
12. **ПРОКОПОВ К. А.** — Результаты геолого-разведочных работ в Вознесенском разведочном районе. 1925 г. (1926), В. Г. К., № 3, стр. 6—8.
13. Справочник по нефтяному делу 1925 года.
14. **К. П.** — Разведочные работы в Терских нефтяных районах в ближайшее время.
15. **ПРОКОПОВ К. А.** — Геологическое строение западной части Терского хребта. Изв. геол. ком., 1924—25 гг., том 43, № 5, стр. 515—533.
16. **МИРОНОВ С. И.** — Нефть. Обзор минеральных ресурсов СССР, 1925 г., вып. 28, стр. 25—34. Ленинград.
17. **САХАНОВ А. Н. и ВАСИЛЬЕВ Н. А.** — Вознесенские нефти. Нефтяное хозяйство, т. XII, № 3, стр. 407—410.
18. **МИРОНОВ С. И.** — Нефть. Годовой обзор минеральных ресурсов СССР за 1925—26 г. Геолог. комит., 1927 г., стр. 439—474. Ленинград.
19. **ЛИНДТРОП Н. Т.** — Разведки в северо-восточной части Кавказа в 1926—27 операц. году. Нефт. хоз., № 3, том XIV, стр. 416—424, 1928 г.
20. **МИРОНОВ С. И.** — Нефть. Годовой обзор минеральных ресурсов СССР за 1926—27 г. Геол. комит., 1928 г., стр. 644—689. Ленинград.
21. **ПРОКОПОВ К. А.** — Вознесенский нефтеносный район. II и III, № 3—5, 1928 г. (43—45), том VI, стр. 33—42.
22. **ХУЦИЕВ А. А. и ПЕТРОВ Л. С.** (под редакцией Прокопова К. А.) — Пластовая карта Вознесенского нефтеносного района. Издание Треста Грознефти, гор. Грозный, 1930 г. Структурная карта I спандонтеклового песчаника, таблица залегания этого же песчаника и девяти поперечных разрезов.
23. **МАКСИМОВИЧ Г. А.** — Баланс скважин грозненских и Вознесенского района. Азерб. неф. хоз., 1930 г., № 3, стр. 26.
24. **МАКСИМОВИЧ Г. А.** — Анализ эксплуатации нефтяных районов Грознефти. Баку, 1930 г. Изд. журнала Аз. нефт. хоз., стр. 61.
25. **ДВАЛИ М. Ф.** — Отчет по гидрогеологическим работам в Алхан-Чуртской долине в 1927 году 1931 г. Труды Г. Г. Р. У., вып. 67.
26. **ПРОКОПОВ К. А.** — Заключение о водоненности долины Алхан-Чурт. 1931 г. Труды Г. Г. Р. У. вып. 67.
27. **ПЕТРОВ Л. С.** — Структурная карта надпойменной поверхности Вознесенского нефтеносного района. Труды нефт. геолог. развед. института, Сер. выпуск 26, 1932 г. Нефт. изд-во М.-Л., 4 стр.
28. **МАКСИМОВИЧ Г. А.** — Методы графического изображения анализов буровых вод 1932 г. Баку Азнефтенздат, 15 стр. (В виде примера взяты вод. Вознесенского р-на).
29. **АЛФЕРОВ Б. А.** — Нефтяные месторождения Грозненского района. Сборник «Северный Кавказ — мощная минеральная сырьевая база СССР 1932 г., Ростов н-Д., стр. 46—68.
30. **ДАЛИЦКИЙ В. А.** — О газоносности Терской нефтеносной области. Тот же сборник (см. 29 стр. 104—128).
31. **МАКСИМОВИЧ Г. А.** — О профиле эксплуатационных глубин. Грозненский нефтяник, 1932 г. № 9—10.
32. **МАКСИМОВИЧ Г. А.** — Классификация буровых вод Вознесенского нефтяного района. Труды 2-й конференции геологов-нефтяников Северного Кавказа (печатаются).