

Режим нефтяного месторождения Верхне-Чусовские Городки

Г. А. МАКСИМОВИЧ

Прошел уже достаточный срок с момента получения первой промышленной нефти на Урале. История Уральской или Уральско-Волжской нефтяной области начинается 16 апреля 1929 года неожиданным получением нефти в скважине № 20 б. Геологического комитета в Чусовских Городках. С тех пор в районе пробурено более 80 скважин.

Богатейший фактический материал, полученный в результате бурения, обработан и на его основе выявлены главные черты строения месторождения.

Сведениями о геологии района мы обязаны работам В. А. Сулина и его сотрудников (1). Новейшие данные приведены в докладе гл. геолога Востоконефти Г. Р. Егер (3). Обработка материалов ведется геологом района И. А. Бочковым. Работы более ранних исследователей приведены у В. А. Сулина (1). Однако, до сего времени внимание привлекали, главным образом, вопросы генезиса, стратиграфии и гидрогеологии месторождения. Режимом, запасами и разработкой этого интереснейшего месторождения еще мало занимались. «Взяться серьезно за организацию нефтяной базы в районах западных и южных склонов Уральского хребта», по указанию т. Сталина, можно только всесторонне изучив это наиболее давно разрабатываемое месторождение.

Опыт 5½ лет работы, сопряженной с вложением значительных средств, должен быть учтен, чтобы во вновь открываемых месторождениях этого типа не повторять ошибок Городковского месторождения.

Уральская нефтяная область, сравниваемая акад. И. М. Губкиным с нефтяной провинцией Западного Тексаса (3), таит несомненно еще не одно месторождение. Одним из типов месторождений этой области и являются Верхне-Чусовские Городки.

Подтверждением этого является открытое на три года позднее (апрель 1932 г.) в районе Стерлитамака богатейшее месторождение.

Это не значит, конечно, что данный тип является единственным. Несомненно, будут найдены еще и другие типы месторождений. При этом, для выполнения поставленной т. Сталиным задачи, необходимо не только найти эти новые месторождения, но и правильно их разработать. Важнейшим вопросом при этом является выявление режима месторождений этого типа. Выявлению режима Городковского месторождения и будет посвящена настоящая работа, для которой будет использован собранный в районе материал. При этом мы будем придерживаться нашего метода, разработанного в ряде предшествующих работ (5, 6, 8, 9, 11, 12, 13). В виду отсутствия в литературе сведений об эксплуатации В.-Чусовского района, вначале мы приведем краткие данные по этому вопросу на основе обработки имеющегося материала.

Общие данные о районе

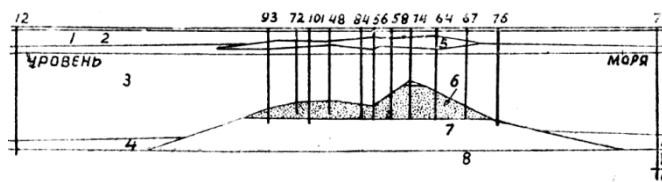
Нефтяное месторождение Верхне-Чусовских Городков эксплуатируется уже 5½ лет. С начала эксплуатации до 1/IX 1934 г. добыто 45008,23 т нефти и весьма незначительное количество воды. В эксплуатации перебывало 28 скважин, причем среднемесячная добыча, в среднем за этот период, составляла 125 т, а среднечасовая – 0,32 т.

Нефть приурочена к брахиоподово-мшанковым известнякам артинского возраста, возвышающимся в виде массива неправильной формы. Этот известняковый массив достигает в наиболее поднятой части мощности 240–250 м и возвышается над уровнем залегания кровли артинских глин и мергелей. Мощность последних не превышает 45 м и, таким образом, фаунистически хорошо охарактеризованные артинские отложения окружают брахиоподово-мшанковые известняки, налегая на них в периферической части. Здесь массив известняков выклинивается. Над более возвышенными частями брахиоподово-мшанковых известняков артинские глины отсутствуют. Здесь налегают гидрохимические осадки кунгурского возраста, представленные ангидритами, гипсами, доломитами и каменной солью. Таким образом, химические осадки кунгура залегают в приподнятой части на брахиоподово-мшанковых известняках, а по периферии – на глинисто-мергельной толще артинского возраста. Выше залегает маломощная песчано-глинистая толща кунгурского возраста.

Промышленная залежь нефти приурочена к поднятию брахиоподово-мшанковых известняков. В наивысшей точке скважины почти не дают нефти, отмечая лишь газ. Такова скв. № 74, расположенная на вершине поднятия. Ниже, в верхней части поднятия, залегает нефть. В этих же известняках ниже нефти находится сильно минерализованная вода. Эта вода, таким образом, является типичной подошвенной, подстилая нефть по всей площади. Нефть и вода граничат практически по горизонтальной плоскости расположенной на высоте 290 м относительно уровня моря и на глубине 400 м от земной поверхности, которая здесь почти горизонтальна. Под брахиоподово-мшанковыми известняками залегают почти горизонтально, без отчетливых тектонических нарушений, криноидно-мшанковые известняки, подстилаемые в свою очередь фузулиновыми известняками.

Сказанное иллюстрирует схематический геологический профиль через скв. №№ 12–74–7 (фиг. 1).

¹ Цифры в скобках здесь и ниже означают ссылки на литературу, помещенную в конце.



фиг. 1

Схематический профиль месторождения Верхне-Чусовские Городки

1 – наносы; 2 – песчано-глинистая толща; 3 – толща химических осадков; 4 – глинистая фация артинского яруса; кавернозные известняки верхов химических осадков; 5 – брахиоподово-мшанковые известняки (нефтеносная часть); 6 – тоже (водоносная часть); 7 – тоже (водоносная часть); 8 – криноидно-мшанковые известняки; 9 – верхне-фузулиновые

Чтобы закончить описание строения района, необходимо отметить еще ряд закономерностей, выявленных в результате многолетнего бурения в районе. Толща химических осадков кунгурского возраста над известняковыми поднятиями представлена более чистыми ангидритами, тогда как в периферических частях ангидрит в большей части переслоен с глинами и доломитом.

Кровля ангидритов над поднятиями отбивается выше, чем в районах за пределами поднятий известняков.

В районах, лежащих вне контура известняковых массивов, в толще химических осадков, появляется достаточно постоянный слой каменной соли, который отсутствует над известняками.

Эти положения, устанавливающие некоторые зависимости между поднятиями артинских известняков и покрывающими их химическими осадками кунгурского возраста, облегчают разведку месторождения Городковского типа.

Из более чем 80 скважин, пробуренных в районе нефтяного месторождения Верхне-Чусовских Городков, промышленная нефть получена в 28. Динамика как общей добычи, так и числа скважин, находившихся в эксплуатации, по годам представлена диаграммой (фиг. 2).

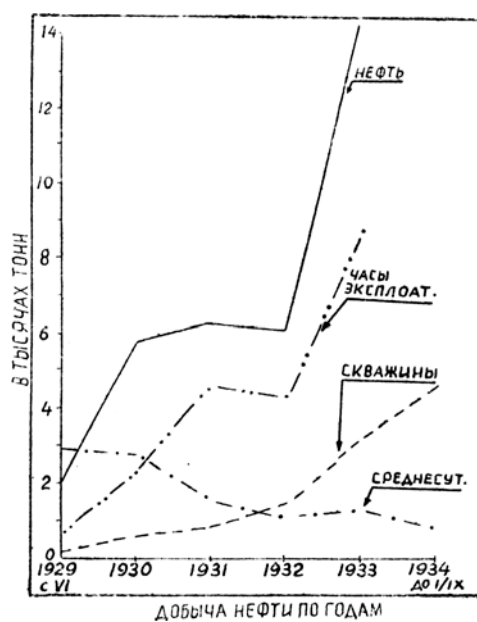
Общая добыча растет с 2066 *т* в 1929 г. до 14.562 *т* в 1933 году. Данные за 1934 год не нанесены, так как добыча за 8 месяцев не будет характерна. Некоторое снижение добычи 1932 года, по сравнению с 1931 г., произошло за счет уменьшения числа скважино-часов эксплуатации.

Число скважин за этот период выросло с одной в 1929 г. до 23 в 1934 г. При этом, пока шла разведка этого своеобразного месторождения, прирост эксплуатационных скважин был мал. После выявления основных черт месторождения и его оконтуривания, что произошло, примерно, в 1932 году, бурение идет более уверенно и, как результат этого, растет число эксплуатационных скважин. По мере роста числа скважин растет и число скважино-месяцев и скважино-часов эксплуатации.

Число скважино-месяцев, составлявшее в 1929 году 7, увеличивается до 21 в 1930, до 39 в 1931, до 55 в 1932 и до 111 в 1933 г. За 8 месяцев 1934 г. проработано 127 скважино-месяцев. Число скважино-часов растет с 3.242 часа в 1929 г. до 44.161 в 1933 г., причем за 8 месяцев 1934 г. скважины проработали 34.615,3 часа. Диаграмма показывает замедление роста числа часов в 1932 г.

По мере роста числа скважин уменьшается среднемесячная добыча. В 1929 году она составляла 295,1 *т* и снизилась до 81,7 *т* в 1934 г. Наиболее резко падает среднемесячная добыча после прекращения фонтанирования скв. № 101 в 1931 г. Диаграмма отражает это уменьшение среднемесячной добычи.

В Верхне-Чусовском районе организован учет числа часов работы скважин. При этом вычисленная среднечасовая добыча распадается на два периода. Первый период, когда фонтанировала скв. № 101, среднечасовая добыча составила 0,64 *т* в 1929 году и 0,52 *т* в 1930 году. Здесь уменьшение часового дебита находится в связи с уменьшением темпа фонтанирования. С 1931 г., когда район перешел исключительно на добычу нефти глубокими насосами, среднечасовая добыча колеблется в пределах от 0,27 до 0,33 *т*. Здесь уже среднечасовое количество добываемой нефти находится в связи с состоянием техники нефтедобывания, а не скоростью притока нефти к забою скважины.



Фиг. 2

В зависимости от числа часов работы насоса, его соответствия дебиту скважины и коэффициента наполнения, мы будем иметь тот или иной средний дебит. Таким образом, данные 1931–1934 г. г. указывают на улучшение техники нефтедобывания в Верхне-Чусовских Городках.

Среднечасовая добыча составляет 0,27 *t* в 1921 году, 0,28 *t* в 1932 г. и 0,33 *t* в 1933 г. В 1934 г. эта цифра снижается до 0,30 *t*. Более детальные данные приведены в таблице 1.

Таблица 1

Год	Число скважин в эксплуатации	Добыча нефти в <i>t</i>	Число скважино-месяцев эксплуатации	Число скважино-часов эксплуатации	Среднемесячная добыча в <i>t</i>	Среднечасовая добыча в <i>t</i>
1929	1	2.066,20	7	3.242,0	295,1	0,64
1930	3	5.789,85	21	11.420,0	275,5	0,52
1931	4	6.241,00	39	23.314,0	160,2	0,27
1932	7	6.046,60	55	21.764,0	110,0	0,28
1933	16	14.562,78	111	44.161,0	131,4	0 33
1934	23	10.301,80	127	34.615,3	81,7	0,30 за 8 мес. до 1/IX-34 г.
Всего		45.008,23	360	128.516,3	125,0	0,32

После этих кратких данных перейдем к режиму залежи нефти Городковского месторождения.

Несмотря на «сравнительно длительный срок разработки, материалы, необходимые для решения этого вопроса, не всегда достаточны и не всегда вполне достоверны. Объясняется это отсутствием должного внимания к этому вопросу. Режимом не занимались и вместо систематического сбора материала мы имеем по большей части случайные наблюдения. Попыток обработать скопившийся материал, насколько нам известно, также не было.

Эти замечания необходимо учесть при пользовании материалом, приведенным ниже.

Вначале нами будет рассмотрена характеристика пород, вмещающих жидкости, затем газ и его свойства, и, наконец, и сами жидкости. Помимо химического состава газа, нефти и воды, здесь будут рассмотрены соотношение между добываемой жидкостью и газом, или газовый фактор, а также температура и давление, имеющие место в залежи, равно как и характер их распределения.

На основе изучения физико-геологических данных о пласте, а также скорости движения жидкости в различных скважинах и будет решен вопрос о режиме залежи. Знание режима позволяет решать ряд практических вопросов в виде наиболее желательного порядка разработки залежи, возможностей использования подошвенной сильно минерализованной воды и т. д.

Характер имеющегося материала делает выводы о режиме предварительными.

Вмещающая порода и ее свойства

Нефть в месторождении Верхне-Чусовских Городков, как было указано, приурочена к брахиоподово-мшанковым известнякам. Известняки эти кавернозные, трещиноваты, реже мелкопористы.

Кровля нефтеносной части известняков встречается, в зависимости от расположения эксплуатационных скважин, на глубине 314–354 м, опускаясь в скв. № 1а до 370 м. В некоторых скважинах (№ № 64, 75, 62, 90, 58, 59) первые признаки нефтеносности встречены и выше, часто в доломитах, на глубинах 275–231 м.

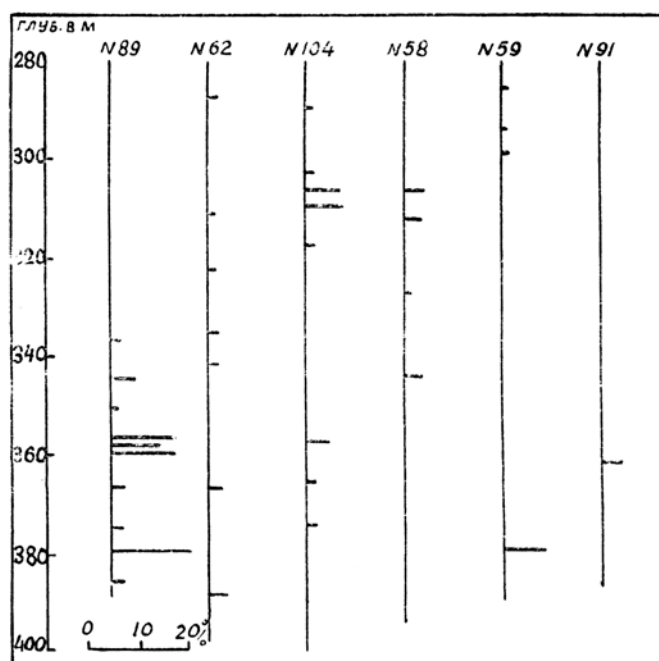
Мощность нефтеносной части, по данным описания керна из эксплуатационных скважин, колеблется для большинства скважин от 42 до 76 м: в скв. № 1а – 21 м, в скв. № 51 – 81 м, в скв. № 59 – 86,7 м, в скв. № 62 – 103 м, а в скв. № 58 – 108 м.

Однако, на протяжении указанных мощностей известняки обладают как различным характером и количеством пустот, так и различной нефтенасыщенностью.

Рассмотрение разрезов скважин показывает весьма пеструю картину характера, количества и размера пустот в известняке. В большинстве скважин у линии водораздела отмечен гудрон (скв. № № 89, 64, 77, 74, 62, 73, 75, 56, 52, 51, 1а, 91), а в скв. № 88 – соленая вода.

Отметим также большую величину каверн в нижней части скв. № 64.

Пористость определена в лаборатории промысла методом пропитывания известняка в керосине без вакуума. Всего произведено 53 определения керна из 6 скважин. 5 из них относятся к скважинам северной, наиболее приподнятой части месторождения, и одна (№ 91) к небольшому южному поднятию.



фиг. 3

Пористость брахиоподово-мшанковых известняков

Скважины эти нанесены на схему (фиг. 3). Здесь они размещены на равных расстояниях в порядке, в котором они расположены с севера на юг. При этом на глубинах, соответствующих взятым образцам, показана в масштабе максимальная пористость. Обращает на себя внимание непостоянство величины пористости в отдельных скважинах по вертикали. Так как высота устья отдельных скважин разнится незначительно, не более 1–2 м, то эта же схема может служить одновременно для суждения об изменчивости пористости по простиранию или, вернее, по горизонтали. На схеме не удастся отбить какой либо горизонт с повышенной пористостью. Объясняется это, как видно из схемы, неравномерностью взятия образцов для исследования.

Максимальное число образцов взято из скв. № 89, причем взяты они более или менее равномерно по всей нефтесодержащей толще.

Эта скважина дает максимальные цифры пористости. По данным схемы выделяются две зоны с повышенной пористостью: глубины 355–360 м и 380 м. Для остальных глубин пористость не только не больше 10, но даже менее 5 %. В скв. № 62, где образцы взяты довольно редко, пористость не достигает даже 5 %. В скв. № 104 образцы для определения пористости взяты неравномерно. Часть из них приурочена к верхней зоне нефтеносной части, а два образца показывают пористость выше 5. По остальным трем скважинам взяты для исследования единичные образцы. Пористость, за исключением глубины 380 м, в скважине № 59 менее 5 %.

Более детальные данные о результатах определения пористости приведены в таблице 2.

Таблица 2

№ скважин	89		62		104		58		59		91	
№№ по пор.	глубины в м	порист. в %	глубины в м	порист. в %	глубины в м	порист. в %	глубины в м	порист. в %	глубины в м	порист. в %	глубины в м	порист. в %
1	337	1,81	288	0,92	285–295	1,29	307	3,70	226	0,92	362	2,9
2	345	0,98	312	1,40	299–307	1,01	313	1,57	294	0,59	632	2,4
3	351	1,30	323	0,21	307	6,78	313	3,07	294	0,59	–	–
4	357	10,49	336	2,33	307–313	7,23	328	1,24	299	0,66	–	–
5	357–360	10,19	342	2,17	313–324	0,72	345	3,53	380	6,72	–	–
			342	1,86							–	–
6	358–362	8,39	368	2,02	313–324	0,35	–	–	380	7,47	–	–
7	362–372	13,05	389	3,53	353,9–361,8	1,53	–	–	390	3,23	–	–
8	372–378	3,16	397	0,62	354,9–361,8	2,92	–	–	–	–	–	–
9	380	16,80	–	–	361,8–367,9	1,70,	–	–	–	–	–	–
10	386	1,06	–	–	375	2,18	–	–	–	–	–	–

Хотя приведенный материал и недостаточен для характеристики даже такого небольшого месторождения, как Верхне-Чусовские Городки, однако, и он уже дает возможность сделать кое-какие выводы.

Во-первых, необходимо отметить незначительную пористость вообще. Данные таблицы 2 показывают, что пористость более 10 % установлена в 5 образцах и более 5 % в 12 из 53. Для остальных образцов пористость колеблется от 0,21 до 4,31 %.

По данным таблицы 2 и фиг. 3, преобладают цифры пористости от 1 до 3 %.

Вторым выводом является неравномерность этой пористости. Наряду со сравнительно высокой для известняков пористостью в 16,8 %, как максимум, мы имеем пористость менее 1 %. Уже макроскопическое описание пород отметило неравномерность пористости. Она обусловлена как незначительной трещиноватостью, так и кавернностью, причем диаметр каверн доходит до 4 см.

Такая пористость кажется чрезвычайно ничтожной по сравнению с основными месторождениями Союза – Бакинскими и Грозненскими (10), где эта цифра составляет 12–25 и выше процентов, достигая в Бакинском районе для некоторых горизонтов 40 и более процентов.

Таким образом, максимальные пористости месторождения Чусовских Городков являются небольшими и характеризуют наименее продуктивные горизонты наших наиболее значительных месторождений.

Необходимо, однако, помнить, что здесь мы имеем дело не с песками и песчаниками, а с известняками, где в плотной основной массе могут иметь место отдельные каверны весьма значительного размера. Поперечное сечение этих каверн дает размеры, незнакомые нам по псаммитовым коллекторам.

Такая пористость, давая высокую проницаемость в отдельных ходах-кавернах, не обеспечивает значительной общей проницаемости.

Цифровым материалом мы пока не располагаем, но определения проницаемости в лабораторных условиях ведутся.

После этой краткой характеристики вмещающих пород перейдем к жидкостям и газу.

Характеристика нефти, газа и вод

Нефть. Рассмотрение технических анализов нефти по трем эксплуатационным скважинам приводит к следующей характеристике городковской нефти: большая вязкость, высокий уд. вес, колеблющийся в пределах 0,950–0,959, при высоком содержании бензиново-лигроиновых фракций, составляющих около 24 % (23, 23–24, 85); высокое содержание как серы (4,12–5,4), так и акцизных смол (54,5 %); содержание парафина по данным одного анализа невелико; нефть дает асфальты (дорожные битумы) высокого качества.

Газ. Для характеристики состава газа Верхне-Чусовского нефтяного месторождения имеется сравнительно большой материал. Всего за время эксплуатации района произведено 17 анализов. Один относится к моменту его открытия. Остальные пробы отобраны в 1933 году, причем две из них отобраны в феврале, а остальные в июле и августе. Всего анализами охарактеризован газ 10 скважин. При этом основной составной частью газа Городковского месторождения является метан.

Содержание метана колеблется в пределах от 58,9 до 82,9 %. Газ этот может быть отнесен к сухим. Содержание этана составляет от 4,4 до 19 %; пропана еще меньше, чем этана – от 1,3 до 14,8 %; содержание бутана от 0,6 до 5,4 %.

Рассматривая изменение состава газа по площади месторождения, удастся подметить только общую закономерность, что в наивысшей точке находится более сухой газ. Так, находящаяся в газовой шапке скв. № 74 показывает максимальное содержание метана. Более удаленные скв. №№ 101, 51, 52, 56 содержат его значительно меньше – не более 62 %.

Вода. Мы не будем здесь останавливаться на полной характеристике вод месторождения. Отсылаем интересующихся к работе В. А. Сулина.

Для разбираемого вопроса из вод Городковского района нас интересуют только подошвенные воды,

приуроченные к брахиоподово-мшанковым известнякам. По данным эксплуатационных скважин, эта вода извлекается в небольшом количестве, попутно с добычей нефти. Она характеризуется высокой минерализацией, доходящей до 736–914 мг эквивалентов. Уд. вес ее при 15°С – 1,10–1,21. Соленость по Боме составляет 20–25°.

Вода содержит йод и бром в количестве, позволяющем производить промышленную добычу.

Давление. Для суждения о давлении, имеющем место в Городковском месторождении, у нас имеется двоякий материал. Во первых, замеры манометром давления в затрубном пространстве. Обработка этого материала еще не произведена. Мы здесь приводим лишь некоторые данные для суждения об его величине или скорее порядке цифр. Систематические наблюдения, к сожалению, вообще отсутствуют. Сведем их в таблицу (таблица 3).

Таблица 3

№№ скв.	77	74	58	58	63	62	56	62
Дата замера	17/III-33 г.	16/III-33 г.	12/II-33 г.	17/VIII-33 г.	12/II-33 г.	17/VIII-33 г.	17/VIII-33 г.	17/VIII-33 г.
Давление в атм	2,5	13,7	12,6	6,0	6,0	4,8	3,0	1,0

Максимальное давление установлено для расположенной в наивысшей точке в зоне газовой шапки скв. № 74, где оно достигало в августе 1933 г. 13,7 атм. Следующее по величине давление дает скв. № 88. Здесь за 6 месяцев мы наблюдаем падение давления с 12,6 до 6,0 атм. Эта скважина, после № 74, наиболее высоко расположена. Падение давления наблюдается по мере уменьшения высоты кровли брахиоподово-мшанковых известняков. Наименьшее давление наблюдаем в скв. № 77 и № 52. Сравнение данных замеров давления облегчается тем, что они, за исключением двух, произведены в одно время, в августе 1933 года.

Второй метод определения давления – это подсчет давления на забое скважины по величине столба жидкости. Воспользуемся для этого данными, которые удалось восстановить. В основном, это наблюдение при сдаче скважины в эксплуатацию и немногочисленные замеры при подъеме насосов. К сожалению, в виду отсутствия систематических наблюдений, они характеризуются зачастую большой неполнотой. Всего имеется 38 замеров уровня в 15 скважинах.

Наличие нескольких замеров по некоторым скважинам позволяет установить изменение давления во времени. Какие выводы можно сделать из имеющихся данных? Максимальное давление на забой по данным замеров столба жидкости имело место в скв. № 1а в 1930 году, когда оно составляло 31,5 атм. В скв. № 48 оно составляло в этом же году максимум 22,4 атм. К 1931 году относятся замеры в скв. № 62, когда давление на забой составляло 2,7 атм. Замеры 1932 года дают в скв. № 64 – 29,7 атм и в скв. № 56 – 28,8 атм.

Таким образом, давление на забой в эксплуатационных скважинах в начале эксплуатации месторождения было порядка 28–30 атм. Давления эти в 1934 году значительно меньшие и составляют, как минимум, 2,1 атм (скв. № 78), до 26,8 в скв. № 89.

Рассматривая изменение давления по замерам уровней в 1934 г., по площади месторождения, мы имеем давления более 10 атм в наиболее приподнятой части брахиоподово-мшанковых известняков в скв. № 75, 64, 89, 58. Более далеко расположенные скв. № 83 и 62 обладают давлением на забой более 7 атм. в остальных скважинах это давление еще меньше – до 3 атм. Таким образом получается, что столб жидкости максимален в местах максимальной мощности нефтеносной части брахиоподово-мшанковых известняков.

Во времени мы имеем по всем скважинам падение давления на забой. В скв. № 1а оно упало за 4 года с 31,5 до 5,5 атм, в скв. № 48 за три года с 22,4 до 3,3 атм, в скв. № 56 за два года с 28,7 до 2,9 атм. Падение давления весьма невелико в скважинах, расположенных в наиболее приподнятой части. На это указывают скв. № 64, 83, 62.

Температура. В районе, в октябре 1934 года, произведен систематический замер температур в 13 скважинах. Большинство замеров относится к разведочным скважинам, вне пределов нефтеносной площади. Поэтому мы для характеристики температурных условий месторождения воспользуемся замерами в эксплуатационных, а также в наиболее близко к ним расположенных разведочных скважинах. В этих контурных и приконтурных скважинах мы приведем все произведенные замеры. Нас же будут интересовать, главным образом, замеры, произведенные на глубине, соответствующей забою скважины. Тогда мы будем иметь характеристику температурных условий, в которых нефть притекает к забою скважины. Остальные будут дополнять данные о термическом режиме месторождения. Замеры производились тремя термометрами специальной геотермической партией. В таблице 4 мы приводим среднее из показаний трех термометров

Таким образом, месторождение Верхне-Чусовских Городков обладает в пределах нефтеносной части брахиоподово-мшанковых известняков на глубинах 300–400 м низкой температурой, порядка 8–10°. Эти низкие температуры являются, повидимому, региональным явлением, так как по данным замеров в скв. № 2 на глубине 940 м отмечена температура 15°, а в скв. № 4 на глубине 1200 м – 20,8°.

Таблица 4

Скважина №	75	90	71	75	16	2	Примечание
Глубина 50	– ¹	– ²	8,0 ³	9,9 ⁴	6,0	6,2 ⁵	¹ Без жидкости
100	–	7,7	7,2	7,3	7,0	–	² Сильно газифицирует.
140	–	–	–	–	–	7,3	На 200 м сухо,
200	7,5	7,8	8,1	7,9	8,1	2,40	На 300 м нефть.

300	8,4	7,9 360	8,6	8,7	8,9	8,6	Гильза в нефти. Эксплоатационная 3 Скважина забита.
350	9,3	9,2	–	–	9,8	–	4 Термометры в жидкости не погруж., сухая. Газир.
400	–	–	–	–	–	–	
500	–	–	–	–	–	9,7 10,7	5 Скважина газирует.
600	–	–	–	–	–	12,0	

Температура, видимо, несколько понижается от испарения газа из нефти. Так, в сильно газирующей скв. № 90 на глубине 300 м температура несколько ниже, чем в других скважинах на этой же глубине. Интересно отметить в скв. №№ 71 и 15 температуру на глубине 50 м более высокую, чем на 100 м. На 100 м выдерживается, примерно, одинаковая температура в 7,2–7,7°. Сравнивая замеры эксплуатационных скважин № 75 и 90 с другими четырьмя, находящимися за контуром нефтеносности, необходимо отметить наличие в них несколько более низких температур. Это происходит, повидимому, за счет некоторого охлаждения вследствие испарения.

Газовый фактор. К замерам газового фактора в Городковском месторождении приступлено недавно. Производились они промыслом анемометром Ленинградского завода метеорологических приборов. Несмотря на неточность такого метода, приходится пользоваться полученными результатами, за неимением лучших. При этом неточность замеров можно бы компенсировать производством их в большем количестве. Однако, в настоящее время имеется всего 23 замера, произведенных с мая по август 1934 года по шести скважинам.

Газовые факторы колеблются от 0,7 до 239,2 м³/т. Однако, если исключить недостоверный замер № 21 в скв. № 89, где за 21,5 часа было добыто всего 4 т, т. е. скважина при работе насоса просто газировала, так как вся жидкость была извлечена, и если рассмотреть каждую скважину отдельно, то мы получим вполне закономерную картину.

В скв. № 62 газовый фактор колеблется от 7,8 до 13,7 м³/т в весьма близких пределах. Для скв. № 64, если отбросить недостоверный замер 73,6 м³/т, газовый фактор колеблется по данным остальных 10 замеров в пределах от 3,2 до 27,1 м³/т, и так далее. Систематические высокие газовые факторы показывает скв. № 75, где все три замера более 100 м³/т.

Если мы теперь приведем пределы для каждой из скважин, где были произведены замеры газового фактора, а также выведем средние, то получим следующее:

Таблица 5

№ п/п	№№ скважин	Число произвед. замеров	Газовый фактор в м ³ /т			Примечание
			максим.	минималн.	средний	
1	62	2	13,1	7,8	10,5	
2	64	10	27,1	3,2	13,7	Замер в 76,3 м ³ /т исключен
3	73	2	11,2	0,7	6,0	
4	75	3	144,0	105,0	125,3	
5	83	1	–	–	8,1	
6	89	2	31,6	6,4	19,0	Замеры в 239,2 и 76,8 м ³ /т исключены
		21	31,6	0,7	от 10,0 до 6,0	Исключена скв. № 75

Газовые факторы 5 из 6 скважин колеблются в пределах 31,6–0,7 м³/т, а средние для этих скважин – от 19 до 6,0. Высокие газовые факторы от 105 до 144 показывает скв. № 75.

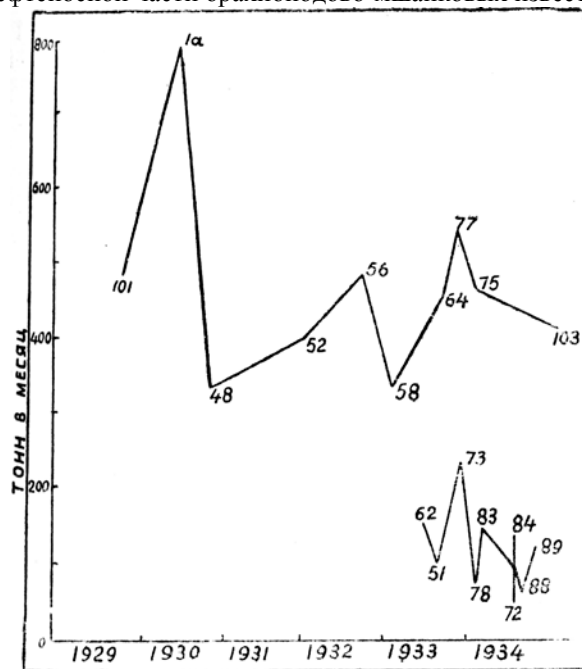
Какова причина такой неравномерной величины газовых факторов? Сква. № 75 наиболее близко расположена к газовой шапке и к газовой скв. № 74, стоящей в наивысшей точке, и поэтому газовый фактор в этой скважине максимальный. Несколько дальше от газовой шапки расположены скв. №№ 64 и 89. В них мы имеем повышенный газовый фактор.

Приконтурные и наиболее удаленные от газовой шапки скв. №№ 62, 73 и 83 обладают минимальным газовым фактором. Подводя итоги данным о газовом факторе, можно сказать, что, несмотря на несовершенную технику их производства и небольшое число, они дают вполне закономерную картину. В общем газовый фактор Городковского месторождения, за исключением района газовой шапки, невелик, составляя около 10–20 м³/т. В дальнейшем необходимо, конечно, производство систематических и более технически совершенных замеров газового фактора. Накопление полученного таким путем материала позволит проверить приведенные здесь предварительные выводы.

Дебит скважин. Максимальный месячный дебит в Городковском районе составлял 799 т. Таким дебитом обладала скважина № 1а; вступившая ранее ее скв. № 101 имела максимальный дебит в 488 т.

Построенная по этим данным диаграмма (фиг. 4) показывает, что все скважины Городковского месторождения можно разбить на две группы. Первая группа – высокодебитные скважины с начальным дебитом более 300 т. Вторая группа с начальным месячным дебитом менее 250 т.

Рассматривая расположение каждой из этих групп, мы видим, что скважины первой группы приурочены к центральной части месторождения, где нефтеносная часть брахиоподово-мшанковых известняков имеет максимальную мощность. При этом скважины этой группы вступают с 1929 года до 1934 или на протяжении почти пяти лет с дебитом в 300–500 *т*. Скважины второй группы являются контурными, расположенными в местах с меньшей мощностью нефтеносной части брахиоподово-мшанковых известняков.



фиг. 4
Изменение месячной начальной добычи скважин

Режим месторождения. Выше приведены основные характеристики Городковского месторождения. В наивысшей части поднятия брахиоподово-мшанковых известняков мы имеем небольшую газовую шапку. Газ сухой, содержащий 60–80 % метана. Ниже залегает тяжелая нефть уд. веса 0,950–0,060, содержащая около 24 % бензина и до 34 % легких фракций. Температура в залежи 8–10°C. Вязкость нефти высока. К сожалению, она определена для температуры 20°, когда вязкость составляет 3,82–4,85. Следовательно, при температурах, имеющих место в пласте, она еще выше. Для сравнения укажем, что вязкость для XI и XX пластов Ново-грозненского месторождения составляет 1,2–1,3 при 50° (11,12). В Городковском месторождении при этой же температуре она в полтора раза выше – 1,74. Эта вязкая нефть содержит незначительное количество газа. Газ этот суше в газовой шапке и более жирный – ближе к периферической части. Газовый фактор невелик, 6–10 *м³/т*. Он увеличивается до 27–30 в скважинах, расположенных ближе к газовой шапке, а в наиболее высоко расположенной скважине № 75 колеблется от 105 до 144 *м³/т*.

Давления на забое скважины в начале эксплуатации составляли, как максимум, 31,5 *атм*. Замеров давления у устья первой фонтанировавшей скважины не сохранилось, имеются лишь данные о давлении газа в затрубном пространстве эксплуатационных скважин. В 1933 г. оно достигало, как максимум, 13,7 *атм*. В настоящее время давление на забой в большинстве скважин невелико. Оно колеблется в пределах от 26,6 до 2,9 *атм*, причем максимальные давления приурочены к местам наибольшей мощности нефтеносной части брахиоподово-мшанковых известняков. В периферической части давления незначительны – менее 7 *атм*.

К сожалению, отсутствие лабораторных исследований над растворимостью газа Городковского месторождения при существующей низкой температуре и имеющихся давлениях не позволяет решить вопрос о том состоянии, в котором этот газ находится.

Ниже нефти залегает соленая вода уд. веса 1,1–1,21. Соленость ее по Бомэ – 20–25°. Вода содержит иод и бром, причем первого до 10 *мг* на 100 *см³*.

Для решения вопроса о режиме имеет значение, кроме данных о дебите, перемещение контура нефтеносности и его характер. При этом, в условиях Городковского месторождения, мы будем иметь подъем подошвенной воды.

Наблюдения над ходом эксплуатации скважин показали, что такого рода перемещение почти не имеет места. Значительное перемещение воды наблюдается лишь по некоторым скважинам. Так, в скв. № 64 вследствие подъема воды забой пришлось залить на 16 *м*. Перемещение воды здесь находится в благоприятных условиях, в виду весьма значительной пористости нижних 13 *м* (до 2 *см*). Такое же явление наблюдается и в скв. № 75, где вследствие подъема воды забой залит на 12 *м*. Нижние 11 *м* в этой скважине обладают кавернами до 1 *см*. Таким образом, подъем воды имеется только в двух скважинах. Появление воды установлено в скв. № 48. Однако, это произошло после 3 лет эксплуатации.

Отсутствие данных о давлении не позволяет решить вопрос о режиме по состоянию кривых скорости и

давления. Поэтому придется обратиться только к степени падения производительности в скважинах.

В виду небольшого срока эксплуатации большинства скважин, только 13 из них могут быть использованы для определения режима. Для них определена степень падения производительности или уклон кривых. При этом для большинства скважин уклон этот велик и близок или равен трем. Это говорит о наличии капиллярного режима. К сожалению, отсутствие систематических замеров давления в первой фонтанировавшей скв. № 101 не дает возможности твердо установить режим. Вместе с тем, для части скважин пришлось построить преломленные кривые, как это мы уже делали для Вознесенского района (5).

У скв. №№ 101, 56, 77 кривые в конце имеют степень падения производительности ближе к единице и скорее подходят к характеристике волю метрического режима.

Как увязать приведенные степени падения производительности с другими физико-геологическими данными?

Необходимо помнить, что брахиоподово-мшанковые известняки, к которым приурочена нефть, являются в высшей степени неоднородным массивом. Пустоты в нем весьма разнообразны. Это – или отдельные каверны, или каверны, сообщающиеся друг с другом, различной формы и диаметра, или трещины и поры. Таким образом, нефть находится как в обособленных пустотах, так и в сообщающихся. О том, какие из них преобладают, до постановки соответствующих экспериментальных работ можно говорить лишь на основе кривых падения производительности.

Повидимому, основной действующей силой в залежи Городковского месторождения является газ. До бурения скважин он находится в растворенном состоянии. Растворен он, видимо, не весь. Некоторое количество его находится в свободном состоянии. Этот свободный газ скопится как в наивысшей точке поднятия брахиоподово-мшанковых известняков, так и в изолированных пустотах, в верхней части. Когда пробурена скважина, нефть устремляется в нее, сопровождая расширение газа, а также под влиянием силы тяжести. Двигается только часть нефти, в пределах ограниченной площади. В этих же пределах движется и газ.

Этим и объясняется фонтанирование первой скважины. При этом, так как мощность нефтеносного известнякового массива различна, то количество газа тем больше, чем больше поверхность стенок скважин, из нефти которых он выделяется. Высота столба нефти наибольшая в скважинах, где мощность нефтеносной части больше. Естественно, что и производительность находится в связи с величиной дренируемой поверхности. При этом, в виду неоднородности, производительность находится в связи как с общим поперечным сечением нефтяных каналов или своеобразной нефтяной поверхностью, так и с их характером или, вернее, поперечным сечением отдельных пор, слагающих эту поверхность. При незначительных порах производительность единицы площади нефтяной поверхности будет меньше, нежели при более значительных.

При этом каждая скважина эксплуатирует залежь лишь в пределах радиуса дренирования. Этим объясняется диаграмма (фиг. 4), где на протяжении ряда лет первоначальный месячный дебит для одной группы скважин держится на уровне 300–500 *т*. Различие дебита связано с неодинаковой нефтяной поверхностью в этих скважинах. Этим же обгоняется и наличие второй группы скважин.

При значительном размере пустот пузырьки газа не являются задерживающей силой. В мелких порах не исключена возможность наличия явления Жамэна.

Таким образом, для Городковского месторождения, если применить терминологию Герольда, по имеющимся материалам необходимо признать наличие капиллярного режима. При этом необходимо помнить, что, обозначая режим этим термином, мы хотим сказать, что главной действующей силой, движущей нефть к забою скважин, является расширение газа, растворенного в нефти. Явление Жамэна может и не иметь места.

Повторяем, что отсутствие данных об изменении давления не позволяет это пока утверждать категорически.

Какова же роль воды? – Как показывают наблюдения, водо-нефтяной контакт почти не перемещается. Исключением являются скв. №№ 64 и 75, где вода переместилась на 12–16 *м* вверх. Но здесь мы имеем дело просто с конусами обводнения, обусловленными весьма хорошей проницаемостью известняков у водо-нефтяного контакта. Как уже указывалось, размеры пустот в этих скважинах достигают 1–2 *см*. Появление воды отмечено и в скв. № 48. Здесь проницаемость, видимо, значительно меньшая, и вода появляется в заметном количестве только после трех лет эксплуатации.

Итоги и выводы

На основе изучения физико-геологических условий нефтяного месторождения по нашему методу установлено наличие капиллярного режима. При этом главной движущей силой является расширение растворенного в нефти газа. Явление Жамэна в крупных кавернах, естественно, не имеет места. Каждая скважина эксплуатирует нефть и газ лишь в пределах радиуса дренирования.

Подстилающая нефть вода перемещается незначительно. Подъем воды значителен лишь в наиболее пористых участках водо-нефтяного контакта.

Вместе с тем необходимо еще раз указать, что режиму Городковского месторождения можно придать название «капиллярного» лишь условно, в значительной мере для того, чтобы остаться в рамках принятой терминологии данных для выявления характерных черт режима еще недостаточно. Как уже указывалось, систематические замеры давления в первой фонтанировавшей скважине отсутствуют.

Необходимо учесть еще одно весьма важное обстоятельство. В виду отсутствия достаточных данных о пористости, а отсюда невозможности подразделения нефтеносной толщи брахиоподово-мшанковых

известняков, она принята как один общий горизонт. Возможно, что как и в Ишимбаевском нефтяном районе, в Городковском месторождении можно выделить несколько горизонтов. Это можно будет сделать только после специальной работы по расчленению нефтеносной толщи. В случае наличия нескольких горизонтов в выводы о режиме необходимо ввести соответствующие коррективы.

Для проверки наших выводов необходимо закончить ряд уже начатых исследований и провести некоторые новые.

Систематизацию физико-геологических материалов, начатую настоящей работой, необходимо закончить. Целый ряд проблем, намеченных настоящей работой, необходимо разрешить. Определение пористости, только начатое, необходимо продолжить. При этом необходимо увеличить число образцов, подвергаемых исследованию в каждой скважине. Особенно интересно цифровое выражение пористости нижней части разреза скважин в районе нефте-водяного контакта. Определение проницаемости также необходимо развить, сочетая его с определением пористости и сопровождая макроскопическим описанием образцов.

Для нефти необходимо производство определений вязкости при температуре 8–10°, имеющей место в недрах. Температурные наблюдения надо продолжать и дальше, используя для этого все остановки скважин.

Замеры газового фактора, приостановленные якобы из-за разноречивости получаемых данных, необходимо продолжить, сопровождая их более тщательной фиксацией условий производства замера. Необходимо также применить более совершенные методы замера. В лабораторной обстановке необходимо поставить исследование растворимости газа в нефти месторождения при различных давлениях и температуре залежи. Там же поставить исследование изменения вязкости городковской нефти при различных температурах. Необходимо тщательно производить замеры уровней скважин, используя для этого все работы по подъему насосов. Кроме того, для получения достоверных данных о производительности скважин необходимо срочно наладить индивидуальный замер, закончив реконструкцию системы коллекторов.

Для проверки установленного нами режима и определения проницаемости и влияния скважин необходимо поставить опыты по нагнетанию газа в пласт.

Вместе с тем для увеличения добычи необходимо провести целый ряд мероприятий по ускорению притока нефти к забою скважин. Наиболее простым методом является увеличение поперечного сечения пор, по которым притекает нефть, а также увеличение каверны у забоя скважины. Первое достигается обработкой скважины соляной кислотой. Применение торпедирования, помимо образования каверны, увеличит число сообщающихся со скважиной пор. Часть изолированных пор отдаст свою нефть по образовавшимся трещинам. Увеличится и нефтеотдающая поверхность.

Комбинация этих двух методов, дополняющих друг друга, даст определенный результат в смысле увеличения добычи. Опыты обработки скважин соляной кислотой уже дали благоприятный эффект.

Необходимо также сделать нефть несколько более подвижной, путем уменьшения ее вязкости. Этого можно достичь увеличением температуры в залежи, а также вводом газа

Как разрешить последнюю проблему, т. е. какой из вторичных методов применить, можно будет решить после производства опытов по нагнетанию газа в скважины. Таким образом эта работа, не говоря о ряде других указанных выше, является первоочередной. Она позволит решить вопрос, какой из вторичных методов наиболее применим для проверки данных о режиме и установления наличия или отсутствия взаимодействия скважин.

Решение вопроса об эксплуатации вод, содержащих йод и бром, возможно после подтверждения этими работами нашего определения режима и эффекта понижения водо-нефтяного контакта.

Намечается целый комплекс исследовательских работ, которые необходимо провести на Городковском месторождении. Эта работа требует соответствующих организационных форм и некоторых капитальных вложений. Наилучшей формой будет превращение Верхне-Чусовских Городков в экспериментальный промысел.

Задачи промысла – максимальное увеличение добычи из существующих скважин и проведение ряда исследовательских работ, которые здесь указаны или из этой работы вытекают. Верхне-Чусовские Городки должны быть превращены в промысловую лабораторию по выработке наилучших методов эксплуатации месторождений этого типа. Это необходимо для надлежащей разработки и эксплуатации подобных месторождений Уральской нефтяной области.

ЛИТЕРАТУРА

1. В. А. Сулин, К. Д. Гогитидзе, М. И. Блинков, А. А. Варов, Л. А. Гуляева – Материалы по геологии и разведочным работам Верхне-Чусовского района Уральской области. 1933 г. ОНТИ М.-Л. 136 стр.
2. В. А. Сулин, А. А. Варов – Нефтяные месторождения рифовых фаций известняков на Урале. «Нефтяное Хозяйство» 1932 г. № 11–12, стр. 263–268; 1933 г. № 1, стр. 21–24.
3. Новая нефтяная база на Востоке. Основные пути развития нефтедобывающей базы на западном и южном склонах Урала по материалам геологического совещания Главнефти и Востоконефти (Москва, 28 февраля – 5 марта 1934 г.) 1934 г. Москва 132 стр.
4. Нефти, битумы и газы внекавказских месторождений. Сборник статей под редакцией А. С. Великовского и С. П. Павловой. 1934 г. Москва, 312 стр.
5. Г. А. Максимович – Режим пластов Вознесенской площади Артемовского нефтяного района. 1933 г. «Грозненский Нефтяник» №№ 5–6–7, стр. 173
6. Г. А. Максимович – Режим XIX–XXI пластов Грозненского р-на. 1933 г. «Грозненск. Нефтяник» № 5–7,

стр. 4–17.

7. Г. А. Максимович – Фонтаны спаниодонтелловых песчаников Старо-грозненского месторождения. Труды северо-кавказских конференций геологов-нефтяников. 1933 г. Вып. 4, стр 57–90. Изд. Академии наук.

8. Г. А. Максимович – К методике составления генеральных Планов разработки нефтяных месторождений (Пример. План разработки XIX пл. Ново-грозненского района). Труды 1-го Всесоюзного съезда НИТО нефтяников. Вып. 2 «Плановая разработка нефтяных месторождений». Москва 1934 г.

9. Г. А. Максимович – Режим XI–XII пластов Новогрозненского района. 1933 г. «Грозненский Нефтяник» № 8.

10. Г. А. Максимович – Пористость и механический состав песчаников Ново-грозненского района (в печати).

11. Г. А. Максимович – К плану разработки XX пласта Ново-грозненского района 1933 г. (не опубликовано).

12. Г. А. Максимович – План разработки XI пласта Ново-грозненского района 1933 г. (рукопись).

13. Г. А. Максимович – Очередные задачи в области режима нефтяных месторождений. «Аз. Нефт. Хоз.» 1934 г. № 4.

Прошел уже достаточный срок с момента получения первой промышленной нефти на Урале. История Уральской или Уралско-Волжской нефтяной области начинается 16 апреля 1929 года неожиданным получением нефти в скважине № 20 б. Геологического комитета в Чусовских Городках. С тех пор в районе пробурено более 80 скважин.

Богатейший фактический материал, полученный в результате бурения, обработан и на его основе выявлены главные черты строения месторождения.

Сведениями о геологии района мы обязаны работам В. А. Сулина и его сотрудников (1)*. Новейшие данные приведены в докладе гл. геолога Востокнефти Г. Р. Егер (3). Обработка материалов ведется геологом района И. А. Бочковым. Работы более ранних исследователей приведены у В. А. Сулина (1). Однако, до сего времени внимание привлекали, главным образом, вопросы генезиса, стратиграфии и гидрогеологии месторождения. Режимом, запасами и разработкой этого интереснейшего месторождения еще мало занимались. „Взяться серьезно за организацию нефтяной базы в районах западных и южных склонов Уральского хребта“, по указанию т. Сталина, можно только всесторонне изучив это наиболее давно разрабатываемое месторождение.

Опыт 5½ лет работы, сопряженной с вложением значительных средств, должен быть учтен, чтобы во вновь открываемых месторождениях этого типа не повторять ошибок Городковского месторождения.

Уральская нефтяная область, сравниваемая акад. И. М. Губкиным с нефтяной провинцией Западного Тексаса (3), таит несомненно еще не одно месторождение. Одним из типов месторождений этой области и являются Верхне-Чусовские Городки.

Подтверждением этого является открытое на три года позднее (апрель 1932 г.) в районе Стерлитамака богатейшее месторождение.

Это не значит, конечно, что данный тип является единственным. Несомненно, будут найдены еще и другие типы месторождений. При этом, для выполнения поставленной т. Сталиным задачи, необходимо не только найти эти новые месторождения, но и правильно их разработать. Важнейшим вопросом при этом является выявление режима месторождений этого типа. Выявлению режима Городковского месторождения и будет посвящена настоящая работа, для которой будет использован собранный в районе материал. При этом мы будем придерживаться нашего метода, разработанного в ряде предше-

*Цифры в скобках здесь и ниже означают ссылки на литературу, помещенную в конце.

Г. А. МАКСИМОВИЧ

Режим нефтяного месторождения Верхне-Чусовские Городки

стующих работ (5, 6, 8, 9, 11, 12, 13). В виду отсутствия в литературе сведений об эксплуатации В.Чусовского района, вначале мы приведем краткие данные по этому вопросу на основе обработки имеющегося материала.

Общие данные о районе

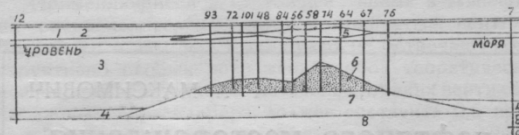
Нефтяное месторождение Верхне-Чусовских Городков эксплуатируется уже 5½ лет. С начала эксплуатации до 1/IX 1934 г. добыто 45008,23 т нефти и весьма незначительное количество воды. В эксплуатации пребывало 28 скважин, причем средне-месячная добыча, в среднем за этот период, составляла 125 т, а среднечасовая — 0,32 т.

Нефть приурочена к брахиоподово-мшанковым известнякам артинского ^{возраста} ^{возраста}, возвышающимся в виде массива неправильной формы. Этот известняковый массив достигает в наиболее поднятой части мощности 240—250 м и возвышается над уровнем залегания кровли артинских глин и мергелей. Мощность последних не превышает 45 м и, таким образом, фаунистически хорошо охарактеризованные артинские отложения окружают брахиоподово-мшанковые известняки, налегая на них в периферической части. Здесь массив известняков выклинивается. Над более возвышенными частями брахиоподово-мшанковых известняков артинские глины отсутствуют. Здесь налегают гидрохимические осадки кунгурского возраста, представленные ангидритами, гипсами, доломитами и каменной солью. Таким образом, химические осадки кунгура залегают в приподнятой части на брахиоподово-мшанковых известняках, а по периферии — на глинисто-мергельной толще артинского возраста. Выше залегает маломощная песчано-глинистая толща кунгурского ^{возраста} ^{возраста}.

Промышленная залежь нефти приурочена к поднятию брахиоподово-мшанковых известняков. В наивысшей точке скважины почти не дают нефти, отмечая лишь газ. Такова скв. № 74, расположенная на вершине поднятия. Ниже, в верхней части поднятия, залегает нефть. В этих же известняках ниже нефти находится сильно минерализованная вода. Эта вода, таким образом, является типичной подошвенной, подстилая нефть по всей площади. Нефть и вода граничат практически по горизонтальной плоскости

расположенной на высоте 290 м относительно уровня моря и на глубине 400 м от земной поверхности, которая здесь почти горизонтальна. Под брахиоподово-мшанковыми известняками залегают почти горизонтально, без отчетливых тектонических нарушений, криноидно-мшанковые известняки, подстилаемые в свою очередь фузулиновыми известняками.

Сказанное иллюстрирует схематический геологический профиль через скв. №№ 12—74—7 (фиг. 1).



фиг. 1

Схематический профиль месторождения Верхне-Чусовские Городки

1—наносы; 2—песчано-глинистая толща; 3—толща химических осадков; 4—глинистая фация артинского яруса; 5—кавернозные известняки верхов химических осадков; 6—брахиоподово-мшанковые известняки (нефтеносная часть); 7—тоже (водоносная часть); 8—криноидно-мшанковые известняки; 9—верхне-фузулиновые

Чтобы закончить описание строения района, необходимо отметить еще ряд закономерностей, выявленных в результате многолетнего бурения в районе. Толща химических осадков кунгурского возраста над известняковыми поднятиями представлена более чистыми ангидритами, тогда как в периферических частях ангидрит в большей части переслоен с глинами и доломитом.

Кровля ангидритов над поднятиями отбивается выше, чем в районах за пределами поднятий известняков.

В районах, лежащих вне контура известняковых массивов, в толще химических осадков, появляется достаточно постоянный слой каменной соли, который отсутствует над известняками.

Эти положения, устанавливающие некоторые зависимости между поднятиями артинских известняков и покрывающими их химическими осадками кунгурского возраста, облегчают разведку месторождения Городковского типа.

Из более чем 80 скважин, пробуренных в районе нефтяного месторождения Верхне-Чусовских Городков, промышленная нефть получена в 28. Динамика как общей добычи, так и числа скважин, находившихся в эксплуатации, по годам представлена диаграммой (фиг. 2).

Общая добыча растет с 2066 т в 1929 г. до 14.562 т в 1933 году. Данные за 1934 год не нанесены, так как добыча за 8 месяцев не будет характерна. Некоторое снижение добычи 1932 года, по сравнению с 1931 г., произошло за счет уменьшения числа скважино-часов эксплуатации.

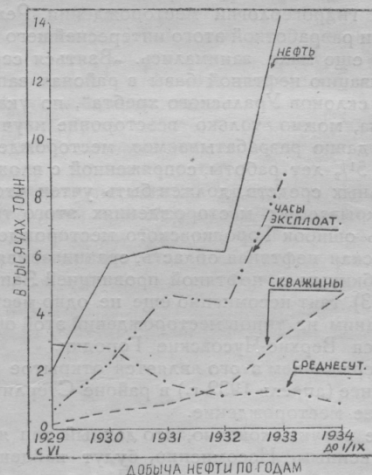
Число скважин за этот период выросло с одной в 1929 г. до 23 в 1934 г. При этом, пока шла разведка этого своеобразного месторождения, прирост эксплуатационных скважин был мал. После выявления основных черт месторождения и его оконтуривания, что произошло, примерно, в 1932 году, бурение идет более уверенно и, как результат этого, растет число эксплуатационных скважин. По мере

роста числа скважин растет и число скважино-месяцев и скважино-часов эксплуатации.

Число скважино-месяцев, составлявшее в 1929 году 7, увеличивается до 21 в 1930, до 39 в 1931, до 55 в 1932 и до 111 в 1933 г. За 8 месяцев 1934 г. проработано 127 скважино-месяцев. Число скважино-часов растет с 3.242 часа в 1929 г. до 44.161 в 1933 г., причем за 8 месяцев 1934 г. скважины проработали 34.615,3 часа. Диаграмма показывает замедление роста числа часов в 1932 г.

По мере роста числа скважин уменьшается среднемесячная добыча. В 1929 году она составляла 295,1 т и снизилась до 81,7 т в 1934 г. Наиболее резко падает среднемесячная добыча после прекращения фонтанирования скв. № 101 в 1931 г. Диаграмма отражает это уменьшение среднемесячной добычи.

В Верхне-Чусовском районе организован учет числа часов работы скважин. При этом вычисленная среднечасовая добыча распадается на два периода. Первый период, когда фонтанировала скв. № 101, среднечасовая добыча составила 0,64 т в 1929 году и 0,52 т в 1930 году. Здесь уменьшение часового дебита находится в связи с уменьшением темпа фонтанирования. С 1931 г., когда район перешел исключительно на добычу нефти глубокими насосами, среднечасовая добыча колеблется в пределах от 0,27 до 0,33 т. Здесь уже среднечасовое количество добываемой нефти находится в связи с состоянием техники нефтедобывания, а не скоростью притока нефти к забою скважины.



фиг. 2

В зависимости от числа часов работы насоса, его соответствия дебиту скважины и коэффициента наполнения, мы будем иметь тот или иной средний дебит. Таким образом, данные 1931—1934 г.г. указывают на улучшение техники нефтедобывания в Верхне-Чусовских Городках.

Среднечасовая добыча составляет 0,27 т в 1929 году, 0,28 т в 1932 г. и 0,33 т в 1933 г. В 1934 г. эта цифра снижается до 0,30 т. Более детальные данные приведены в таблице 1.

Таблица 1

Год	Число скважин в эксплуатации	Добыча нефти в т	Число скважино-месяцев эксплуатации	Число скважино-часов эксплуатации	Среднемесячная добыча в т	Среднечасовая добыча в т
1929	1	2.066,20	7	3.242,0	295,1	0,64
1930	3	5.789,85	21	11.420,0	275,5	0,52
1931	4	6.241,00	39	23.314,0	160,2	0,27
1932	7	6.046,60	55	21.764,0	110,0	0,28
1933	16	14.562,78	111	44.161,0	131,4	0,33
1934	23	10.301,80	127	34.615,3	81,7	0,30
						за 8 мес. до 1/IX-34 г.
Всего		45.008,23	360	128.516,3	125,0	0,32

После этих кратких данных перейдем к режиму залежи нефти Городковского месторождения.

Несмотря на сравнительно длительный срок разработки, материалы, необходимые для решения этого вопроса, не всегда достаточны и не всегда вполне достоверны. Объясняется это отсутствием должного внимания к этому вопросу. Режимом не занимались и вместо систематического сбора материала мы имеем по большей части случайные наблюдения. Попыток обработать скопившийся материал, насколько нам известно, также не было.

Эти замечания необходимо учесть при пользовании материалом, приведенным ниже.

Вначале нами будет рассмотрена характеристика пород, вмещающих жидкости, затем газ и его свойства, и, наконец, и сами жидкости. Помимо химического состава газа, нефти и воды, здесь будут рассмотрены соотношение между добываемой жидкостью и газом, или газовый фактор, а также температура и давление, имеющие место в залежи, равно как и характер их распределения.

На основе изучения физико-геологических данных о пласте, а также скорости движения жидкости в различных скважинах и будет решен вопрос о режиме залежи. Знание режима позволяет решать ряд практических вопросов в виде наиболее желательного порядка разработки залежи, возможностей использования подошвенной сильно минерализованной воды и т. д.

Характер имеющегося материала делает выводы о режиме предварительными.

Вмещающая порода и ее свойства

Нефть в месторождении Верхне-Чусовских Городков, как было указано, приурочена к брахиоподово-мшанковым известнякам. Известняки эти кавернозные, трещиноватые, реже мелкопористые.

Кровля нефтеносной части известняков встречается, в зависимости от расположения эксплуатационных скважин, на глубине 314—354 м, опускаясь в скв. № 1а до 370 м. В некоторых скважинах (№№ 64, 75, 62, 90, 58, 59) первые признаки нефтеносности встречены и выше, часто в доломитах, на глубинах 275—231 м.

Мощность нефтеносной части, по данным описания керна из эксплуатационных скважин, колеблется для большинства скважин от 42 до 76 м:

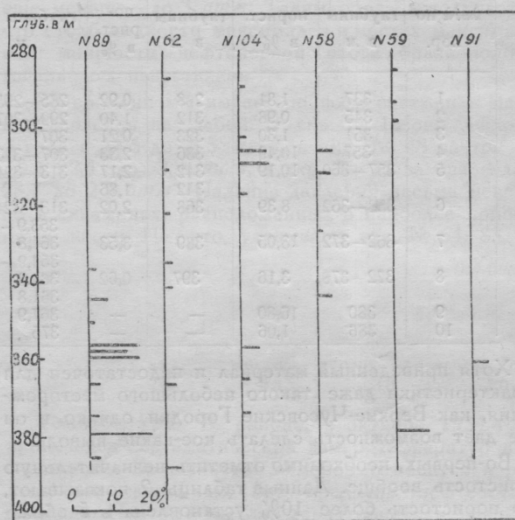
в скв. № 1а—21 м, в скв. № 51—81 м, в скв. № 59—86,7 м, в скв. № 62—103 м, а в скв. № 58—108 м.

Однако, на протяжении указанных мощностей известняки обладают как различным характером и количеством пустот, так и различной нефтенасыщенностью.

Рассмотрение разрезов скважин показывает весьма пеструю картину характера, количества и размера пустот в известняке. В большинстве скважин у линии водораздела отмечен гудрон (скв. №№ 89, 64, 77, 74, 62, 73, 75, 56, 52, 51, 1а, 91), а в скв. № 88 — соленая вода.

Отметим также большую величину каверн в нижней части скв. № 64.

Пористость определена в лаборатории промысла методом пропитывания известняка в керосине без вакуума. Всего произведено 53 определения керна из 6 скважин. 5 из них относятся к скважинам северной, наиболее приподнятой части месторождения, и одна (№ 91) к небольшому южному поднятию.



фиг. 3

Пористость брахиоподово-мшанковых известняков

Скважины эти нанесены на схему (фиг. 3). Здесь они размещены на равных расстояниях в порядке, в котором они расположены с севера на юг. При этом на глубинах, соответствующих взятым образцам, показана в масштабе максимальная пористость. Обращает на себя внимание непостоянство величины пористости в отдельных скважинах по вертикали. Так как высота устья отдельных скважин различается незначительно, не более 1—2 м, то эта же схема может служить одновременно для суждения об изменчивости пористости по простиранию или, вернее, по горизонтали. На схеме не удается отбить какой-либо горизонт с повышенной пористостью. Объясняется это, как видно из схемы, неравномерностью взятия образцов для исследования.

Максимальное число образцов взято из скв. № 89, причем взяты они более или менее равномерно по всей нефтесодержащей толще.

Эта скважина дает максимальные цифры пористости. По данным схемы выделяются две зоны с повышенной пористостью: глубины 355—360 м и 380 м. Для остальных глубин пористость не только не больше 10, но даже менее 5%. В скв. № 62, где образцы взяты довольно редко, пористость не достигает даже 5%. В скв. № 104 образцы для определения пористости взяты неравномерно. Часть из них приурочена к верхней зоне нефтеносной части, а два образца показывают пористость выше 5. По остальным трем скважинам взяты для исследования единичные образцы. Пористость, за исключением глубины 380 м, в скважине № 59 менее 5%.

Более детальные данные о результатах определения пористости приведены в таблице 2.

ризонты наших наиболее значительных месторождений.

Необходимо, однако, помнить, что здесь мы имеем дело не с песками и песчаниками, а с известняками, где в плотной основной массе могут иметь место отдельные каверны весьма значительного размера. Поперечное сечение этих каверн дает размеры, незнакомые нам по псаммитовым коллекторам.

Такая пористость, давая высокую проницаемость в отдельных ходах-кавернах, не обеспечивает значительной общей проницаемости.

Цифровым материалом мы пока не располагаем, но определения проницаемости в лабораторных условиях ведутся.

После этой краткой характеристики вмещающих пород перейдем к жидкостям и газу.

Таблица 2

№№ скважин	89		62		104		58		59		91	
№№ по пор.	глубины в м	порист. в %	глубины в м	порист. в %	глубины в м	порист. в %	глубины в м	порист. в %	глубины в м	порист. в %	глубины в м	порист. в %
1	337	1,81	288	0,92	285—295	1,29	307	3,70	226	0,92	362	2,9
2	345	0,98	312	1,40	299—307	1,01	313	1,57	294	0,59	632	2,4
3	351	1,30	323	0,21	307	6,78	313	3,07	294	0,59	—	—
4	357	10,49	336	2,33	307—313	7,23	328	1,24	299	0,66	—	—
5	357—360	10,19	342	2,17	313—324	0,72	345	3,53	380	6,72	—	—
			342	1,86								
6	358—362	8,39	368	2,02	313—324	0,35	—	—	380	7,47	—	—
					353,9—	1,53	—	—	390	3,23	—	—
7	362—372	13,05	389	3,53	361,8							
					354,9—	2,92	—	—	—	—	—	—
8	372—378	3,16	397	0,62	361,8	1,70	—	—	—	—	—	—
					361,8							
9	380	16,80	—	—	367,9							
10	386	1,06	—	—	375	2,18	—	—	—	—	—	—

Хотя приведенный материал и недостаточен для характеристики даже такого небольшого месторождения, как Верхне-Чусовские Городки, однако, и он уже дает возможность сделать кое-какие выводы.

Во-первых, необходимо отметить незначительную пористость вообще. Данные таблицы 2 показывают, что пористость более 10% установлена в 5 образцах и более 5% в 12 из 53. Для остальных образцов пористость колеблется от 0,21 до 4,31%.

По данным таблицы 2 и фиг. 3, преобладают цифры пористости от 1 до 3%.

Вторым выводом является неравномерность этой пористости. Наряду со сравнительно высокой для известняков пористостью в 16,8%, как максимум, мы имеем пористость менее 1%. Уже макроскопическое описание пород отметило неравномерность пористости. Она обусловлена как незначительной трещиноватостью, так и кавернозностью, причем диаметр каверн доходит до 4 см.

Такая пористость кажется чрезвычайно ничтожной по сравнению с основными месторождениями Союза—Бакинскими и Грозненскими (10), где эта цифра составляет 12—25 и выше процентов, достигая в Бакинском районе для некоторых горизонтов 40 и более процентов.

Таким образом, максимальные пористости месторождения Чусовских Городков являются небольшими и характеризуют наименее продуктивные го-

Характеристика нефти, газа и вод

Нефть. Рассмотрение технических анализов нефти по трем эксплуатационным скважинам приводит к следующей характеристике городковской нефти: большая вязкость, высокий уд. вес, колеблющийся в пределах 0,950—0,959, при высоком содержании бензиново-лигроиновых фракций, составляющих около 24% (23, 23—24, 85); высокое содержание как серы (4,12—5,4), так и акцидных смол (54,5%); содержание парафина по данным одного анализа невелико; нефть дает асфальты (дорожные битумы) высокого качества.

Газ. Для характеристики состава газа Верхне-Чусовского нефтяного месторождения имеется сравнительно большой материал. Всего за время эксплуатации района произведено 17 анализов. Один относится к моменту его открытия. Остальные пробы отобраны в 1933 году, причем две из них отобраны в феврале, а остальные в июле и августе. Всего анализами охарактеризован газ 10 скважин. При этом основной составной частью газа Городковского месторождения является метан.

Содержание метана колеблется в пределах от 58,9 до 82,9%. Газ этот может быть отнесен к сухим. Содержание этана составляет от 4,4 до 19%; пропана еще меньше, чем этана—от 1,3 до 14,8%; содержание бутана от 0,6 до 5,4%.

Рассматривая изменение состава газа по площади месторождения, удастся подметить только общую закономерность, что в наивысшей точке находится более сухой газ. Так, находящаяся в газовой шапке скв. № 74 показывает максимальное содержание метана. Более удаленные скв. №№ 101, 51, 52, 56 содержат его значительно меньше—не более 62%.

Вода. Мы не будем здесь останавливаться на полной характеристике вод месторождения. Отсылаем интересующихся к работе В. А. Сулина.

Для разбираемого вопроса из вод Городковского района нас интересуют только подошвенные воды, приуроченные к брахиоподово-мшанковым известнякам. По данным эксплуатационных скважин, эта вода извлекается в небольшом количестве, попутно с добычей нефти. Она характеризуется высокой минерализацией, доходящей до 736—914 мг эквивалентов. Уд. вес ее при 15°C—1,10—1,21. Соленость по Боме составляет 20—25°.

Вода содержит иод и бром в количестве, позволяющем производить промышленную добычу.

Давление. Для суждения о давлении, имеющем место в Городковском месторождении, у нас имеется двойкий материал. Во-первых, замеры манометром давления в затрубном пространстве. Обработка этого материала еще не произведена. Мы здесь приводим лишь некоторые данные для суждения об его величине или скорее порядке цифр. Систематические наблюдения, к сожалению, вообще отсутствуют. Сведем их в таблицу (таблица 3).

№№ скв.	77	74	58	58	63	62	56	62
Дата замера	17/III—33 г.	16/III—33 г.	12/II—33 г.	17/VIII—33 г.	12/II—33 г.	17/VIII—33 г.	17/VIII—33 г.	17/VIII—33 г.
Давление в атм.	2,5	13,7	12,6	6,0	6,0	4,8	3,0	1,0

Максимальное давление установлено для расположенной в наивысшей точке в зоне газовой шапки скв. № 74, где оно достигало в августе 1933 г. 13,7 атм. Следующее по величине давление дает скв. № 88. Здесь за 6 месяцев мы наблюдаем падение давления с 12,6 до 6,0 атм. Эта скважина, после № 74, наиболее высоко расположена. Падение давления наблюдается по мере уменьшения высоты кровли брахиоподово-мшанковых известняков. Наименьшее давление наблюдаем в скв. № 77 и № 52. Сравнение данных замеров давления облегчается тем, что они, за исключением двух, произведены в одно время, в августе 1933 года.

Второй метод определения давления—это подсчет давления на забое скважины по величине столба жидкости. Воспользуемся для этого данными, которые удалось восстановить. В основном, это наблюдения при сдаче скважины в эксплуатацию и немногочисленные замеры при подъеме насосов. К сожалению, в виду отсутствия систематических наблюдений, они характеризуются зачастую большой неполнотой. Всего имеется 38 замеров уровня в 15 скважинах.

Наличие нескольких замеров по некоторым скважинам позволяет установить изменение давления во времени. Какие выводы можно сделать из имеющихся данных? Максимальное давление на забой по

данным замеров столба жидкости имело место в скв. № 1а в 1930 году, когда оно составляло 31,5 атм. В скв. № 48 оно составляло в этом же году максимум 22,4 атм. К 1931 году относятся замеры в скв. № 62, когда давление на забой составляло 2,7 атм. Замеры 1932 года дают в скв. № 64—29,7 атм и в скв. № 56—28,8 атм.

Таким образом, давление на забой в эксплуатационных скважинах в начале эксплуатации месторождения было порядка 28—30 атм. Давления эти в 1934 году значительно меньшие и составляют, как минимум, 2,1 атм (скв. № 78), до 26,8 в скв. № 89.

Рассматривая изменение давления по замерам уровней в 1934 г., по площади месторождения, мы имеем давления более 10 атм в наиболее приподнятой части брахиоподово-мшанковых известняков в скв. № 75, 64, 89, 58. Более далеко расположенные скв. №№ 83 и 62 обладают давлением на забой более 7 атм: в остальных скважинах это давление еще меньше—до 3 атм. Таким образом получается, что столб жидкости максимален в местах максимальной мощности нефтеносной части брахиоподово-мшанковых известняков.

Во времени мы имеем по всем скважинам падение давления на забой. В скв. № 1а оно упало за 4 года с 31,5 до 5,5 атм, в скв. № 48 за три года с 22,4 до 3,3 атм, в скв. № 56 за два года с 28,7 до 2,9 атм. Падение давления весьма невелико в скважинах, расположенных в наиболее приподнятой части. На это указывают скв. № 64, 83, 62.

Таблица 3

Температура. В районе, в октябре 1934 года, произведен систематический замер температур в 13 скважинах. Большинство замеров относится к разведочным скважинам, вне пределов нефтеносной площади. Поэтому мы для характеристики температурных условий месторождения воспользуемся замерами в эксплуатационных, а также в наиболее близко к ним расположенных разведочных скважинах. В этих контурных и приконтурных скважинах мы приведем все произведенные замеры. Нас же будут интересовать, главным образом, замеры, произведенные на глубине, соответствующей забою скважины. Тогда мы будем иметь характеристику температурных условий, в которых нефть притекает к забою скважины. Остальные будут дополнять данные о термическом режиме месторождения. Замеры производились тремя термометрами специальной геотермической партией. В таблице 4 мы приводим среднее из показаний трех термометров.

Таким образом, месторождение Верхне Чусовских Городков обладает в пределах нефтеносной части брахиоподово-мшанковых известняков на глубинах 300—400 м низкой температурой, порядка 8—10°. Эти низкие температуры являются, повидимому, региональным явлением, так как по данным замеров в скв. № 2 на глубине 940 м отмечена температура 15°, а в скв. № 4 на глубине 1200 м—20,8°.

Таблица 4

Скважина №	75	90	71	75	16	2	Примечание
Глубина 50	—	—	8,0 ³	9,9 ⁴	6,0	6,2 ⁵	¹ Без жидкости
100	—	7,7	7,2	7,3	7,0	—	³ Сильно газирует.
140	—	—	—	—	—	7,3	На 200 м сухо,
200	7,5	7,8	8,1	7,9	8,1	2,40	На 300 м нефть.
300	8,4	7,9 360	8,6	8,7	8,9	8,6	Гильза в нефти. Эксплуатационная ³ Скважина забита.
350	9,3	9,2	—	—	9,8	—	⁴ Термометры в жидкости не погруж., сухая. Газир.
400	—	—	—	—	—	—	
500	—	—	—	—	—	9,7	⁵ Скважина газирует.
600	—	—	—	—	—	10,7 12,0	

Температура, видимо, несколько понижается от испарения газа из нефти. Так, в сильно газирующей скв. № 90 на глубине 300 м температура несколько ниже, чем в других скважинах на этой же глубине. Интересно отметить в скв. №№ 71 и 15 температуру на глубине 50 м более высокую, чем на 100 м. На 100 м выдерживается, примерно, одинаковая температура в 7,2—7,7°. Сравнивая замеры эксплуатационных скважин № 75 и 90 с другими четырьмя, находящимися за контуром нефтеносности, необходимо отметить наличие в них несколько более низких температур. Это происходит, повидимому, за счет некоторого охлаждения вследствие испарения.

Газовый фактор. К замерам газового фактора в Городковском месторождении приступлено недавно. Производились они промыслом анемометром Ленинградского завода метеорологических приборов. Несмотря на неточность такого метода, приходится пользоваться полученными результатами, за неимением лучших. При этом неточность замеров можно бы компенсировать производством их в большем количестве. Однако, в настоящее время имеется всего 23 замера, произведенных с мая по август 1934 года по шести скважинам.

Газовые факторы колеблются от 0,7 до 239,2 м³/т. Однако, если исключить недостоверный замер № 21 в скв. № 89, где за 21,5 часа было добыто всего 4 т, т. е. скважина при работе насоса просто газировала, так как вся жидкость была извлечена, и если рассмотреть каждую скважину отдельно, то мы получим вполне закономерную картину.

В скв. № 62 газовый фактор колеблется от 7,8 до 13,7 м³/т в весьма близких пределах. Для скв. № 64, если отбросить недостоверный замер 73,6 м³/т, газовый фактор колеблется по данным остальных 10 замеров в пределах от 3,2 до 27,1 м³/т, и так далее. Систематические высокие газовые факторы показывает скв. № 75, где все три замера более 100 м³/т.

Если мы теперь приведем пределы для каждой из скважин, где были произведены замеры газо-

вого фактора, а также выведем средние, то получим следующее:

Таблица 5

№ п/п	№ скважин	Число произв. замеров	Газовый фактор в м ³ /т			Примечание
			максим.	миним.	средний	
1	62	2	13,1	7,8	10,5	Замер в 76,3 м ³ /т исключен
2	64	10	27,1	3,2	13,7	
3	73	2	11,2	0,7	6,0	
4	75	3	144,0	105,0	125,3	
5	83	1	—	—	8,1	Замеры в 239,2 и 76,8 м ³ /т исключены
6	89	2	31,6	6,4	19,0	
		21	31,6	0,7	от 10,0 до 6,0	Исключена скв. № 75

Газовые факторы 5 из 6 скважин колеблются в пределах 31,6—0,7 м³/т, а средние для этих скважин—от 19 до 6,0. Высокие газовые факторы от 105 до 144 показывает скв. № 75.

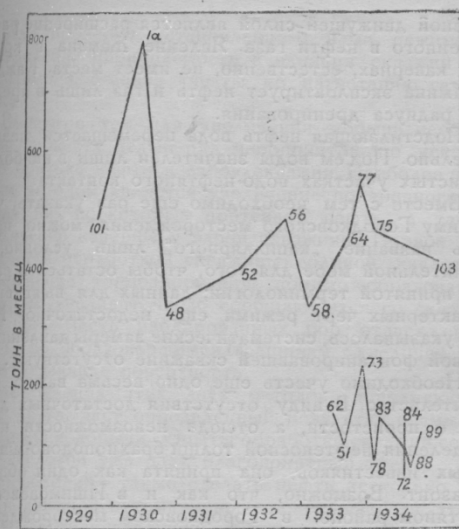
Какова причина такой неравномерной величины газовых факторов? Сква. № 75 наиболее близко расположена к газовой шапке и к газовой скв. № 74, стоящей в наивысшей точке, и поэтому газовый фактор в этой скважине максимальный. Несколько дальше от газовой шапки расположены скв. №№ 64 и 89. В них мы имеем повышенный газовый фактор.

Приконтурные и наиболее удаленные от газовой шапки скв. №№ 62, 73 и 83 обладают минимальным газовым фактором. Подводя итоги данным о газовом факторе, можно сказать, что, несмотря на несовершенную технику их производства и небольшое число, они дают вполне закономерную картину. В общем газовый фактор Городковского месторождения, за исключением района газовой шапки, невелик, составляя около 10—20 м³/т. В дальнейшем необходимо, конечно, производство систематических и более технически совершенных замеров газового фактора. Накопление полученного таким путем материала позволит проверить приведенные здесь предварительные выводы.

Дебит скважин. Максимальный месячный дебит в Городковском районе составлял 799 т. Таким дебитом обладала скважина № 1а; вступившая ранее ее скв. № 101 имела максимальный дебит в 488 т.

Построенная по этим данным диаграмма (фиг. 4) показывает, что все скважины Городковского месторождения можно разбить на две группы. Первая группа—высокодебитные скважины с начальным дебитом более 300 т. Вторая группа с начальным месячным дебитом менее 250 т.

Рассматривая расположение каждой из этих групп, мы видим, что скважины первой группы приурочены к центральной части месторождения, где нефтеносная часть брахиоподово-мшанковых известняков имеет максимальную мощность. При этом скважины этой группы вступают с 1929 года до 1934 или на протяжении почти пяти лет с дебитом в 300—500 т. Скважины второй группы являются контурными, расположенными в местах с меньшей мощностью нефтеносной части брахиоподово-мшанковых известняков.



фиг. 4

Изменение месячной начальной добычи скважин

Режим месторождения. Выше приведены основные характеристики Городковского месторождения. В наивысшей части поднятия брахиоподово-мшанковых известняков мы имеем небольшую газовую шапку. Газ сухой, содержащий 60–80% метана. Ниже залегает тяжелая нефть уд. веса 0,950–0,060, содержащая около 24% бензина и до 34% легких фракций. Температура в залежи 8–10°C. Вязкость нефти высока. К сожалению, она определена для температуры 20°, когда вязкость составляет 3,82–4,85. Следовательно, при температурах, имеющих место в пласте, она еще выше. Для сравнения укажем, что вязкость для XI и XX пластов Ново-грозненского месторождения составляет 1,2–1,3 при 50° (11,12). В Городковском месторождении при этой же температуре она в полтора раза выше—1,74. Эта вязкая нефть содержит незначительное количество газа. Газ этот сухе в газовой шапке и более жирный—ближе к периферической части. Газовый фактор невелик, 6–10 м³/т. Он увеличивается до 27–30 в скважинах, расположенных ближе к газовой шапке, а в наиболее высоко расположенной скважине № 75 колеблется от 105 до 144 м³/т.

Давления на забое скважины в начале эксплуатации составляли, как максимум, 31,5 атм. Замеров давления у устья первой фонтанировавшей скважины не сохранилось, имеются лишь данные о давлении газа в затрубном пространстве эксплуатационных скважин. В 1933 г. оно достигало, как максимум, 13,7 атм. В настоящее время давление на забой в большинстве скважин невелико. Оно колеблется в пределах от 26,6 до 2,9 атм, причем максимальные давления приурочены к местам наибольшей мощности нефтеносной части брахиоподово-мшанковых известняков. В периферической части давления незначительны—менее 7 атм.

К сожалению, отсутствие лабораторных исследований над растворимостью газа Городковского месторождения при существующей низкой температуре

и имеющихся давлений не позволяет решить вопрос о том состоянии, в котором этот газ находится.

Ниже нефти залегает соленая вода уд. веса 1,1–1,21. Соленость ее по Бомэ—20–25°. Вода содержит иод и бром, причем первого до 10 мг на 100 см³.

Для решения вопроса о режиме имеет значение, кроме данных о дебите, перемещение контура нефтеносности и его характер. При этом, в условиях Городковского месторождения, мы будем иметь подьем подошвенной воды.

Наблюдения над ходом эксплуатации скважин показали, что такого рода перемещение почти не имеет места. Значительное перемещение воды наблюдается лишь по некоторым скважинам. Так, в скв. № 64 вследствие подьема воды забой пришлось залить на 16 м. Перемещение воды здесь находится в благоприятных условиях, в виду весьма значительной пористости нижних 13 м (до 21 см). Такое же явление наблюдается и в скв. № 75, где вследствие подьема воды забой залит на 12 м. Нижние 11 м в этой скважине обладают кавернами до 1 см. Таким образом, подьем воды имеется только в двух скважинах. Появление воды установлено в скв. № 48. Однако, это произошло после 3 лет эксплуатации.

Отсутствие данных о давлении не позволяет решить вопрос о режиме по состоянию кривых скорости и давления. Поэтому придется обратиться только к степени падения производительности в скважинах.

В виду небольшого срока эксплуатации большинства скважин, только 13 из них могут быть использованы для определения режима. Для них определена степень падения производительности или уклон кривых. При этом для большинства скважин уклон этот велик и близок или равен трем. Это говорит о наличии капиллярного режима. К сожалению, отсутствие систематических замеров давления в первой фонтанировавшей скв. № 101 не дает возможности твердо установить режим. Вместе с тем, для части скважин пришлось построить предположенные кривые, как это мы уже делали для Вознесенского района (5).

У скв. №№ 101, 56, 77 кривые в конце имеют степени падения производительности ближе к единице и скорее подходят к характеристике волюметрического режима.

Как увязать приведенные степени падения производительности с другими физико-геологическими данными?

Необходимо помнить, что брахиоподово-мшанковые известняки, к которым приурочена нефть, являются в высшей степени неоднородным массивом. Пустоты в нем весьма разнообразны. Это—или отдельные каверны, или каверны, сообщающиеся друг с другом, различной формы и диаметра, или трещины и поры. Таким образом, нефть находится как в обособленных пустотах, так и в сообщающихся. О том, какие из них преобладают, до постановки соответствующих экспериментальных работ можно говорить лишь на основе кривых падения производительности.

Повидимому, основной действующей силой в залежи Городковского месторождения является газ. До бурения скважин он находится в растворенном состоянии. Растворен он, видимо, не весь. Некоторое количество его находится в свободном состоя-

нии. Этот свободный газ скапливается как в наивысшей точке поднятия брахиоподово-мшанковых известняков, так и в изолированных пустотах, в верхней части. Когда пробурена скважина, нефть устремляется в нее, сопровождая расширение газа, а также под влиянием силы тяжести. Двигается только часть нефти, в пределах ограниченной площади. В этих же пределах движется и газ.

Этим и объясняется фонтанирование первой скважины. При этом, так как мощность нефтеносного известнякового массива различна, то количество газа тем больше, чем больше поверхность стенок скважин, из нефти которых он выделяется. Высота столба нефти наибольшая в скважинах, где мощность нефтеносной части больше. Естественно, что и производительность находится в связи с величиной дренируемой поверхности. При этом, ввиду неоднородности, производительность находится в связи как с общим поперечным сечением нефтяных каналов или своеобразной нефтяной поверхностью, так и с их характером или, вернее, поперечным сечением отдельных пор, слагающих эту поверхность. При незначительных порах производительность единицы площади нефтяной поверхности будет меньше, нежели при более значительных.

При этом каждая скважина эксплуатирует залежь лишь в пределах радиуса дренирования. Этим объясняется диаграмма (фиг. 4), где на протяжении ряда лет первоначальный месячный дебит для одной группы скважин держится на уровне 300—500 т. Различие дебита связано с неодинаковой нефтяной поверхностью в этих скважинах. Этим же объясняется и наличие второй группы скважин.

При значительном размере пустот пузырьки газа не являются задерживающей силой. В мелких порах не исключена возможность наличия явления Жамэна.

Таким образом, для Городковского месторождения, если применить терминологию Герольда, по имеющимся материалам необходимо признать наличие капиллярного режима. При этом необходимо помнить, что, обозначая режим этим термином, мы хотим сказать, что главной действующей силой, движущей нефть к забою скважин, является расширение газа, растворенного в нефти. Явление Жамэна может и не иметь места.

Повторяем, что отсутствие данных об изменении давления не позволяет это пока утверждать категорически.

Какова же роль воды?—Как показывают наблюдения, водо-нефтяной контакт почти не перемещается. Исключением являются скв. №№ 64 и 75, где вода переместилась на 12—16 м вверх. Но здесь мы имеем дело просто с конусами обводнения, обусловленными весьма хорошей проницаемостью известняков у водо-нефтяного контакта. Как уже указывалось, размеры пустот в этих скважинах достигают 1—2 см. Появление воды отмечено и в скв. № 48. Здесь проницаемость, видимо, значительно меньшая, и вода появляется в заметном количестве только после трех лет эксплуатации.

Итоги и выводы

На основе изучения физико-геологических условий нефтяного месторождения по нашему методу установлено наличие капиллярного режима. При этом

главной движущей силой является расширение растворенного в нефти газа. Явление Жамэна в крупных кавернах, естественно, не имеет места. Каждая скважина эксплуатирует нефть и газ лишь в пределах радиуса дренирования.

Подстилающая нефть вода перемещается незначительно. Подъем воды значителен лишь в наиболее пористых участках водо-нефтяного контакта.

Вместе с тем необходимо еще раз указать, что режиму Городковского месторождения можно придать название „капиллярного“ лишь условно, в значительной мере для того, чтобы остаться в рамках принятой терминологии; данных для выявления характерных черт режима еще недостаточно. Как уже указывалось, систематические замеры давления в первой фонтанировавшей скважине отсутствуют.

Необходимо учесть еще одно весьма важное обстоятельство. Ввиду отсутствия достаточных данных о пористости, а отсюда невозможности подразделения нефтеносной толщи брахиоподово-мшанковых известняков, она принята как один общий горизонт. Возможно, что как и в Ишимбаевском нефтяном районе, в Городковском месторождении можно выделить несколько горизонтов. Это можно будет сделать только после специальной работы по расчленению нефтеносной толщи. В случае наличия нескольких горизонтов в выводы о режиме необходимо ввести соответствующие коррективы.

Для проверки наших выводов необходимо закончить ряд уже начатых исследований и провести некоторые новые.

Систематизацию физико-геологических материалов, начатую настоящей работой, необходимо закончить. Целый ряд проблем, намеченных настоящей работой, необходимо разрешить. Определение пористости, только начатое, необходимо продолжить. При этом необходимо увеличить число образцов, подвергаемых исследованию в каждой скважине. Особенно интересно цифровое выражение пористости нижней части разреза скважин в районе нефте-водяного контакта. Определение проницаемости также необходимо развить, сочетая его с определением пористости и сопровождая макроскопическим описанием образцов.

Для нефти необходимо производство определений вязкости при температуре 8—10°, имеющей место в недрах. Температурные наблюдения надо продолжать и дальше, используя для этого все остановки скважин.

Замеры газового фактора, приостановленные якобы из-за разноречивости получаемых данных, необходимо продолжить, сопровождая их более тщательной фиксацией условий производства замера. Необходимо также применить более совершенные методы замера. В лабораторной обстановке необходимо поставить исследование растворимости газа в нефти месторождения при различных давлениях и температуре залежи. Там же поставить исследование изменения вязкости городковской нефти при различных температурах. Необходимо тщательно производить замеры уровней скважин, используя для этого все работы по подъему насосов. Кроме того, для получения достоверных данных о производительности скважин необходимо срочно наладить индивидуальный замер, закончив реконструкцию системы коллекторов.

Для проверки установленного нами режима и определения проницаемости и влияния скважин необходимо поставить опыты по нагнетанию газа в пласт.

Вместе с тем для увеличения добычи необходимо провести целый ряд мероприятий по ускорению притока нефти к забою скважин. Наиболее простым методом является увеличение поперечного сечения пор, по которым притекает нефть, а также увеличение каверны у забоя скважины. Первое достигается обработкой скважины соляной кислотой. Применение торпедирования, помимо образования каверны, увеличит число сообщающихся со скважиной пор. Часть изолированных пор отдаст свою нефть по образовавшимся трещинам. Увеличится и нефтеотдающая поверхность.

Комбинация этих двух методов, дополняющих друг друга, даст определенный результат в смысле увеличения добычи. Опыты обработки скважин соляной кислотой уже дали благоприятный эффект.

Необходимо также сделать нефть несколько более подвижной, путем уменьшения ее вязкости. Этого можно достичь увеличением температуры в залежи, а также вводом газа.

Как разрешить последнюю проблему, т. е. какой из вторичных методов применить, можно будет решить после производства опытов по нагнетанию газа в скважины. Таким образом эта работа, не говоря о ряде других указанных выше, является первоочередной. Она позволит решить вопрос, какой из вторичных методов наиболее применим для проверки данных о режиме и установления наличия или отсутствия взаимодействия скважин.

Решение вопроса об эксплуатации вод, содержащих иод и бром, возможно после подтверждения этими работами нашего определения режима и эффекта понижения водо-нефтяного контакта.

Намечается целый комплекс исследовательских работ, которые необходимо провести на Городковском месторождении. Эта работа требует соответствующих организационных форм и некоторых капитальных вложений. Наилучшей формой будет превращение Верхне-Чусовских Городков в экспериментальный промысел.

Задачи промысла—максимальное увеличение добычи из существующих скважин и проведение ряда исследовательских работ, которые здесь указаны или из этой работы вытекают. Верхне-Чусовские Городки должны быть превращены в промысловую лабораторию по выработке наилучших методов эксплуатации месторождений этого типа. Это необходимо для надлежащей разработки и эксплуатации подобных месторождений Уральской нефтяной области. X

ЛИТЕРАТУРА

1. В. А. Сулин, К. Д. Гогитидзе, М. И. Блинков, А. А. Варов, Л. А. Гуляева—Материалы по геологии и разведочным работам Верхне-Чусовского района Уральской области. 1933 г. ОНТИ М.-Л. 136 стр.
2. В. А. Сулин, А. А. Варов—Нефтяные месторождения рифовых фаций известняков на Урале. Нефтяное Хозяйство 1932 г. № 11—12, стр. 263—268; 1933 г. № 1, стр. 21—24.
3. Новая нефтяная база на Востоке. Основные пути развития нефтедобывающей базы на западном и южном склонах Урала по материалам геологического совещания Главнефти и Востокнефти (Москва, 28 февраля—5 марта 1934 г.) 1934 г. Москва 132 стр.
4. Нефти, битумы и газы внекавказских месторождений. Сборник статей под редакцией А. С. Великовского и С. П. Павловой. 1934 г. Москва, 312 стр.
5. Г. А. Максимович—Режим пластов Вознесенской площади Артемовского нефтяного района. 1933 г. Грозненский Нефтяник № 5—6—7, стр. 173.
6. Г. А. Максимович—Режим XIX—XXI пластов Грозненского р-на. 1933 г. Грозненск. Нефтяник № 5—7, стр. 4—17.
7. Г. А. Максимович—Фонтаны спаниодонтелловых песчаников Старо-грозненского месторождения. Труды северо-кавказских конференций геологов-нефтяников. 1933 г. Вып. 4, стр. 57—90. Изд. Академии наук.
8. Г. А. Максимович—К методике составления генеральных планов разработки нефтяных месторождений (Пример. План разработки XIX пл. Ново-грозненского района). Труды 1-го Всесоюзного съезда НИТО нефтяников. Вып. 2. Плановая разработка нефтяных месторождений. Москва 1934 г.
9. Г. А. Максимович—Режим XI—XII пластов Ново-грозненского района. 1933 г. Грозненский Нефтяник № 8.
10. Г. А. Максимович—Пористость и механический состав песчаников Ново-грозненского района (в печати).
11. Г. А. Максимович—К плану разработки XX пласта Ново-грозненского района 1933 г. (не опубликовано).
12. Г. А. Максимович—План разработки XI пласта Ново-грозненского района 1933 г. (рукопись).
13. Г. А. Максимович—Очередные задачи в области режима нефтяных месторождений. Аз. Нефт. Хоз. 1934 г. № 4.

Волюметрический режим и законы фильтрации жидкостей через горные породы

В. ЯКОВЛЕВ

В последнее время работниками нефтяной промышленности все больше и больше сознается необходимость аналитического выражения законов движения жидкостей к забоям эксплуатируемых скважин, как необходимая предпосылка наилучшей системы разработки месторождения и его эксплуатации.

В последнее время гидрологами и нефтяными инженерами было предпринято много попыток к нахождению таких зависимостей.

Наиболее обширную и основательную работу в этом направлении дал С. Герольд в своей известной книге „Аналитические основы добычи нефти, воды и газов из буровых скважин“. В этой книге в безукоризненной, с математической стороны, форме разбрана работа естественных резервуаров разных форм, а также дана классификация режимов их работы.

Классификация С. Герольда обсуждалась на всесоюзном съезде НИТО нефтяников в гор. Баку в