

Режим XI и XII пластов Новогрозненского района

Г. А. Максимович

Верхние пласты Новогрозненского района, как обычно называют пласты выше XII, до последнего времени не привлекали должного внимания. Между тем, будучи еще сравнительно мало разбуренными и залегая на небольшой глубине, они обладают значительной продуктивностью.

Одним из преимуществ бурения на верхние пласты является быстрота проходки, обусловленная отсутствием крепких песчаников.

Возможность при одном и том же количестве станков ввести в эксплуатацию большее число скважин, при одинаковом, примерно, дебите, делает верхние пласты значительным фактором выполнения программы как четвертого квартала текущего года, так и 1934 года.

Учитывая значение XI и XII пластов, на которые ляжет основное бурение на верхние горизонты, необходимо установить их режим. Знание его обеспечит правильную разработку этих пластов.

Необходимость установления режима еще увеличивается тем обстоятельством, что для западной части XII пласта проводятся работы по применению метода «Мариэтта». Между тем, кроме уже устаревшей статьи Галаки (5), данные по этому вопросу совершенно отсутствуют.

В настоящей работе мы на основе имеющихся материалов делаем попытку определить режим XI и XII пластов Новогрозненского района. Обработка существующих материалов укажет нам на те работы, которые необходимо провести в этой области в дальнейшем.

Определение режима пласта

В классической работе Гэролда (3) – «Аналитические основы добычи нефти, газа и воды из скважин» и в последующем его докладе на первом Всесоюзном съезде НИТО нефтяников (4) приводится классификация режимов нефтяных пластов, принятая с известными поправками и рекомендованная съездом к употреблению в СССР. Классификация эта основана на соотношении изменения кривых добычи и давления во времени. При этом, как известно, установлены три режима: волюметрический, гидравлический и капиллярный.

Приняв, с известными коррективами, разделение режимов по Гэролду, как наиболее теоретически обоснованное, нельзя закрывать глаза на его недостатки. Из них можно отметить выявленные съездом упущения теоретического порядка.

В случае нефтяных месторождений, при наличии гидравлического режима как кривая давления, так и кривая дебита (во времени), даже первой скважины не будут горизонтальны. Замещение столба нефти водой, несмотря на наличие постоянного притока, создаст уменьшение давления, а отсюда и дебита.

Этот недостаток разности удельных весов жидкостей составляет значительное упущение Гэролда. В случае моноклинальных залежей положения Гэролда верны. Однако, именно в случае, разбираемом им и разработанном теоретически, – залегания нефти в антиклинальном поднятии, отделенном синклинальным прогибом от источников питания пластов, – учет разности удельных весов необходим. Ни давление, ни дебит, в условиях гидравлического режима, не будут постоянными.

Другое основное положение Гэролда – о невозможности сосуществования двух режимов в пласте, – опровергнутое практикой Эмбанефти, также требует корректив. Невозможность одновременного существования гидравлического и волюметрического режимов в одном и том же пласте, если только он не разобчен тектоническими нарушениями или не изменяется резко по своему петрографическому характеру, что необходимо рассматривать как обособленные резервуары, – несомненна.

Что же касается волюметрического режима, то при достаточной разбуренности пласта возможно такое явление, когда в краевых скважинах, извлекающих значительное количество жидкости, будем иметь кривые, характерные для волюметрического режима, а в центральных, вследствие поглощения пластового давления периферийными скважинами, будет иметь место капиллярный режим. С прекращением эксплуатации периферийных скважин, район центральных скважин приобретет свой нормальный волюметрический режим.

Однако, этот теоретически обосновываемый случай – сосуществования двух режимов в одном пласте, правда происходящий за счет указываемого Гэролдом перехода режимов, подтвержденный практикой Эмбанефти, – является существенной поправкой в положения Гэролда.

И, наконец, вопрос о газовом периоде или газовой фазе волюметрического и гидравлического режимов, когда до начала давления краевой воды нефть движется по пласту к забою скважин под влиянием газа, является важным этапом развития теории Гэролда, обязанным работам съезда НИТО нефтяников, имеющим наибольшее практическое значение.

Наличие газового периода волюметрического режима, совпадающего, пожалуй, отчасти с прежним понятием газового режима, длящегося, по данным практики, 3–6–9, а быть может и больше месяцев, – делает целесообразным, для наилучшего использования пластовой энергии, применение сплошной системы разработки. Практически, это чрезвычайно важно, так как в случае отсутствия у пласта с волюметрическим режимом газовой фазы, нет необходимости применять сплошную систему.

Это наиболее существенные поправки к теории режима Гэролда, произведенные съездом.

Однако, несмотря на эти значительные поправки, по существу иногда изменяющие основные положения Гэролда, классификация неудобна в целом ряде практических случаев и требует еще большей работы для превращения её в стройную теорию режимов нефтяных месторождений.

Первое неудобство мы имеем для пластов с механизированной добычей. В этом случае отсутствие фонтанов, даже в первый период эксплуатации, не дает возможности произвести замеры потенциальных давлений. Отсюда при конечных режимах (волюметрических и капиллярном.) нет возможности построить кривую изменения давления во времени и по ее соотношению с кривой изменения производительности (во времени) определить режим. Пользование же одной кривой производительности, по словам Гэролда^{*}, без кривой давления не дает уверенности в определении режима.

Это весьма существенный недостаток классификации Гэролда в современном ее виде. Решение вопроса возможно после установления продвижения контура или его неподвижности.

Второй, еще больший недостаток классификации, – это необходимость для определения режима построения кривых давления и добычи, что требует, как минимум, наблюдений над одной скважиной в течение одного, а лучше двух лет.

Знание режима необходимо, помимо ряда других вопросов (запасы, эксплуатация), для принятия по вскрытому разведочной скважиной пласту системы разработки, позволяющей наилучше использовать пластовую энергию (конечно, при учете технико-экономических условий).

При существующих в СССР темпах разбухания пластов, когда разработка пластов с малым и средним контуром (20–50 и 50–300 га) заканчивается в один-полтора года, определение режима может быть произведено как раз к моменту окончания разработки. Это значит, что разбухив пласт, если только он давал фонтаны, мы можем узнать, что какое-то число скважин, – возможно даже значительный их процент, – пробурено излишне.

Естественно, что необходима дальнейшая работа над режимами, в результате которой их можно было бы определять в первой же скважине пласта, независимо от того, фонтанирует ли она или нет, и притом в самый кратчайший срок (два-три месяца или даже скорее). Только в этом случае классификация будет иметь практическую ценность для всякого пласта и во всякой стадии его разработки.

Каков же путь этой работы в области режима пластов нефтяных месторождений? Путь этот заключается в изучении всей совокупности физико-геологических условий нефтяного пласта, нефтяного месторождения, их изменений, их взаимосвязи.

Ниже нами делается попытка освещения режима на конкретном материале XI–XII пластов Новогрозненского района.

В соответствии с указанными задачами мы рассматриваем: а) состав пласта, его мощность (общая и песчанистой части), пористость, проницаемость и их изменения по горизонтали и вертикали; б) нефть, в) газ, – состав их и их изменение по (площади пласта и во времени; г) давление; д) температура, – их изменения по площади пласта, влияние на состав жидкостей и газов, им вмещаемых и на их соотношение; е) газовый фактор, ж) производительность пласта, – их изменение по площади и во времени.

Выявив физико-геологические условия пласта, их изменения и взаимосвязь, мы определим режим в широком понимании и его место в классификации Гэролда. Необходимо заранее оговориться, что многие данные, ввиду отсутствия систематических наблюдений, будут представлены в недостаточном количестве. В особенности это касается изменения многих факторов во времени.

XI пласт

Характеристика пласта. XI пласт представляет собою мелкозернистый, местами среднезернистый, реже крупнозернистый кварцевый песчаник. В кровле часто имеется прослой крепкого песчаника. Глинистые прослой, имеющиеся в пласте, сосредоточены обычно в нижней части.

При этом на пласт существуют собственно два взгляда. Первая точка зрения, представляемая обобщенным разрезом Шаньгина (17), выделяет 15-метровый песчаник XI пласта, ниже которого имеются глины с чередованием песчаных пропластков и мергелей. Кудрявцев (6), представляющий другую точку зрения, выделяет 24-метровый песчаник с прослоями глин в нижней части.

Прохождение XI пласта, при бурении на нижележащие горизонты, более чем двумя сотнями прокалоттированных скважин позволяет решить этот вопрос в интересующей нас плоскости выявления характера его продуктивности следующим образом:

На основе изучения диаграмм омических сопротивлений и ПС пласт был нами разделен на две части: верхнюю – XI₁, собственно песчаник, эквивалентный XI пласту по разрезу Шаньгина, и нижнюю – XI₂, выраженную песчаником с пропластками глины. Она соответствует нижней части XI пласта по разрезу Кудрявцева. В новейшем электрическом средненормальном разрезе Сухарева для XI пласта определена мощность в 25 метров. Таким образом, здесь трактовка XI пласта ближе к разрезу Кудрявцева.

Для каждой из двух частей XI пласта по двум кривым кароттажной диаграммы определена как общая мощность, так и глинистые пропластки и, как разность их, мощность песчанистой части. Для верхней части XI пласта построена карта мощностей. В западной части имеем в районе 8-го и 11-го участков площадь с мощностью песчанистой части в 10 и 15 м. Мощность более 10 м имеем в восточной части 11-го участка и на 14-м участке. Таким образом, в западной части мощность песчанистой части колеблется в пределах от 8 до 18 м. В восточной части района пласт более мощен. В пределах продуктивной части мощность песчанистой части колеблется от 10 до 23 м. При этом в районе 20-го и восточной части 17-го и 18-го участка мощность составляет 15 и 20 м. На 23-м участке имеем площадь с мощностью более 15 м. Общие мощности составляют для верхней части XI пласта 10–15 м в западной части и 15–20 м – в восточной.

Нижняя часть XI пласта также весьма сильно изменяется по простиранию. В западной части района

^{*}) Сообщение на консультации в Грозном.

мощность изменяется в пределах от 3 до 8 м, при чем кривые равных мощностей песчанистой части совпадают в общих чертах со структурой. Это вызвано характером исходного материала, взятого для их построения. Так как данные взяты на каротажных диаграммах, то кривые эти отражают распределение нефти в нижней части XI пласта и дают максимальное значение в наиболее высокой части структуры.

Для восточной части района нижняя часть XI пласта, аналогично верхней, имеет большую мощность песчанистой части. Песчанистая часть изменяется в пределах продуктивного поля, от 5 до 12 м, при чем максимальная мощность (в 10 или более метров) приурочена к 20-му участку.

Сравнивая изменения мощности обеих частей XI пласта, имеем общее для них явление: мощности пласта, как общие, так и песчанистой его части, увеличиваются с запада на восток. При этом на фоне общей закономерности имеются местные отклонения.

По XI пласту имеется всего пять определений пористости, давшие следующие результаты:

	23-13	22-13	15-17	8-20	32-23
XI ₁ пласт	26,42 [*]	27,82	25,19	–	20,0
XI ₂ пласт	–	–	–	22,7 ^{**}	–
Часть пласта	подошва		кровля	кровля	подошва

По этим более чем недостаточным данным нами была выведена средняя пористость для XI пласта в 25,4 проц. Та же цифра дается и Сухаревым. Исключая данные скв. 8-20, имеем среднюю пористость по верхней части XI пласта 24,86 проц.

Анализ механического состава произведен для колонки скважины 22-13, представляющей рыхлый мелкозернистый песчаник с глинистыми прослоями. Значительная примесь глины отражена и анализом, где фракция менее 0,147 составляет 66,64 проц., или две трети.

Таким образом, сведения о механическом составе XI пласта и его пористости более чем малы. Рыхлость образцов, исследованных на пористость, заставляет с осторожностью отнестись к полученным цифрам. По наиболее пористым пластам района – XIII и XVI, имеем, как среднее по работам Танасевича, Максимовича (11), Карпенко и Сухарева, от 25,22 до 24,23 проц. для XIII и от 24,09 до 23,74 проц. – для XVI. Поэтому более правильным будет принять для XI пласта цифру пористости порядка 23 проц. для западной части района и 24 проц. – для восточной.

Нефть. По XI пласту имеется 19 анализов, произведенных в химической лаборатории района. Они отобраны по 14 скважинам. Большинство скважин охарактеризовано одним анализом. По этим данным, удельный вес нефти, колеблющийся от 0,837 до 0,856, составляет в среднем 0,844. При этом для западной части наблюдается меньший удельный вес (0,837–0,846) и несколько повышенный на востоке (0,842–0,856).

Температура застывания нефти изменяется в пределах от 7 до 17 град., при чем в западной части она составляет 7,8 град., а на востоке в одной скважине 8 град., а в остальных – от 10 до 17 град. Особенно разнится температура застывания мазута, составляющая на западе 23 град., а на востоке колеблющаяся от 23 до 30 град. Здесь наблюдается также связь с температурой застывания, зависящей от содержания парафина, от температуры в пласте.

Вязкость нефти по Энглеру изменяется в пределах 1,26–1,33. Температура кипения нефти составляет 29–30 град. (28–39 град). Содержание парафина в XI пласте, по данным Саханова, составляет ^{***}) в среднем 4,77 проц. К сожалению, все определения парафина относятся к группе скважин 20-го участка. Но и здесь, где скважины выписаны с запада на восток, мы на протяжении 450 м имеем рост количества парафина в восточном направлении. Это согласуется с приводимыми ниже данными о росте температуры в этом направлении и указанным уже увеличением вязкости мазута. Однако, данные эти, конечно, недостаточны для окончательных выводов.

Газ. Полные анализы газа имеются только по двум скважинам, эксплуатирующим XI–XII пласты. Относятся они к 1930 г. и взяты из работы Танасевича. Произведены они в ГрозНИИ.

Табл. 1.

Анализы газа XI пласта.

Скваж. участ.	Время отбора пробы	Темпер. С°		Процентное содержание							
		Газа	Окр. возд.	Возд. в пробе	Метана	Этана	Пропана	Изобутана	Норм. бутана	Выш. углеводов	Углекислоты
18-11	20-1 1930 г.	9	3	3,0	46,4	11,2	17,5	7,2	8,1	9,9	0,8
4-11	25-1 1930 г.	9	1	3,0	43,0	10,7	18,5	9,6	7,5	10,7	0,3

Анализы в общем довольно сходны. Состав газов различных пластов района, по имеющимся немногочисленным анализам, весьма близок. Технические анализы, число которых невелико, дают лишь указания удельного веса.

Давление. В работе Галаки указаны четыре фонтана с XI пласта. Последующая проверка, в связи с уточнением тектоники района, выявила, что фонтаны были приурочены к XIII пласту, который был принят в этих скважинах за XI в виду нарушений. Таким образом, XI пласт является типичным пластом с механизированной добычей. Отсюда для определения давления возможно руководствоваться лишь данными о столбе жидкости в скважинах.

Всего по скважинам, эксплуатирующим собственно XI пласт, имеется 46 замеров уровней по 23 скважинам. По ним произведен подсчет отметок относительно уровня моря и давления на забой. Несмотря на то, что часть этих замеров не вполне достоверна, в целом она отражает основные закономерности.

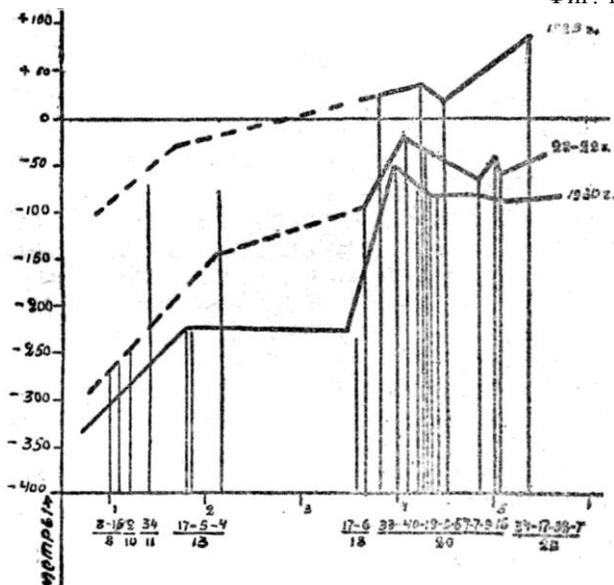
^{*}) Песчаник рыхлый.

^{**}) Цифра преувеличена за счет трещин. В описании указано, что имеется трещины в виде пустот.

^{***}) Саханов А. Н. – «Парафинистые нефти. Итоги исследования грозненских нефтей». 1927 г.; стр. 167–175.

Первая из них – это падение уровня по тем скважинам, по которым имеется несколько замеров на протяжении ряда лет. Падение уровня отмечается по скважинам 3-8, 16-8, 2-10 и 11-13 на западе и 1-20, 6-20, 7-20, 19-20, 7-23, 17-23 и 32-23 – на востоке. Наблюдающиеся исключения (34-23 и д-р.), сравнительно редкие, происходят вследствие неточности замеров, не указания столба воды и не могут нарушить этой картины. Это наглядно иллюстрируется следующей диаграммой (фиг. 1).

Фиг. 1

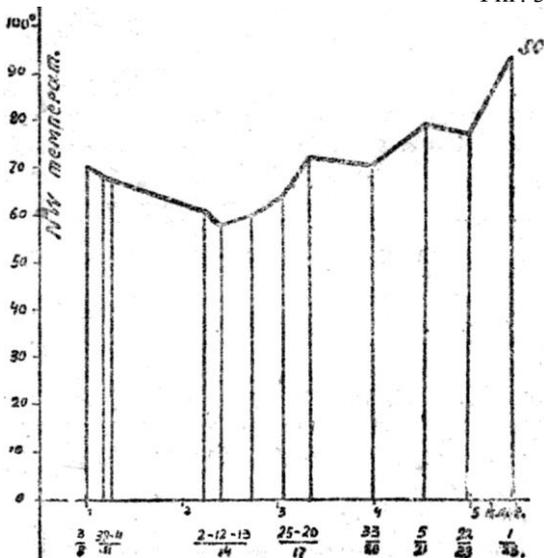


картины изменения уровня по простиранию.

По данным уровней произведен подсчет давлений на забой. Давление, как и уровни, падает с востока на запад. Наблюдается также падение давления по годам. При этом нами взяты те же годы: 1926, 1928–1929 и 1930. Диаграмма (фиг. 2) это наглядно иллюстрирует. При чем, если в 1926 г. давление в пласте колебалось от 28 до 46,7 атмосферы, то в 1930 г. оно снижается до 8–30 атм. и 33 атм., как максимум.

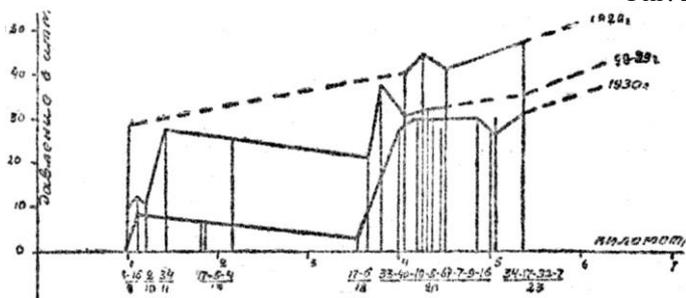
Температура. Современных замеров температуры по XI пласту не имеется, за исключением скв. 45-17, где произведен непрерывный замер электрическим методом. По диаграмме на глубине XI пласта температура составляет 50,8 град. Это – относительная температура, отражающая состояние среды, в которой произведен замер. Остальные замеры относятся к периоду 1924–1927 гг., и один замер – к 1916 г. Данные взяты из работы А. М. Шайдерова – «Геотермические наблюдения в Новогрозненском районе» («Аз. нефт. хоз.», 1929 г. № 4 (88), стр. 50). К XI пласту относятся 17 замеров и один – к XI–XII пластам. Показывая колебания температуры в интервале 58–93,5 град., данные замеров подтверждают установленную по другим пластам закономерность.

Фиг. 3



Здесь представлен продольный профиль через Новогрозненский район по оси антиклинали, на которой спроектированы указанные скважины. На них нанесена отметка уровней в 1926 г., в 1928–29 гг. и 1930 г. При этом по всему району отмечается падение уровней. Одновременно эта диаграмма выявляет и вторую закономерность – падение отметок стояния уровней жидкости с востока на запад. Это явление отмечается для всех трех взятых нами периодов. Наиболее низкие уровни имеются в районе 8-го участка. Для 11-го участка имеется всего одна скважина. Отсутствие контрольных замеров не позволяет судить о достоверности имеющегося единственного замера. В районе 13-го участка три скважины (17-13, 5-13, 4-13) находятся в зоне сбросов и показывают пеструю картину уровней. Поэтому, если принять единственный замер по скважине 34-11 за достоверный, то вид диаграммы необходимо несколько изменить. После резкого роста отметки уровня с 8-го участка к 11-му будем иметь значительное понижение его в зоне сбросов и вновь рост к восточной части района. Однако, это – детали, не нарушающие общей

Фиг. 2



Температура растет с запада на восток, понижаясь в зоне сбросов (13-й и 14-й участки). Это можно иллюстрировать диаграммой, где приведен профиль по оси антиклинали (фиг. 3). На профиль спроектированы скважины и отложены замеры температуры в них. Соединение температур отдельных скважин дает кривую, наклоненную с северо-востока на юго-запад. Зона сбросов отмечается понижением. Изменение температуры во времени проследить не удастся, ввиду производства главной массы наблюдений в период 1924–1927 гг. и единичным наблюдением по большинству скважин.

Данные по скважине 26-20 иллюстрируют рост температуры с глубиной: с 59 град, при 619,6 м глубины имеем переход к 71,75 град, при 673,9 м. Подобное явление наблюдается из сопоставления скв. 2-14 и 12-14. где замер произведен в XI пласте (табл. 2).

Табл. 2.

Замеры пластовых температур XI пласта.

№№ п/п	Скваж. участ	Дата произв. замера	Глуб. прозв. зам. в мтр.	Глуб до кровли пл. в мтр	Отметка кровли пл. в метр.	Темп. в С°	Гео терм. гра-диент	Условия замера	Время замера	Примечание
1	3-8	19/II-29	589,7	578,4	-359	70,0	9,9	2 терм. на жел.	2 час.	После исп. з/в.
2	24-11	16/II-24	573,6	570,3	-339	68,0	9,9	»	»	» цем. над. IX, под. ц. X
3	21-11	18/XIII-24	568,1	570,2	-339	67,0	10	»	»	Затрамб. до 568 с 573
4	28-11	—	541,9	—	-321,21	68,5	9,3	»	»	Под'ем воды в сут. 8,5 м
5	7-12	10/V-27	576,1	—	-353	78,4	—	2 терм.	1,5 ч.	При вскры пласта.
6	2-14	7/III-24	562,9	573	-322	61,25	11,1	2 терм. на д. ж.	2 час.	После исп. з/в.
7	12-14	14/IV-25	575,7	—	-285,5	58,0	12,1	» на ж.	»	При исп. з/воды
8	13-14	24/VI-27	610,2	589,7	-330	59,8	—	2 терм. на д. п.	—	—
9	29-17	—	597,4	—	-329	73,0	9,3	2 » на ж.	—	—
10	20-17	26/X-26	640,0	—	-336,6	72,0	10,4	2 »	2 час.	После исп. з/в
11	26-17	4/VIII-27	630,9	628,7	-368,5	63,0	—	2 терм. на жел.	»	» цем. при вскры. пл.
12	6-20	27/X-26	711,1	—	-332	84,0	9,6	2 терм. на жел.	»	После чистки
13	26-20	15 IX-24	619,6	620,2	-311	59,0	10,5	2 »	»	При исп. з/в.
14	26-20	10/IX-25	673,9	—	-311	71,75	11	2 терм. на д. ж.	»	XI–XII пласт.
15	33-20	13/V-27	—	—	-352	70,25	—	2 » на д. ж.	»	Пос. исп. з/в под. неф
16	5-21	18/VIII-27	721,7	721,7	-357	79,20	—	2 на пом.	»	—
17	22-23	—	731,2	—	-345	77,5	10,9	—	—	Забой зацемент.
18	1-25	5/VII-16	672,0	663,6	—	93,5	8,1	—	2 час.	В скв вода, нефти нет

Газовый фактор. Замеры газовых факторов немногочисленны. Взяты они из работ Богаевского (1), Галаки (5) и по данным замеров инженера Ренина в 1933 г. Замеры Богаевского произведены трубкой Пито, а замеры Ренина – шайбными измерениями. Неточность этих методов усугубляет неточность замеров добычи и заставляет считать приводимые данные ориентировочными. Однако, отсутствие других материалов заставляет пользоваться этими, весьма бедными данными единичных замеров. Всего имеется 11 замеров в различных скважинах XI пласта. Они показывают изменения газового фактора в пределах от 23 до 65 м³ на тонну. Замеры газового фактора сведены в таблицу, где помимо других данных, указаны расстояния от оси антиклинали и отметки над уровнем моря (табл. 3).

Табл. 3

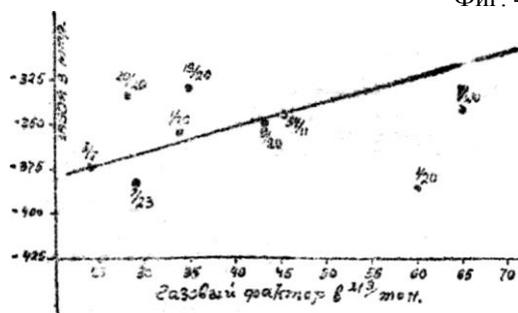
Газовые факторы XI пласта.

№№ п/п	скв. уч.	Глуб. в метр.	Дата замера	Отм. над ур. моря в метр.	Расстояние от оси метр	Дебит в сутки		Газ. фактор в т. т/м ³	Кем производ. замеры
						Нефти в тн.	Газа в м ³		
1	3-8	589,8	—	-373,8	—	—	—	24	Из статьи Галаки.
2	34-11	575,9	1933 г.	-343,0	260	18,72	846	45,2	Замер Ренина.
3	5-13	512,7	1933 г.	-274	150	8,60	72	8,34	Замер Ренина.
4	1-20	721,2	—	-353	90	—	—	34	Из статьи Галаки.
5	7-20	721,2	—	-341	50	—	—	65	«
6	9-20	722,9	1920 г.	-347	30	27,60	1198,6	43	Замер Богаевского
7	11-20	744,6	1926 г.	-387,4	280	3,94	2388	60,6	«
8	19-20	691,3	—	-327	30	—	—	35	Из статьи Галаки.
9	20-20	660,5	—	-333	200	—	—	23	«
10	7-23	696,2	1926 г.	-384	50	6,05	175,3	28,97	Замер Богаевского
11	34-23	706,2	—	-357,7	20	—	—	70*)	Из статьи Галаки

*) Газовый фактор не замерялся, – определение приблизительное.

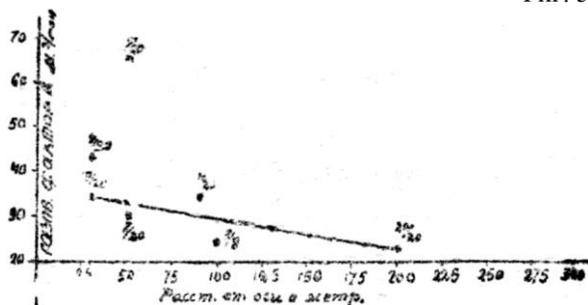
По данным этой таблицы построена диаграмма зависимости между газовым фактором и отметкой забоя скважин относительно уровня моря (фиг. 4). Диаграмма, построенная по более достоверным замерам, показывает уменьшение газового фактора с глубиной, что вполне согласуется с температурой, которая растет с глубиной. Как известно, растворимость газа в нефти понижается с повышением температуры.

Фиг. 4



Другая диаграмма иллюстрирует уменьшение газового фактора по мере удаления от оси (фиг. 5) С удалением от оси антиклинали растут глубина и температура. Таким образом, данный вывод является только видоизменением предыдущего. Подобные зависимости получены были ранее Викторovým (2) для XIII и XVI пластов. В наших условиях они могут считаться вполне отвечающими действительности.

Фиг. 5



Среднесуточный дебит. После национализации максимальный среднесуточный дебит нефти на одну скважину составляет 187 тонн и затем снижается до 8,7 т в 1932 г.

По действующим в настоящее время скважинам имеем следующие данные о начальном и современном среднесуточном дебете (табл. 4):

Табл. 4

XI пласт Среднесуточная добыча

	3-8	34-11	4-13	5-13	17-13	6-18	12-18	1-20	7-20	9-20	33-2	37-20	40-20	44-2	32-20	Примечание
Дата вступл в экспл.	II 25 г.	26-VII 28 г.	I-30	X-22	28/VIII 28 г.	24/I 28 г.	18/I 29 г.	XI-16	I-16	VII-16	—	5/IX 28	6/IX 28	5/IX 31	I-31	
Нач. суточн. дебит — тонн	55,2	22,8	69,2	33,0	10,5	45,0	38,20	100,4	268,?	79,5	—	52,0	38,9	4,15	3,77	
Соврем. суточн. дебит — тонн	7,1	4,0	2,5	4,4	100%	8,?	19,6	4,0	9,2	2,6	6,3	2,5	1,5	4,9	3,2	IX-33
Число месяцев экспл.	104	63	33	130	60	69	55	141	148	110	—	64	55	25	32	На IX 33

Максимальный начальный суточный дебит в 80–100 и более тонн имеем на 20-м уч-ке у скважин, вступивших в эксплуатацию в 1916 г. На западе имеем в ненарушенной части начальный суточный дебит 55,2 т в 1925 г. и 22,8 т — в 1928 г. Три скважины в сбросовой части показывают различную продуктивность: вступившая в 1922 г. — 33 т, в 1928 г. — 10,5 т и в 1930 г. — 69,2 т. Из них вступившая в 1928 г. с самого начала давала до 50 проц. воды и малый дебит. Объясняется это тем, что скважина находится ближе, чем 5-13, к контуру нефтеносности. В восточной части имеем уменьшение дебита со временем.

Год	1916			1928			1929		1931	
Месяц	I	VII	XI	I	IX	XII	I	—	I	IX
Деб. — тн.	278	80	100	45	52	39	38	—	4	4

В сентябре 1933 г. добыча XI пласта составила 2.684 т, что при 403 скважино-днях эксплуатации дает среднесуточный дебит в 6,6 т. Максимальный суточный дебит дают скважины 11-го, 18-го и часть скважин 20-го участков. Для скважин, выбывших из эксплуатации, подтверждается подмеченный по эксплуатирующимся скважинам рост начальной добычи с запада на восток. Максимальные дебиты приурочены к 20-му и 23-му участкам. Выбытие большинства скважин произошло (после введения учета воды), вследствие обводнения.

Режим пласта. Основные данные о режиме пласта изложены выше, и при этом установлено для XI пласта изменение физико-геологических факторов в направлении оси складки с запада на восток.

Мощность пласта увеличивается с запада на восток, при чем песчаная часть, по данным кароттажных диаграмм, составляет на западе 8,5–12,4 м и на востоке — 12–17 м. Кроме того, в нижней части XI пласта, в промежутке между XI и XII пластами, глины с прослойками песчаников в западной части развиваются в восточной части в пачку с мощностью песчаной части от 4 до 8 м, показывающую, по данным кароттажа, повышенные сопротивления. Эта пачка местами сливается с XI пластом или отделена от него глинистыми пропластками. Общая мощность песчаной части XI пласта в результате увеличивается до 16–25 м. Максимальная мощность приурочена к 20-му и 23-му участкам.

Недостаток данных не позволяет установить изменения механического состава пласта и его пористости, которые по аналогии с другими изменяющимися пластами района должны иметь место.

Нефти пласта, являющиеся парафинистыми, показывают изменения удельного веса по простиранию, при чем в западной части он меньше (0,837–0,846), чем на востоке (0,842–0,856), давая в среднем 0,844. Имеющиеся единичные определения парафина (всего четыре) показывают увеличение его процентного содержания с запада на восток.

Газ по двум анализам скважин XI–XII пластов содержит 43,0–46,4 проц. метана. Газовый фактор колеблется в пределах от 24 до 65 м³ на тонну. Несовершенство замеров не позволяет установить особенности изменения его по пласту, кроме уменьшения с глубиной залегания пласта, или, — что одно и то же, — с удалением от оси антиклинали.

Это явление вполне увязывается с подземными температурами, увеличивающимися с глубиной. По данным замеров, для XI пласта имеем температуры в пределах от 58 до 93,5 град., при чем они растут с запада на восток, несколько понижаясь в зоне сбросов. Уровни пластовых вод также показывают рост с запада на восток, определяя тем самым давление в эксплуатационных скважинах. Вместе с тем имеющиеся замеры позволяют установить падение уровней, а следовательно, и давления, в 1930 г. по сравнению с 1926 г. При этом, реконструируя картину состояния уровней в 1926, 1928–29 и 1930 гг., мы для всех трех этапов имеем увеличение уровней с запада на восток. Электрические сопротивления пласта в восточной части выше, чем в западной.

Начальный суточный дебит и, в основном, современный показывают рост с запада на восток, что вполне увязывается как с мощностями, так и уровнями и, следовательно, давлениями. Во времени начальные дебиты, как и давление, падают. Они, естественно, находятся в связи и с числом скважин на пласте. Сопоставление первоначального и современного контуров нефтеносности указывает на продвижение, которое наиболее значительно в восточной части района.

Совокупность этих данных достаточна для установления режима XI пласта. Продвижение контура нефтеносности указывает на наличие гидравлического или волюметрического режима; падение производительности заставляет остановиться на последнем.

Передвижение жидкости по пласту и уменьшение его мощности с юго-востока и северо-запада объясняется уменьшением уровней в этом направлении. Увеличением сопротивлений, вследствие уменьшения мощности пласта, вызвано замедление движения жидкости, с соответственным понижением пластовых температур, влияние которых сказывается на увеличении газового фактора и уменьшении удельного веса нефти.

С падением давления и площади поперечного сечения пласта, или, вернее, его мощности, снижается и производительность скважины. Имея общий источник питания, она зависит также от числа скважин, эксплуатирующих данный пласт, т. к. с интерференцией воронок депрессий производительность скважин падает. В этом отношении показателен факт, что в 1921 и 1922 гг., после четырехлетнего перерыва, при эксплуатации 1–8 скважинами с пласта среднесуточная добыча была больше, чем в 1916 и 1917 гг., когда число эксплуатирующихся скважин составляло 26–19.

Для полноты решения вопроса о режиме пласта обратимся к кривым производительности. Из 53 скважин, эксплуатировавших XI пласт, сравнительно длительным сроком эксплуатации обладают 22 скважины. Для них добыча разбита по годам, при чем за начало взят первый месяц максимальной производительности. Затем добыча исчислена в процентах от первого года, принятого за 100.

По этим данным построены в логарифмическом масштабе кривые изменения добычи в процентах по годам. Результаты представлены на диаграмме (фиг. 6). Большинство скважин показывает для всей жидкости (нефть и вода) уклон меньше единицы или близкий к ней. Это еще раз подтверждает наличие в пласте волюметрического режима. Для нефти, как это имело место и в Вознесенском районе, ввиду значительной обводненности большинства скважин, степень падения производительности весьма велика и зачастую более трех. Для некоторых скважин она даже достигает восьми (6-20, 20-20, 28-20 и др).

Сделаем еще одну попытку определения режима. Для этого воспользуемся данными об изменении давления по уровням и сопоставим их с изменением дебита по скважинам 3-8 и 1-21, по которым имеется несколько замеров уровней и давлений.

Табл. 5

№№ скваж. участ.	1			2			3		
	Дебит	Давл.	Дата	Дебит	Давл.	Дата	Дебит	Давл.	Дата
	проц.			проц.			проц.		
3-8	27	28	IX-25	23,5	10,2	XII-29	18,8	1,0	VIII-30
	100	100		2,7	36,3		70	3,6	
1-21	34	37,9	XI-28	33*)	28,5	XII-28	30	27	V-30
	100	100		97	89,4		88,5	84,6	

*) Условно

Данные этих скважин показывают, что кривая добычи находится над кривой давления (фиг. 7). Это также является характерным для волюметрического режима. Однако, для доказательства его имелся ряд других данных. Диаграмма эта является попыткой использования уровней для определения изменения давления. Малое число замеров не позволило построить для них кривые, поэтому для давления проведена прямая.

Остановимся еще на вопросе о газе и его роли как движущей силы. Галака считает, что режим XI пласта газовый и что краевая вода, обладая слабым напором, прямого участия в режиме (как движущая сила) до принимает. При этом, принимая давление в пласте на основании столба жидкости в скважине в 55 атм. при температуре в 75 град., он по диаграмме для газа одного из американских месторождений определяет, что газ будет растворен при давлении 19 атм.

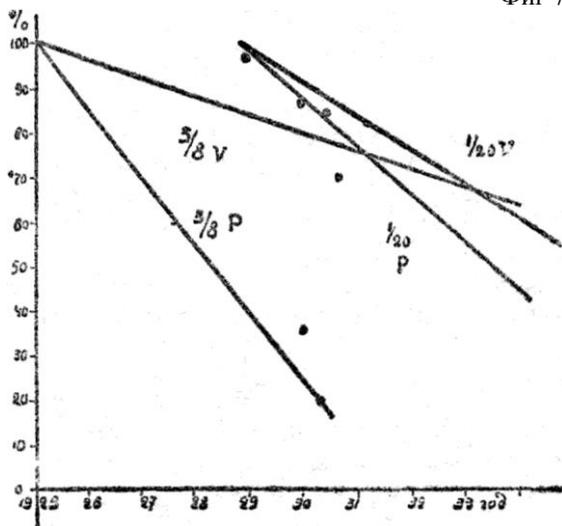
Однако, сравнение по сходству удельного веса нефти, не зная состава газа, а отсюда и растворимости, – неверно. Данные исследования показали растворимость газов Новогрозненского района при 45 град, в 1,6 м³. Температуры в контуре нефтеносности колеблются в пределах 58–79 град. Берем худший случай, т.е. температуру 80 град., когда растворимость будет 1,44. Газовый фактор колеблется в пределах от 24 до 65, при чем достоверные замеры имеют своим верхним пределом 45 м³ на тонну. Берем, однако, максимальное значение: для западной части 45 и для восточной – 65 м³ на тонну.

Тогда газ будет растворен при давлениях:

$$\frac{45}{1,44} + 1 = 31,2 \text{ атм.} \quad \frac{65}{1,44} + 1 = 45 \text{ атм.}$$

Цифры значительно более высокие, чем у Галаки.

При расчете по метану цифры получаются еще меньшие. Существующие давления в соответствующих частях пласта ниже сказанных цифр.



Фиг 7

Это указывает на нахождение некоторой части газа в пласте вблизи забоя скважины в свободном состоянии, чем, видимо, и объясняются фонтанные проявления, отмечаемые для некоторых скважин XI пласта в начале эксплуатации (скв. 16-20, 18-11 и др.), хотя данных об уровнях за этот период не сохранилось и восстановить существовавшее давление в пласте не представляется возможным.

Таким образом, газ также играет роль, вспомогательной силы, движущей нефть по пласту к забою скважины. Однако, действие его сказывается в пласте на небольшом расстоянии от забоя. При этом в самой скважине он является агентом, способствующим (за счет уменьшения удельного веса столба жидкости) фонтанированию в начальный период эксплуатации пласта.

Отсутствие систематических данных о начальном периоде эксплуатации пласта не позволяет установить, обладал ли он вначале газовой фазой волюметрического режима.

XII пласт

Характеристика пласта. XII пласт представляет мелкозернистый кварцевый песчаник с большим количеством зерен глауконита, придающих ему зеленоватый оттенок. Песчаник слегка глинистый, плотный. Встречаются пропластки бурой глины.

Пласт охарактеризован всего четырьмя колонками, из которых в одной определена только пористость.

Табл 6

№№ по пор.	ОПИСАНИЕ ПОРОДЫ	Скваж. уч.	Глуб. отбора пробы метр.	Раст. от кровли пласта в мт.	Пористость в проц.	Истинный уд. вес.	Об'емный уд. вес.	Механический состав					
								Больше 0,833	0,385-0,833	0,283-0,385	0,168-0,283	0,147-0,168	0,147 и ниже
1	Песчаник мкз. Кварц. с зернами глауконита	2/6	737	1,5	22,74	2,66	2,06	-	6,30	9,30	31,70	30,00	22,70
2	Песчаник мкз. суглинистым включ.	38/11	561	7	21,15	2,67	2,10	-	1,01	4,06	3,65	5,07	86,21
3	Песч мкз., плотный с зернами глауконита и глинистым прослоями	27/12	763,5	8	8,44	2,66	2,43	-	-	-	-	-	-
4	Песч. мкз., кв. с тонкими прослоями бурой глины	65/20	743	3	22,72	2,65	2,08	-	0,90	21,60	29,80	0,90	27,80
Среднее									3,60	15,45	30,75	15,45	25,25

При этом для пористости взято среднее из трех скважин. Данные скв. 27-12 не включены. Для механического состава при определении среднего взяты скв. 2-6 и 35-20.

XII пласт является одним из наиболее выдержанных пластов Новогрозненского района. На кароттажных диаграммах он великолепно отбивается по своей характерной пике. Просмотр 200 кароттажных диаграмм показал, что общая мощность пласта колеблется в пределах от 10 до 12 м и в среднем может быть принята в 11 м. Для редких скважин определена мощность в 9,5 или 9 м. Точно так же редко встречается мощность более 12 м.

Изучение как диаграмм омических сопротивлений, так и сопоставление их с кривыми ПС позволило выделить продуктивную часть пласта или его пористую часть. Эта песчаная часть на западе от 8-го до 20-го участка составляет около 10 м. Восточнее, в районе 20-го и 23-го участков, мы имеем уменьшение мощности песчаной части XII пласта до 8-9 и даже 7 м.

Нефть. По XII пласту имеется по 11 скважинам 20 анализов нефтей. При этом, в соответствии с разбуренностью, большинство относится к западной его части.

Удельный вес нефти изменяется в пределах 0,835-0,849 и дает в среднем 0,842. Для скважин западной части пласта мы имеем удельный вес, изменяющийся в пределах 0,842-0,848 и дающий в среднем 0,846. Средний удельный вес для восточной части составляет 0,840.

Таким образом, как и для XI пласта, имеем увеличение удельного веса нефти по направлению к востоку. Это особенно заметно по удельному весу мазута, который на западе составляет 0,890-0,895 и 0,895-0,912 на востоке.

Таким образом, и для XII пласта, как и для XI, замечается связь удельного веса нефти с температурой, растущей с запада, на восток.

Температура застывания нефти изменяется в пределах от 5 до 14 град., а мазута - от 24 до 30 град.

Вязкость нефти по Энглеру колеблется от 1,21 до 1,34. Температура кипения нефти составляет 28-33 град. (25-43 град.). Процент акцизных смол изменяется от 16 до 20 для нефти.

Имеется 8 анализов трех скважин, эксплуатирующих XI-XII пласты совместно. Все эти скважины приурочены к западной части антиклинали. Сопоставление анализов скважин, эксплуатирующих один XII пласт, со скважинами с совместной эксплуатацией XI-XII пластов показывает, что больших расхождений мы не имеем

и все сказанное выше относится я к этим трем скважинам.

Газ. Кроме двух анализов газа по двум скважинам, эксплуатирующим совместно XI–XII пласты, другими данными мы не обладаем.

Давление. Отсутствие фонтанов с XII пласта лишает нас возможности воспользоваться, для определения давлений, имеющих место в пласте, замерами максимальных давлений. Поэтому мы обратимся к уровням стояния жидкости в скважинах. Взяты они из работы Галаки (5) и, главным образом, из неопубликованного проекта Карпенко Н. М. и Дрогалина Г. В. «Проект разработки XII пласта Октябрьского района по способу «Мариэтта» в разрезе второй пятилетки». 41 стр. Май 1932 г.).

Всего имеется 24 замера, относящихся преимущественно к моменту вступления скважин в эксплуатацию. Повторным замером обладает лишь одна скважина. Эти замеры подтверждают закономерность, выявленную уже для XI пласта – падение уровней с востока на запад. В скважинах восточной части уровни значительно ниже уровня моря, в восточной – выше. Весьма вероятно влияние перепущенных вод XI пласта на высоту стояния уровней восточной части.

Вычисленные по столбам жидкости пластовые давления в скважинах показывают для западной части рост от 9 до 40 атм. На восток, возрастая, давления колеблются в пределах 30–52 атм.

Отсутствие данных не позволяет проследить изменения уровней стояния жидкости в скважинах во времени, как это было сделано для XI пласта. Единственная скважина с двумя замерами подтверждает уменьшение столба жидкости, а следовательно, и давления. Диаграммы изменений уровней и давлений XII пласта с запада на восток, поскольку они аналогичны с приведенными для XI пласта, мы опускаем.

Температуры. По XII пласту замеров температур значительно меньше, чем по XI. К работе Шайдерова (5) мы находим их всего три.

№ по пор.	Скв.-уч.	Дата замера	Общая глуб. скв. в мт.	Отметка кровли XII пл.	Темп. С°
1	9-8	25-VIII 27	601	-401	73,5
2	4-12	4-V 27 г.	737,2	-542	81,0
3	14-14	17-IV 24 г.	663	-397	65,0

Температура выше, чем в соседних скважинах XI пласта, что вполне естественно, ввиду большой глубины. И эти немногочисленные замеры указывают на увеличение температуры с глубиной. Скв. 4-12 расположена на южном крыле складки вне первоначального контура нефтеносности.

Газовый фактор. По XII пласту имеется всего пять замеров газового фактора, взятых из работ Богаевского, Карпенко и по замерам инженера Репина. Степень достоверности их та же, что и для замеров XI пласта. При этом имеющиеся два замера для XII пласта относятся к восточной части района.

Три замера относятся к скважинам, эксплуатирующим XI–XII пласты совместно, при чем не исключена возможность, что последние два замера скв. 26-20 являются одним и тем же.

Данные замеров сведены в таблицу:

№№ по порядку	Скв.-уч.	Дата замера	Дебит в сут		Газовый фактор в м ³ /тон.	Кем произв. замер
			Нефти тонн	Газа м ³		
XII пласт						
1	10-17	1933	2,7	86,2	31,0	Замер Репина
2	35-23	1933	–	–	27,98	–
XI–XII пласт						
3	4-11	–	–	–	23	Из докл. Карпенко
4	26-2	1926	45,8	1166,9	25,47	Замер Богаевского
5	26-0	1932	–	–	26	Из докл. Карпенко

Таким образом, газовый фактор XII пласта изменяется в пределах 23–32 м³ на тонну. Он меньше, чем для XI пласта, что увязывается с большей температурой. Для суждения об изменении газового фактора нет данных.

Среднесуточный дебит. Максимальный среднесуточный дебит для скважин пласта имел место в начале его разработки – в 1922 г., когда он составлял 33,3 т. С началом систематического бурения на пласт имеем падение его от 19,8–21,5 т в 1925–1927 гг. до 7,51 т в 1932 г.

По действующим в настоящее время скважинам имеем следующие начальные суточные и современный среднесуточные дебиты:

Табл. 7

Среднесуточная добыча X II пласта

	XII пласт														XI–XII пласт				Примечание
	9-8	24-11	35-11	101-11	8-?2	21-14	10-17	15-17	22-17	21-20	68-3	35-23	96-11	45-20	16-8	12-11	18-11	26-20	
Дата вступл. в экспл.	VIII-27	9-IX 32	13-V 28	13-VI 32	29-IX 26	11-II 28	23-III 30	22-IX 29	24-VIII 26	28-IV 28	I-VII 32	14-III 28	28-VI 33	IX 31	17-XI 29	I-2?	IX 24	X 26	*) Добыча в июне 33 г.
Нач. сут. дебит – тонн	65,20	4,3	26,23	2,9	18,6	56,34	9,22	26,90	36,50	28,75	13,3	15,7	6	5,8	8,9	49,9	79,2	50,5	
Совр. сут. дебит – тонн	11	2,6	2,1	7,0	4,1	5,4	7,8	2,4	8,0	4,8	20,8	4,7	10	0,3*)	3,06	24,8	1,1	7,2	
Число мес. эксплуат.	74	13	65	16	85	67	43	49	85	66	45	67	4	23	17	57	102	96	

Начальный суточный дебит максимален в наиболее ранних скважинах.

Режим пласта. Приведенные данные о режиме XII пласта не позволяют, ввиду своей недостаточности, выявить для всех физико-геологических факторов их изменения как по направлению оси месторождения, так и во времени. Здесь приходится в основном руководствоваться выводами, полученными до XI пласту, по которому мы имеем значительно больше материала.

Мощность пласта может быть принята, с достаточной для практических целей точностью, постоянной. Изменения механического состава, ввиду отсутствия данных, проследить не представляется возможным. Недостаточны данные и о пористости.

Нефти пласта изменяются по простиранию. Удельный вес растет с востока на запад. В этом же направлении растут уровни и давления. Данных для суждения об изменении пластовых температур недостаточно. Очевидно, что XII пласт не является исключением среди других пластов района. И здесь температура растет с запада на восток. Это дает право предполагать изменение газового фактора в этом же направлении. Он, повидимому, уменьшается по направлению к востоку.

Дебиты скважин, уменьшаясь по мере эксплуатации, не дают столь резкой разницы, какую мы наблюдаем для XI пласта. Как дебиты, так и максимальные омические сопротивления примерно одинаковы. Несколько пониженную производительность показывает XII пласт на востоке в районе 23-го участка, где отмечено уменьшение мощности песчанистой части.

Сопоставление первоначального и современного контуров нефтеносности указывает на продвижение. Это, а также приведенные ранее данные, собственно почти определяют режим XII пласта. Продвижение контура нефтеносности возможно лишь при гидравлическом или волюметрическом режимах. Наличие падения производительности заставляет остановиться на волюметрическом режиме.

Как и для XII пласта, наблюдаемые изменения физических констант пласта по простиранию находятся в связи с передвижением жидкости по пласту. Меньшее количество данных не позволяет вскрыть эту картину более детально, как это было сделано выше для XI пласта.

Для полноты решения вопроса о режиме пласта были построены кривые производительности. Методом, уже описанным для Вознесенского района и примененным выше для XI пласта, были построены кривые изменения добычи в процентах по годам в логарифмическом масштабе. Большинство скважин показало для всей жидкости (нефть и вода) уклон меньше единицы и близкий к ней. Мы их здесь из-за ограниченности размером статьи не приводим. Данные эти еще лишний раз подтверждают наличие волюметрического режима в пласте.

Наконец, рассмотрим еще роль газа. Для этого производим аналогично предыдущему подсчет давления, при котором он будет растворен в нефти. Взяв температуру 80 град., при которой растворимость будет равна 1,44 и максимальный газовый фактор 35, находим, что газ будет растворен при давлении:

$$\frac{35}{1,44} + 1 = 25,3 \text{ атм.}$$

Проверка по метану дает еще меньшие цифры. Давление в восточной части района в XII пласте выше этой цифры. Для западной мы имеем цифры несколько меньше. В части скважин наблюдаются и большие давления.

Таким образом, газ в XII пласте находится в растворенном состоянии почти на всей площади. Только в западной части контура нефтеносности некоторая часть газа в пласте вблизи забоя скважины находится в свободном состоянии. Здесь газ является вспомогательной силой, влекущей нефть по пласту к забою скважины, при чем действие его сказывается в пласте на небольшом расстоянии от забоя. В остальной части района газ выделяется из нефти уже в самой скважине, хотя вследствие невысокого столба жидкости это происходит, повидимому, недалеко от забоя.

Итоги и выводы

Обработка имевшихся в нашем распоряжении материалов позволила установить режим XI и XII пластов Новогрозненского района. Оба эти пласта обладают волюметрическим режимом, при чем, если это не ошибка в замерах газовых факторов, максимальные значения которых для XI пласта подвержены некоторому сомнению, газ играет роль вспомогательной силы, движущей нефть по пласту. Это же явление устанавливается и для некоторой зоны западной части XII пласта. Установленный режим определяет систему расположения скважин при доработке XI и XII пластов. Поскольку вода все же является основной движущей силой, необходимо расположение скважин в первую очередь по оси. Небольшая величина пластового давления заставит применить ползущую вниз по падению систему, насколько это возможно в условиях доработки пластов.

Наличие волюметрического режима заставляет избегать больших степеней уплотнения. Для XI–XII пластов будет, повидимому, достаточна 4-я–5-я степень. Данные эти, конечно, ориентировочные, и для отдельных участков – целиков – должен быть индивидуальный подход, на основе детального изучения их современного состояния.

Наличие продвижения контура нефтеносности заставляет при проектировании скважин располагать их на достаточном расстоянии от него.

Сопоставления данных о физико-геологических условиях XI и XII пластов указывают, что наиболее благоприятным участком для применения репрессии является западная часть XII пласта.

Для XI пласта намечаются два небольших поля, где после проведения работ над XII пластом можно будет применить нагнетание газа в двух-трех скважинах. Это необходимо учесть в расположении скважин, намеченных для его доработки.

Наконец, собранный в настоящей работе материал указывает на недостаточность наших сведений о физических константах XI и XII пластов. В связи с применением метода «Мариэтта» для последнего это имеет особенное значение.

Производство систематических замеров газового фактора, уточнение данных о дебите скважин, замеры

уровней с попутным определением температуры к, наконец, изучение пластов путем взятия колонок для пополнения наших мизерных сведений о пористости и механическом составе – является неотложной задачей.

Исследовательскому институту, помимо анализов газа, необходимо поставить опыты над растворимостью газа в нефти этих пластов при различных давлениях и пластовой температуре.

ЛИТЕРАТУРА

1. Богаевский П. – Грозненские нефтяные газы. 1927 г. «Нефт. хоз.» № 1; стр. 21.
2. Виктор Б. – Предварительный анализ газового фактора XIII и XVI пластов Новогрозненского района. 1931 г. «Грозненский нефтяник» № 8–10, стр. 47–52.
3. Гэрролд С. – Аналитические, основы добычи нефти, газа и воды из скважин. 1932 г. Нефт. изд. М. Л. 516 стр.
4. Гэрролд С. – Режим нефтяных месторождений. 1933 г. Нефт. изд. М. Л. 52 стр.
5. Галака О. И. – О режиме пластов Новогрозненского нефтяного района. 1928 г. «Нефтяное хозяйство» № 11–12; стр. 614–629.
6. Кудрявцев Н. А. – К строению Новогрозненского нефтяного района. 1928 г. Материалы по общей прикладной геологии. Вып. 75. Изд. Геол. ком. Ленинград. 166 стр. с 2 таблицами, структурной картой и 3 профилями.
7. Линдтроп Н. Т. – Связь между содержанием парафина в нефтях Грозненских районов и температурой пластов. 1922. «Азербайджанское нефтяное хозяйство» № 4–5 (5–6), стр. 83
8. Линдтроп Н. Т. – Подземные условия Новогрозненского района (По поводу статьи О. И. Галаки). 1929 г. «Нефт. хоз.» № 4; стр. 486.
9. Максимович Г. А. – Режим пластов Вознесенской площади Артемовского нефтяного района. 1933 г. «Грозненский нефтяник» № 5–6–7. Стр. 17–31.
10. Максимович Г. А. – Режим XIX–XXI пластов Новогрозненского района. 1933 г. «Грозненский нефтяник» № 5–6–7; стр. 4–17.
11. Максимович Г. А. – Пористость и механический состав песчаников Новогрозненского района (печатается).
12. Николаев В. М. – Газовые факторы Новогрозненского района. 1933 г. ОНТИ. М. Л. 84 стр.
13. Саханов А. Н. – Парафинистые нефти. Итоги исследования грозненских нефтей. 1927 г.; стр. 168.
14. Суханкин В., Николаев В. М. – О газовом факторе Новогрозненского месторождения. 1928 г. «Нефтяное хозяйство» № 1; стр. 35.
15. Танасевич Г. М. – К вопросу о режиме фонтанов Новогрозненского района, Материалы комиссии акад. И. М. Губкина по уточнению запасов нефти и составлению проектов разведки и разработки Новогрозненского района, 1932 г. Нефт. изд-во М. Л.; стр. 57–70.
16. Шайдеров А. М. – Геотермические наблюдения в Новогрозненском районе. 1929 г. «Азерб. нефт. хоз-во» № 4; стр. 50.
17. Шаньгин С. Н. – Мощность спаниодонтелловых слоев в Новогрозненском районе. 1926 г. «Нефт. хоз-во» № 4; стр. 487–490.

Режим XI и XII пластов Новогрозненского района

Г. А. Максимович

Верхние пласты Новогрозненского района, как обычно называют пласты выше XII, до последнего времени не привлекали должного внимания. Между тем, будучи еще сравнительно мало разбуренными и залегающими на небольшой глубине, они обладают значительной продуктивностью.

Одним из преимуществ бурения на верхние пласты является быстрота проходки, обусловленная отсутствием крепких песчанников.

Возможность при одном и том же количестве станков ввести в эксплуатацию большее число скважин, при одинаковом, примерно, дебите, делает верхние пласты значительным фактором выполнения программы как четвертого квартала текущего года, так и 1934 года.

Учитывая значение XI и XII пластов, на которые ляжет основное бурение на верхние горизонты, необходимо установить их режим. Знание его обеспечит правильную разработку этих пластов.

Необходимость установления режима еще увеличивается тем обстоятельством, что для западной части XII пласта проводится работа по применению метода «Мариэтта». Между тем, кроме уже устаревшей статьи Галаки (5), данные по этому вопросу совершенно отсутствуют.

В настоящей работе мы на основе имеющихся материалов делаем попытку определить режим XI и XII пластов Новогрозненского района. Обработка существующих материалов укажет нам на те работы, которые необходимо провести в этой области в дальнейшем.

Определение режима пласта

В классической работе Гэрролда (3) — «Аналитические основы добычи нефти, газа и воды из скважин» и в последующем его докладе на первом Всесоюзном съезде НИТО нефтяников (4) приводится классификация режимов нефтяных пластов, принятая с известными поправками и рекомендованная съездом к употреблению в СССР. Классификация эта основана на соотношении изменения кривых добычи и давления во времени. При этом, как известно, установлены три режима: волюметрический, гидравлический и капиллярный.

Приняв, с известными коррективами, разделение режимов по Гэрролду, как наиболее теоретически обоснованное, нельзя закрывать глаза на его недостатки. Из них можно отметить выявленные съездом упущения теоретического порядка.

В случае нефтяных месторождений, при наличии гидравлического режима как кривая давления, так и кривая дебита (во времени), даже первой скважины не будут горизонтальны. Замещение столба нефти водой, несмотря на наличие постоянного притока, создаст уменьшение давления, а отсюда и дебита.

Этот недоучет разности удельных весов жидкостей составляет значительное упущение Гэрролда

В случае моноклиальных залежей положения Гэрролда верны. Однако, именно в случае, разбираемом им и разработанном теоретически, — залегающих нефти в антиклинальном поднятии, отделенном синклинальным прогибом от источников питания пластов, — учет разности удельных весов необходим. Ни давление, ни дебит, в условиях гидравлического режима, не будут постоянными.

Другое основное положение Гэрролда — о невозможности сосуществования двух режимов в пласте, — опровергнутое практикой Эмба нефти, также требует корректив. Невозможность одновременного существования гидравлического и волюметрического режимов в одном и том же пласте, если только он не разобщен тектоническими нарушениями или не изменяется резко по своему петрографическому характеру, что необходимо рассматривать как обособленные резервуары, — несомненна.

Что же касается волюметрического режима, то при достаточной разбуренности пласта возможно такое явление, когда в крайних скважинах, извлекающих значительное количество жидкости, будем иметь кривые, характерные для волюметрического режима, а в центральных, вследствие поглощения пластового давления периферийными скважинами, будет иметь место капиллярный режим. С прекращением эксплуатации периферийных скважин, район центральных скважин приобретет свой нормальный волюметрический режим.

Однако, этот теоретически обосновываемый случай — сосуществования двух режимов в одном пласте, правда происходящий за счет указываемого Гэрролдом перехода режимов, подтвержденный практикой Эмба нефти, — является существенной поправкой к положению Гэрролда.

И, наконец, вопрос о газовом периоде или газовой фазе волюметрического и гидравлического режимов, когда до начала давления краевой воды нефть движется по пласту к забою скважин под влиянием газа, является важным этапом развития теории Гэрролда, обязанным работам съезда НИТО нефтяников, имеющим наибольшее практическое значение.

Наличие газового периода волюметрического режима, совпадающего, пожалуй, отчасти с прежним понятием газового режима, длящегося, по данным практики, 3—6—9, а быть может и больше месяцев, — делает целесообразным, для наилучшего использования пластовой энергии, применение сплошной системы разработки. Практически, это чрезвычайно важно, так как в случае отсутствия у пласта с волюметрическим режимом газовой фазы, нет необходимости применять сплошную систему.

Это наиболее существенные поправки к теории режима Гэрролда, произведенные съездом.

Однако, несмотря на эти значительные поправки, по существу иногда изменяющие основные положения Гэрролда, классификация неудобна в целом ряде практических случаев и требует еще большей рабо-

ты для превращения ее в стройную теорию режимов нефтяных месторождений.

Первое неудобство мы имеем для пластов с механизированной добычей. В этом случае отсутствие фонтанов, даже в первый период эксплуатации, не дает возможности произвести замеры потенциальных давлений. Отсюда при конечных режимах (волюметрических и капиллярном) нет возможности построить кривую изменения давления во времени и по ее соотношению с кривой изменения производительности (во времени) определить режим. Пользуясь же одной кривой производительности, по словам Геролда^{*}), без кривой давления не дает уверенности в определении режима.

Это весьма существенный недостаток классификации Геролда в современном ее виде. Решение вопроса возможно после установления продвижения контура или его неподвижности.

Второй, еще больший недостаток классификации, — это необходимость для определения режима построения кривых давления и добычи, что требует, как минимум, наблюдений над одной скважиной в течение одного, а лучше двух лет.

Знание режима необходимо, помимо ряда других вопросов (запасы, эксплуатация), для принятия по вскрытому разведочной скважиной пласту системы разработки, позволяющей наилучше использовать пластовую энергию (конечно, при учете технико-экономических условий).

При существующих в СССР темпах разбуривания пластов, когда разработка пластов с малым и средним контуром (20—50 и 50—300 га) заканчивается в один-полтора года, определение режима может быть произведено как раз к моменту окончания разработки. Это значит, что разбурив пласт, если только он давал фонтаны, мы можем узнать, что какое-то число скважин, — возможно даже значительный их процент, — пробурено излишне.

Естественно, что необходима дальнейшая работа над режимами, в результате которой их можно было бы определять в первой же скважине пласта, независимо от того, фонтанирует ли она или нет, и притом в самый кратчайший срок (два-три месяца или даже скорее). Только в этом случае классификация будет иметь практическую ценность для всякого пласта и во всякой стадии его разработки.

Каков же путь этой работы в области режима пластов нефтяных месторождений? Путь этот заключается в изучении всей совокупности физико-геологических условий нефтяного пласта, нефтяного месторождения, их изменений, их взаимосвязи.

Ниже нами делается попытка осветить режим на конкретном материале XI—XII пластов Новогрозненского района.

В соответствии с указанными задачами мы рассматриваем: а) состав пласта, его мощность (общая и песчанистой части), пористость, проницаемость и их изменения по горизонтали и вертикали; б) нефть, в) газ, — состав их и их изменение по площади пласта и во времени; г) давление; д) температура, — их изменения по площади пласта, влия-

ние на состав жидкостей и газов, их размещение, и на их соотношение; е) газовый фактор, ж) производительность пласта, — их изменения по площади и во времени.

Выявив физико-геологические условия пласта, их изменения и взаимосвязь, мы определим режим в широком понимании и его место в классификации Геролда. Необходимо заранее оговориться, что многие данные, ввиду отсутствия систематических наблюдений, будут представлены в недостаточном количестве. В особенности это касается изменения многих факторов во времени.

XI пласт

Характеристика пласта. XI пласт представляет собою мелкозернистый, местами среднелзернистый, реже крупнозернистый кварцевый песчаник. В кровле часто имеется прослой крепкого песчаника. Глинистые прослои, имеющиеся в пласте, сосредоточены обычно в нижней части.

При этом на пласт существуют собственно два взгляда. Первая точка зрения, представляемая общепринятым разрезом Шаньгина (17), выделяет 15-метровый песчаник XI пласта, ниже которого имеются глины с чередованием песчаных пропластков и мергелей. Кудрявцев (6), представляющий другую точку зрения, выделяет 24-метровый песчаник с прослоями глин в нижней части.

Прохождение XI пласта, при бурении на нижележащие горизонты, более чем двумя сотнями проратированных скважин позволяет решить этот вопрос в интересующей нас плоскости выявления характера его продуктивности следующим образом:

На основе изучения диаграмм оптических сопротивлений и ИС пласт был нами разделен на две части: верхнюю — XI¹, собственно песчаник, эквивалентный XI пласту по разрезу Шаньгина, и нижнюю — XI², выраженную песчаником с пропластками глин. Она соответствует нижней части XI пласта по разрезу Кудрявцева. В новейшем электрическом средненормальном разрезе Сухарева для XI пласта определена мощность в 25 метров. Таким образом, здесь трактовка XI пласта ближе к разрезу Кудрявцева.

Для каждой из двух частей XI пласта по двум кривым каротажной диаграммы определена как общая мощность, так и глинистые пропластки и, как разность их, мощность песчанистой части. Для верхней части XI пласта построена карта мощностей. В западной части имеем в районе 8-го и 11-го участков площадь с мощностью песчанистой части в 10 и 15 м. Мощность более 10 м имеем в восточной части 11-го участка и на 14-м участке. Таким образом, в западной части мощность песчанистой части колеблется в пределах от 8 до 18 м. В восточной части района пласт более мощен. В пределах продуктивной части мощность песчанистой части колеблется от 10 до 23 м. При этом в районе 20-го и восточной части 17-го и 18-го участков мощность составляет 15 и 20 м. На 23-м участке имеем площадь с мощностью более 15 м. Общие мощности составляют для верхней части XI пласта 10—15 м в западной части и 15—20 м — в восточной.

^{*}) Сообщение на консультации в Грозном.

Нижняя часть XI пласта также весьма сильно изменяется по простиранию. В западной части района мощность изменяется в пределах от 3 до 8 м, при чем кривые равных мощностей песчанистой части совпадают в общих чертах со структурой. Это вызвано характером исходного материала, взятого для их построения. Так как данные взяты из каротажных диаграмм, то кривые эти отражают распределение нефти в нижней части XI пласта и дают максимальное значение в наиболее высокой части структуры.

Для восточной части района нижняя часть XI пласта, аналогично верхней, имеет большую мощность песчанистой части. Песчанистая часть изменяется в пределах продуктивного поля, от 5 до 12 м, при чем максимальная мощность (в 10 м и более метров) приурочена к 20-му участку.

Сравнивая изменения мощности обеих частей XI пласта, имеем общее для них явление: мощности пласта, как общие, так и песчанистой его части, увеличиваются с запада на восток. При этом на фоне общей закономерности имеются местные отклонения.

По XI пласту имеется всего пять определенных пористости, давшие следующие результаты:

	22-13	22-13	15-17	8-20	32-33
XI пласт	26,42*	27,92	25,19	—	26,0
XII пласт	—	—	—	42,7**	—
Часть пласта	поднятия	кромки	кромки	кромки	кромки

По этим более чем недостаточным данным нами была выведена средняя пористость для XI пласта в 25,4 проц. Та же цифра дается и Сухаревым. Исключая данные скв. 8-20, имеем среднюю пористость по верхней части XI пласта 24,86 проц.

Анализ механического состава произведен для колонки из скважины 22-13, представляющей рыхлый мелкозернистый песчаник с глинистыми прогоями. Значительная примесь глины отражена в анализе, где фракция менее 0,147 составляет 66,64 проц., или две трети.

Таким образом, сведения о механическом составе XI пласта и его пористости более чем малы. Рых-

лость образцов, исследованных на пористость, заставляет с осторожностью отнестись к полученным цифрам. По наиболее пористым пластам района — XIII и XVI, имеем, как среднее по работам Танаевича, Максимовича (11), Карпенко и Сухарева, от 25,22 до 24,23 проц. для XIII и от 24,09 до 23,74 проц. — для XVI. Поэтому более правильным будет принять для XI пласта цифру пористости порядка 23 проц. для западной части района и 24 проц. — для восточной.

Нефть. По XI пласту имеется 19 анализов, произведенных в химической лаборатории района. Они отобраны по 14 скважинам. Большинство скважин охарактеризовано одним анализом. По этим данным, удельный вес нефти, колеблющийся от 0,837 до 0,856, составляет в среднем 0,844. При этом для западной части наблюдается меньший удельный вес (0,837—0,846) и несколько повышенный на востоке (0,842—0,856).

Температура застывания нефти изменяется в пределах от 7 до 17 град., при чем в западной части она составляет 7,8 град., а на востоке в одной скважине 8 град., а в остальных — от 10 до 17 град. Особенно различна температура застывания мазута, составляющая на западе 23 град., а на востоке колеблющаяся от 23 до 30 град. Здесь наблюдается также связь с температурой застывания, зависящей от содержания парафина, от температуры в пласте.

Вязкость нефти по Энглеру изменяется в пределах 1,26—1,33. Температура кипения нефти составляет 29—30 град. (28—39 град.). Содержание парафина в XI пласте, по данным Саханова, составляет *) в среднем 4,77 проц. К сожалению, все определения парафина относятся к группе скважин 20-го участка. Но и здесь, где скважины выписаны с запада на восток, мы на протяжении 450 м имеем рост количества парафина в восточном направлении. Это согласуется с приводимыми ниже данными о росте температуры в этом направлении и указанным уже увеличением вязкости мазута. Однако, данные эти, конечно, недостаточны для окончательных выводов.

Газ. Полные анализы газа имеются только по двум скважинам, эксплуатирующим XI—XII пласты. Относятся они к 1930 г. и взяты из работы Танаевича. Произведены они в ГрозНИИ.

Анализы газа XI пласта.

Табл. 1.

Скваж. участ.	Время отбора пробы	Темпер. Сс		Процентное содержание							
		Газа	Окр. возд	Возд. в пробе	Метана	Этана	Пропана	Изобутана	Норм. бутана	Высш. углевод	Углеислоты
18-11	20-1 1931 г.	9	3	3,0	46,4	11,2	17,5	7,2	8,1	9,5	0,8
4-11	25-1 1931 г.	9	1	3,0	43,0	10,7	18,5	9,6	7,5	10,7	0,3

Анализы в общем довольно сходны. Состав газов различных пластов района, по имеющимся немногочисленным анализам, весьма близок. Технические

*) Песчаник рыхлый.

***) Цифра преувеличена за счет трещин. В описании указано, что имеются трещины в виде пустот.

анализы, число которых невелико, дают лишь указания удельного веса.

Давление. В работе Галаки указаны четыре фонтана с XI пласта. Последующая проверка, в связи

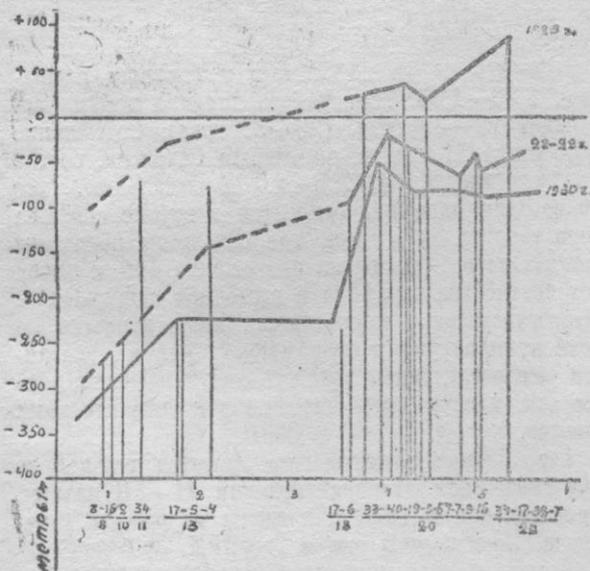
*) Саханов А. Н. — «Парафинистые нефти. Итоги исследования грозненских нефтей». 1927 г.; стр. 167—175.

с уточнением тектоники района, выявила, что фонтаны были приурочены к XIII пласту, который был принят в этих скважинах за XI в виду нарушений. Таким образом, XI пласт является типичным пластом с механизированной добычей. Отсюда для определения давления возможно руководствоваться лишь данными о столбе жидкости в скважинах.

Всего по скважинам, эксплуатирующим собственно XI пласт, имеется 46 замеров уровней по 23 скважинам. По ним произведен подсчет отметок относительно уровня моря и давления на забой. Несмотря на то, что часть этих замеров не вполне достоверна, в целом она отражает основные закономерности.

Первая из них — это падение уровня по тем скважинам, по которым имеется несколько замеров на протяжении ряда лет. Падение уровня отмечается по скважинам 3-8, 16-8, 2-10 и 11-13 на западе и 1-20, 6-20, 7-20, 19-20, 7-23, 17-23 и 32-23 — на востоке. Наблюдающиеся исключения (34-23 и др.), сравнительно редкие, происходят вследствие неточности замеров, неуказания столба воды и не могут нарушить этой картины. Это наглядно иллюстрируется следующей диаграммой (фиг. 1).

Фиг. 1

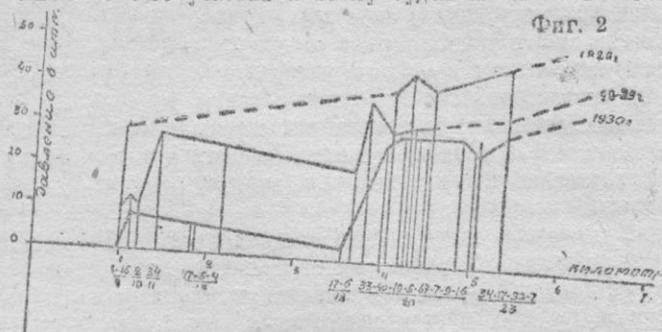


Здесь представлен продольный профиль через Новогрозненский район по оси антиклиналя, на которой спроектированы указанные скважины. На них нанесена отметка уровней в 1926 г., в 1928—29 гг. и 1930 г. При этом по всему району отмечается падение уровней. Одновременно эта диаграмма выявляет и вторую закономерность — падение отметок стояния уровней жидкости с востока на запад. Это явление отмечается для всех трех взятых нами периодов.

Наиболее низкие уровни имеются в районе 8-го участка. Для 11-го участка имеется всего одна скважина. Отсутствие контрольных замеров не позволяет судить о достоверности имеющегося единственного замера. В районе 13-го участка три скважины (17-13, 5-13, 4-13) находятся в зоне сбросов и показывают пеструю картину уровней. Поэтому, если принять единственный замер по скважине 34-11 за

достоверный, то вид диаграммы необходимо несколько изменить. После резкого роста отметки уровня с 8-го участка к 11-му будем иметь значительное

Фиг. 2

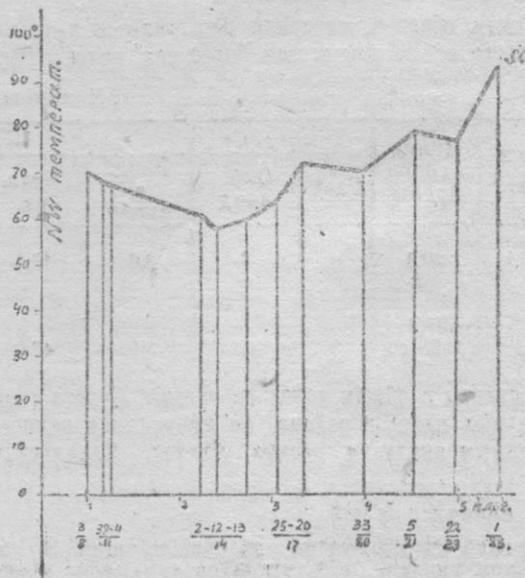


понижение его в зоне сбросов и вновь рост к восточной части района. Однако, это — детали, не нарушающие общей картины изменения уровня по простиранию.

По данным уровней произведен подсчет давления на забой. Давление, как и уровни, падает с востока на запад. Наблюдается также падение давления по годам. При этом нами взяты те же годы: 1926, 1928—1929 и 1930. Диаграмма (фиг. 2) это наглядно иллюстрирует. При чем, если в 1926 г. давление в пласте колебалось от 28 до 46,7 атмосферы, то в 1930 г. оно снижается до 8—30 атм. и 33 атм., как максимум.

Температура. Современных замеров температуры по XI пласту не имеется, за исключением скв. 45-17, где произведен непрерывный замер электрическим методом. По диаграмме на глубине XI пласта температура составляет 50,8 град. Это — относительная температура, отражающая состояние среды, в которой произведен замер. Остальные замеры относятся к периоду 1924—1927 гг., а один замер — к 1916 г. Данные взяты из работы А. М. Шайдерова — «Геотермические наблюдения в Новогрозненском районе» («Аз. нефт. хоз.», 1929 г. № 4 (88), стр. 50). К XI пласту относятся 17 замеров и один — к XI—XII пластам. Показывая колебания температуры в интервале 58—93,5 град., данные замеров подтверждают установленную по другим пластам закономерность.

Фиг. 3



Температура растет с запада на восток, понижаясь в зоне сбросов (13-й и 14-й участки). Это можно иллюстрировать диаграммой, где приведен профиль по оси антиклиналя (фиг. 3). На профиль спроектированы скважины и отложены замеры температуры в них. Соединение температур отдельных скважин дает кривую, наклоненную с северо-востока на юго-запад. Зона сбросов отмечается понижением. Замена температуры во времени проследить не

удается. Ввиду производства главной массы наблюдений в период 1924—1927 гг. и единичным наблюдением по большинству скважин.

Данные по скважине 26-20 иллюстрируют рост температуры с глубиной: с 59 град. при 619,6 м глубины имеем переход к 71,75 град. при 673,9 м. Подобное явление наблюдается из сопоставления скв. 2-14 и 12-14, где замер произведен в XI пласте (табл. 2).

Замеры пластовых температур XI пласта.

Табл. 2.

№№ п/п	Скваж. участ.	Дата произв. замера	Глуб. произв. зам. в метр.	Глуб. до крив. плас. в метр.	Отметка кровли пл. в метр.	Темп. в С°	Гео-терм. гра-диент	Условия замера	Время замера	Примечание
1	3-8	19/II-26	589,7	576,4	-359	70,0	9,9	2 терм. на жел.	2 час.	После исп. з/в.
2	24-11	16/II-24	573,6	57,3	-339	68,0	9,9	" "	"	" цем. над. IX, под. ц. X
3	24-11	18/XII-24	568,1	570,2	-339	67,0	10	" "	"	Затрамб. до 568 с 573
4	28-11	—	541,9	—	-321,21	68,5	9,3	" "	"	Под'ем воды в сут 8,5 м
5	7-12	10/V-27	576,1	—	-353	78,4	—	2 терм.	1,5 ч.	При вскрыт. пласта.
6	2-14	7/III-24	529,9	573	-322	61,25	11,1	2 терм. на д. ж.	2 час.	После исп. з/в.
7	12-14	14/IV-25	575,7	—	-285,5	58,0	12,1	— на ж.	"	При исп. з/воды
8	13-14	24/VI-27	610,2	583,7	-330	59,8	—	2 терм. на д. ж.	—	—
9	29-17	—	597,4	—	-329	73,0	9,3	2 " на ж.	—	—
10	20-17	26/X-26	640,0	—	-336,6	72,0	10,4	2 " "	2 час.	После исп. з/в
11	26-17	4/VIII-27	630,9	626,7	-366,5	63,0	—	2 терм. на жел.	"	" цем. при вскрыт. пл.
12	6-20	27/X-26	711,1	—	-332	84,0	9,6	2 терм. на жел.	"	После чистки
13	26-20	15/IX-24	619,6	620,2	-311	59,7	10,5	2 " "	"	При исп. з/в.
14	26-20	10/IX-25	673,9	—	-311	71,75	11	2 терм. на д. ж.	"	XI—XII пласт.
15	33-20	13/V-27	—	—	-352	70,25	—	2 " на д. ж.	"	Пос. исп. з/в под. неф.
16	5-21	18/VIII-27	721,7	721,7	-357	79,20	—	2 на пом.	"	—
17	22-23	—	731,2	—	-345	77,5	10,9	—	—	Забой зацемент.
18	1-25	5/VII-16	672,0	663,6	—	93,5	8,1	—	2 час.	В скв. вода, нефти нет

Газовый фактор. Замеры газовых факторов не многочисленны. Взяты они из работ Богаевского (1), Галаки (5) и по данным замеров инженера Репина в 1933 г. Замеры Богаевского произведены трубкой Пито, а замеры Репина — шайбными измерениями. Неточность этих методов усугубляет неточность замеров добычи и заставляет считать приводимые данные ориентировочными. Однако, отсутствие других

материалов заставляет пользоваться этими, весьма бедными данными единичных замеров. Всего имеется 11 замеров в различных скважинах XI пласта. Они показывают изменения газового фактора в пределах от 23 до 65 м³ на тонну. Замеры газового фактора сведены в таблицу, где помимо других данных, указаны расстояния от оси антиклиналя и отметки над уровнем моря (табл. 3).

Газовые факторы XI пласта.

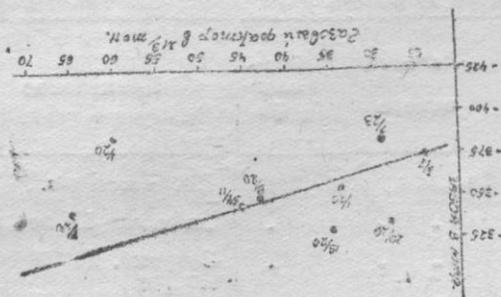
Табл. 3

№№ п/п	Скв. уч.	Глуб. в метр.	Дата замера	Отм. над ур. моря в метр.	Расстояние от оси метр.	Дебит в сутки		Газ. фактор в т. т/м³	Кем произв. замеры
						Нефти в тн.	Газа в м³		
1	3-8	589,8	—	-373,8	—	—	—	24	Из статьи Галаки.
2	34-11	575,9	1933 г.	-343,0	260	18,72	848	45,2	Зам. р. Репина.
3	5-13	512,7	1933 г.	-274	150	8,60	72	8,34	Замер Репина.
4	1-20	721,2	—	-353	90	—	—	34	Из статьи Галаки.
5	7-20	721,2	—	-341	50	—	—	65	—
6	9-20	722,9	1926 г.	-347	30	27,60	1198,6	43	Замер Богаевского
7	11-20	741,6	1926 г.	-387,4	280	3,94	238,8	60,6	—
8	19-20	691,3	—	-327	30	—	—	35	Из статьи Галаки.
9	20-20	660,5	—	-333	20	—	—	23	—
10	7-23	696,2	1926 г.	-324	50	6,65	175,3	23,97	Замер Богаевского
11	34-23	706,2	—	-357,7	20	—	—	70*)	Из статьи Галаки

*) Газовый фактор не замерялся, — определение приближительное.

По данным этой таблицы построена диаграмма зависимости между газовым фактором и отметкой забоя скважины относительно уровня моря (фиг. 4). Диаграмма, построенная по более достоверным замерам, показывает уменьшение газового фактора с глубиной, что вполне согласуется с температурой, которая растет с глубиной. Как известно, растворимость газа в нефти понижается с повышением температуры.

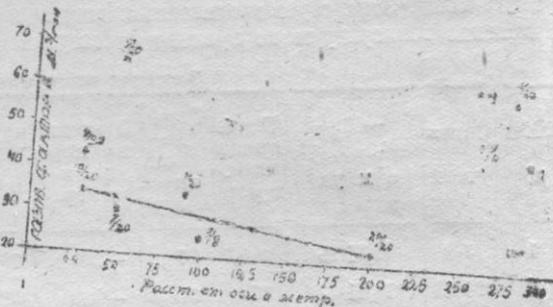
Фиг. 4



Другая диаграмма иллюстрирует уменьшение газового фактора по мере удаления от оси (фиг. 5). С удалением от оси антиклинали растут глубина и температура. Таким образом, данный вывод является

только видоизменением предыдущего. Подобные зависимости получены были ранее Викторовым (2) для XIII и XVI пластов. В наших условиях они могут считаться вполне отвечающими действительности.

Фиг. 5



Среднесуточный дебит. После национализации максимальный среднесуточный дебит нефти на одну скважину составляет 187 тонн и затем снижается до 8,7 т в 1933 г.

По действующим в настоящее время скважинам имеем следующие данные о начальном и современном среднесуточном дебите (табл. 4):

XI пласт. Среднесуточная добыча.

Т. бл. 4

	3-6	34-11	4-13	5-13	17-13	6-18	12-16	1-20	7-20	9-20	33-2	37-20	40-20	41-2	32-23	Прямые скважины
Дата вступл. в экспл. II 25 г.		26 VII 28 г.	1-30	X-22	28 VII 28 г.	23/1 28 г.	18/1 29 г.	XI-16	I-16	VII-16		5/IX 28	6/IX 28	5/IX 31	1-31	
Нач. суточ. дебит — тонн	55,2	22,8	69,2	33,0	10,5	45,0	88,20	190,4	268,	79,5	—	52,0	38,9	4,15	3,77	
Соврем. суточ. дебит — тонн	7,1	4,0	2,5	4,4	1 0%	8,	19,6	4,0	9,2	2,6	6,3	2,5	1,5	4,9	3,2	IX-13
Число месяцев экспл.	104	63	33	130	60	69	55	141	148	110	—	61	65	25	32	31

Максимальный начальный суточный дебит в 80 — 100 и более тонн имеем на 20-м участке у скважин, вступивших в эксплуатацию в 1916 г. На западе имеем в неповрежденной части начальный суточный дебит 55,2 т в 1925 г. и 22,8 т — в 1928 г. Три скважины в сбросовой части показывают различную продуктивность: вступившая в 1922 г. — 33 т, в 1928 г. — 10,5 т и в 1930 г. — 69,2 т. Из них вступившая в 1928 г. с самого начала давала до 50 проц. воды и малый дебит. Объясняется это тем, что скважина находится ближе, чем 5-13, к контуру нефтеносности. В восточной части имеем уменьшение дебита со временем.

Год	1916		1928			1929	1931			
Месяц	I	VII	XI	I	IX	XI	I	IX		
Деб. — тв.	278	80	100	45	52	39	38	—	4	4

В сентябре 1933 г. добыча XI пласта составила 2.684 т, что при 403 скважино-днях эксплуатации дает среднесуточный дебит в 6,6 т. Максимальный

суточный дебит дают скважины 11-го, 18-го и часть скважин 20-го участков. Для скважин, выбывших из эксплуатации, подтверждается подмеченный по эксплуатирующимся скважинам рост начальной добычи с запада на восток. Максимальные дебиты приурочены к 20-му и 23-му участкам. Выбытие большинства скважин произошло (после введения учета воды), вследствие обводнения.

Режим пласта. Основные данные о режиме пласта изложены выше, и при этом установлено для XI пласта изменение физико-геологических факторов в направлении оси складки с запада на восток.

Мощность пласта увеличивается с запада на восток, при чем песчаная часть, по данным каротажных диаграмм, составляет на западе 8,5 — 12,4 м и на востоке — 12—17 м. Кроме того, в нижней части XI пласта, в промежутке между XI и XII пластами, глины с прослойками песчаников в западной части развиваются в восточной части вначку с мощностью песчаной части от 4 до 8 м показывающую, по данным кароттажа, повышенным

сопротивления. Эта пачка местами сливается с XI пластом или отделена от него глинистыми прослоями. Общая мощность песчанистой части XI пласта в результате увеличивается до 16—25 м. Максимальная мощность приурочена к 20-му и 23-му участкам.

Недостаток данных не позволяет установить изменения механического состава пласта и его пористости, которые по аналогии с другими изменяющимися пластами района должны иметь место.

Нефти пласта, являющиеся парафинистыми, показывают изменения удельного веса по простиранию, при чем в западной части он меньше (0,837—0,846), чем на восток (0,842—0,856), давая в среднем 0,844. Имеющиеся единичные определения парафина (всего четыре) показывают увеличение его процентного содержания с запада на восток.

Газ по двум анализам скважин XI—XII пластов содержит 43,0—46,4 проц. метана. Газовый фактор колеблется в пределах от 24 до 65 м³ на тонну. Несовершенство замеров не позволяет установить особенности изменения его по пласту, кроме уменьшения с глубиной залегания пласта, или, — что одно и то же, — с удалением от оси антиклиналя.

Это явление вполне увязывается с подземными температурами, увеличивающимися с глубиной. По данным замеров, для XI пласта имеем температуры в пределах от 58 до 93,5 град., при чем они растут с запада на восток, несколько понижаясь в зоне сбросов. Уровни пластовых вод также показывают рост с запада на восток, определяя тем самым давление в эксплуатационных скважинах. Вместе с тем имеющиеся замеры позволяют установить падение уровней, а следовательно, и давления, в 1930 г. по сравнению с 1926 г. При этом, реконструируя картину состояния уровней в 1926, 1928 — 29 и 1930 гг., мы для всех трех этапов имеем увеличение уровней с запада на восток. Электрические сопротивления пласта в восточной части выше, чем в западной. Начальный суточный дебит и, в основном, современный показывают рост с запада на восток, что вполне увязывается как с мощностями, так и уровнями и, следовательно, давлениями. Во времени начальные дебиты, как и давление, падают. Они, естественно, находятся в связи и с числом скважин на пласте. Сопоставление первоначального и современного контуров нефтеносности указывает на продвижение, которое наиболее значительно в восточной части района.

Совокупность этих данных достаточна для установления режима XI пласта. Продвижение контура

нефтеносности указывает на наличие гидравлического или волюметрического режима; падение производительности заставляет остановиться на последнем.

Передвижение жидкости по пласту и уменьшение его мощности с юго-востока и северо-запада объясняется уменьшением уровней в этом направлении. Увеличением сопротивлений, вследствие уменьшения мощности пласта, вызвано замедление движения жидкости, с соответственным понижением пластовых температур, влияние которых сказывается на увеличении газового фактора и уменьшении удельного веса нефти.

С падением давления и площади поперечного сечения пласта, или, вернее, его мощности, снижается и производительность скважины. Имея общий источник питания, она зависит также от числа скважин, эксплуатирующих данный пласт, т. к. с интерференцией воронок депрессий производительность скважины падает. В этом отношении показателен факт, что в 1921 и 1922 гг., после четырехлетнего перерыва, при эксплуатации 1—8 скважинами с пласта среднесуточная добыча была больше, чем в 1916 и 1917 гг., когда число эксплуатирующихся скважин составляло 26—19.

Для полноты решения вопроса о режиме пласта обратимся к кривым производительности. Из 53 скважин, эксплуатировавших XI пласт, сравнительно длительным сроком эксплуатации обладают 22 скважины. Для них добыча разбита по годам, при чем за начало взят первый месяц максимальной производительности. Затем добыча исчислена в процентах от первого года, принятого за 100.

По этим данным построены в логарифмическом масштабе кривые изменения добычи в процентах по годам. Результаты представлены на диаграмме (фиг. 6). Большинство скважин показывает для всей жидкости (нефть и вода) уклон меньше единицы или близкий к ней. Это еще раз подтверждает наличие в пласте волюметрического режима. Для нефти, как это имело место и в Вознесенском районе, ввиду значительной обводненности большинства скважин, степень падения производительности весьма велика и зачастую более трех. Для некоторых скважин она даже достигает восьми (6-20, 28-20 и др.).

Сделаем еще одну попытку определения режима. Для этого воспользуемся данными об изменении давления по уровням и сопоставим их с изменением дебита по скважинам 3-8 и 1-21, по которым имеется несколько замеров уровней и давлений.

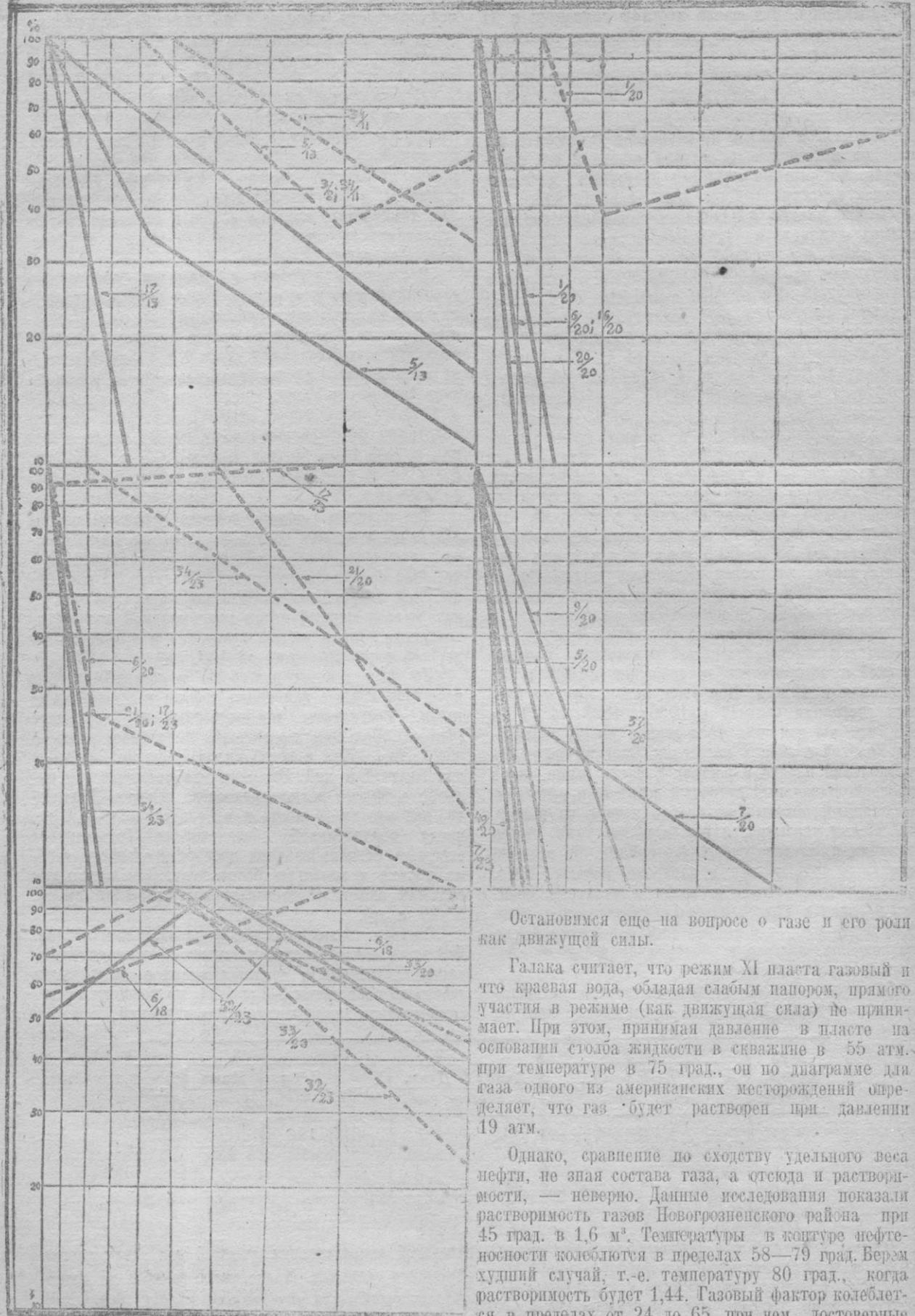
Табл. 5

№ скваж. участ.	1			2			3		
	Дебит проц.	Давл.	Дата	Дебит проц.	Давл.	Дата	Дебит проц.	Давл.	Дата
3-8	27	28	IX-25	23,5	10,2	XII-29	138	1,0	VIII 30
	10	100		2,7	3,3		70	3,3	
1-21	34	3,9	XI-28	33*	28,5	XII-28	30	27	V 30
	10	100		97	80,4		88,5	84,6	

*) Условно

Данные этих скважин показывают, что кривая добычи находится над кривой давления (фиг. 7). Это также является характерным для волюметрического режима. Однако, для доказательства его имеются ряд других данных. Диаграмма эти является

попыткой использования уровней для определения изменения давления. Малое число замеров не позволило построить для них кривые, поэтому для давления проведена прямая.



Остановимся еще на вопросе о газе и его роли как движущей силы.

Галака считает, что режим XI пласта газовый и что краевая вода, обладая слабым напором, прямого участия в режиме (как движущая сила) не принимает. При этом, принимая давление в пласте на основании столба жидкости в скважине в 55 атм. при температуре в 75 град., он по диаграмме для газа одного из американских месторождений определяет, что газ будет растворен при давлении 19 атм.

Однако, сравнение по сходству удельного веса нефти, не зная состава газа, а отсюда и растворимости, — неверно. Данные исследования показали растворимость газов Новогрозненского района при 45 град. в 1,6 м³. Температуры в контуре нефтеносности колеблются в пределах 58—79 град. Берем худший случай, т.е. температуру 80 град., когда растворимость будет 1,44. Газовый фактор колеблется в пределах от 24 до 65, при чем достоверные

замеры имеют своим верхним пределом 45 м³ на тонну. Берем, однако, максимальное значение: для западной части 45 и для восточной — 65 м³ на тонну.

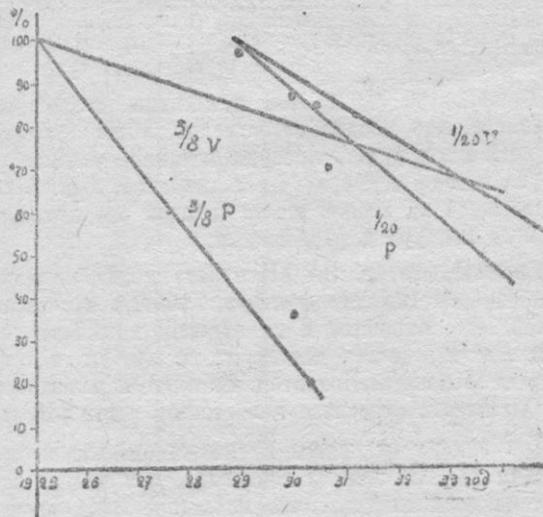
Тогда газ будет растворен при давлениях:

$$\frac{45}{1,44} + 1 = 31,2 \text{ атм.} \quad \frac{65}{1,44} + 1 = 45 \text{ атм.}$$

Цифры значительно более высокие, чем у Гагаки.

При расчете по метану цифры получаются еще меньше. Существующие давления в соответствующих частях пласта ниже указанных цифр.

Фиг. 7



Это указывает на нахождение некоторой части газа в пласте вблизи забоя скважины в свободном состоянии, чем, видимо, и объясняются фонтанные проявления, отмечаемые для некоторых скважин XI пласта в начале эксплуатации (скв. 16-20, 18-11 и др.), хотя данных об уровнях за этот период не сохранилось и восстановить существовавшее давление в пласте не представляется возможным.

Таким образом, газ также играет роль вспомогательной силы, движущей нефть по пласту к забою скважины. Однако, действие его сказывается в пласте на небольшом расстоянии от забоя. При этом в самой скважине он является агентом, способствующим (за счет уменьшения удельного веса столба жидкости) фонтанированию в начальный период эксплуатации пласта.

Отсутствие систематических данных о начальном периоде эксплуатации пласта не позволяет установить, обладал ли он вначале газовой фазой волюметрического режима.

XII пласт

Характеристика пласта. XII пласт представляет мелкозернистый кварцевый песчаник с большим количеством зерен глауконита, придающих ему зеленоватый оттенок. Песчаник слегка глинистый, плотный. Встречаются пропластки бурой глины.

Пласт охарактеризован всего четырьмя колоннами, из которых в одной определена только пористость.

Табл. 6

№№ по пор.	ОПИСАНИЕ ПОРОДЫ	Скваж. уч.	Глуб. отбора проб метр.	Расст. от кровли пласта в мт.	Пористость в проц.	Истинный уд. вес.	Объемный уд. вес.	Механический состав					
								Больше 0,833	0,333—0,833	0,253—0,333	0,163—0,253	0,147—0,163	0,147 и ниже
1	Песчаник м.к. кварц. с зернами глауконита	2/6	737	1,5	22,74	2,66	2,06	—	6,30	9,30	31,70	30,00	22,70
2	Песчаник м.к. суглинистым включ.	33/11	861	7	21,15	2,67	2,10	—	1,01	4,06	3,65	5,07	36,21
3	Песч. м.к., плотный с зернами глауконита и глинистым прослоями	27/12	763,5	8	8,44	2,66	2,43	—	—	—	—	—	—
4	Песч. м.к., кв. с тонкими прослоями бурой глины	65/20	743	3	22,72	2,65	2,08	—	0,90	21,60	29,80	0,90	27,80
Среднее					22,2				8,61	15,45	30,75	15,45	25,25

При этом для пористости взято среднее из трех скважины. Данные скв. 27-12 не включены. Для механического состава при определении среднего взяты скв. 2-6 и 35-20.

XII пласт является одним из наиболее выдержанных пластов Новогрозненского района. На кароттажных диаграммах он великолепно отбивается по своей характерной пику. Просмотр 200 кароттажных диаграмм показал, что общая мощность пласта колеблется в пределах от 10 до 12 м и в среднем может быть принята в 11 м. Для редких скважин определена мощность в 9,5 или 9 м. Точно так же редко встречается мощность более 12 м.

Изучение как диаграмм омических сопротивлений, так и сопоставление их с кривыми ПС позволило выделить продуктивную часть пласта или его пористую часть. Эта песчаная часть на западе от 8-го до 20-го участка составляет около 10 м. Восточнее, в районе 20-го и 23-го участков, мы имеем уменьшение мощности песчаной части XII пласта до 8-9 и даже 7 м.

Нефть. По XII пласту имеется по 11 скважинам 20 анализов нефтей. При этом, в соответствии с разбуренностью, большинство относится к западной его части.

Удельный вес нефти изменяется в пределах 0,835—0,849 и дает в среднем 0,842. Для скважины западной части пласта мы имеем удельный вес, изменяющийся в пределах 0,842—0,848 и дающий в среднем 0,846. Средний удельный вес для восточной части составляет 0,840.

Таким образом, как и для XI пласта, имеем увеличение удельного веса нефти по направлению к востоку.

Это особенно заметно по удельному весу мазута, который на западе составляет 0,890—0,895 и 0,895—0,912 на востоке.

Таким образом, и для XII пласта, как и для XI, zachеается связь удельного веса нефти с температурой, растущей с запада на восток.

Температура застывания нефти изменяется в пределах от 5 до 14 град., а мазута — от 24 до 30 град.

Вязкость нефти по Энглеру колеблется от 1,21 до 1,34. Температура кипения нефти составляет 28—33 град. (25—43 град.). Процент асфеничных смол изменяется от 16 до 20 для нефти.

Имеется 8 анализов трех скважин, эксплуатирующих XI—XII пласты совместно. Все эти скважины приурочены к западной части антиклинали. Сопоставление анализов скважин, эксплуатирующих один XII пласт, со скважинами с совместной эксплуатацией XI—XII пластов показывает, что больших расхождений мы не имеем и все сказанное выше относится и к этим трем скважинам.

Газ. Кроме двух анализов газа по двум скважинам, эксплуатирующим совместно XI—XII пласты, другими данными мы не обладаем.

Давление. Отсутствие фонтанов с XII пласта лишает нас возможности воспользоваться, для определения давлений, имеющих место в пласте, замерами максимальных давлений. Поэтому мы обратимся к уровням стояния жидкости в скважинах. Взятые они из работы Галаки (5) и, главным образом, из неопубликованного проекта Карпенко Н. М. и Дрогалина Г. В. «Проект разработки XII пласта Октябрьского района по способу «Мариэтта» в разрезе второй пятилетки», 41 стр. Май 1932 г.).

Всего имеется 24 замера, относящихся преимущественно к моменту вступления скважин в эксплуатацию. Повторным замером обладает лишь одна скважина. Эти замеры подтверждают закономерность, выявленную уже для XI пласта — падение уровней с востока на запад. В скважинах восточной части уровни значительно ниже уровня моря, в восточной — выше. Весьма вероятно влияние перемещенных вод XI пласта на высоту стояния уровней восточной части.

Вычисленные по столбам жидкости пластовые давления в скважинах показывают для западной части рост от 9 до 40 атм. На восток, возрастая, давления колеблются в пределах 30—52 атм.

Отсутствие данных не позволяет проследить изменения уровней стояния жидкости в скважинах во времени, как это было сделано для XI пласта. Единственная скважина с двумя замерами подтверждает уменьшение столба жидкости, а следовательно, и давления. Диаграммы изменений уровней и дав-

лений XII пласта с запада на восток, поскольку они аналогичны с приведенными для XI пласта, мы опускаем.

Температуры. По XII пласту замеров температур значительно меньше, чем по XI. В работе Шайдерова (5) мы находим их всего три.

№ по пор.	Сл.-уч.	Дата замера	Общая глуб. скв. в мт.	Отметка кровли XII пл.	Темп. С°
1	9 8	25-VIII 27	601	-401	72,5
2	4-12	4-V 27 г.	737,3	-542	81,0
3	10-14	17-IV 24 г.	683	-397	65,0

Температура выше, чем в соседних скважинах XI пласта, что вполне естественно, ввиду большой глубины. И эти немногочисленные замеры указывают на увеличение температуры с глубиной. Скв. 4-12 расположена на южном крыле складки вне первоначального контура нефтеносности.

Газовый фактор. По XII пласту имеется всего пять замеров газового фактора, взятых из работ Богаевского, Карпенко и по замерам инженера Репина. Степень достоверности их та же, что и для замеров XI пласта. При этом имеющиеся два замера для XII пласта относятся к восточной части района.

Три замера относятся к скважинам, эксплуатирующим XI—XII пласты совместно, при чем не исключена возможность, что последние два замера скв. 26-20 являются одним и тем же.

Данные замеров сведены в таблицу:

№ по порядку	Скв.-уч.	Дата замера	Дебит в сут		Газовый фактор в м³/тон.	Кем произв. замер
			Нефти тонн	Газа м³		
XII п л а с т						
1	10-17	1933	2,7	86,2	31,0	Замер Репина
2	35-23	1933	—	—	27,98	—
XI — XII п л а с т						
3	4-11	—	—	—	23	Из докл. Карпенко
4	26 2	1926	45,8	1166,9	25,47	Замер Богаевского
5	26 20	1932	—	—	26	Из докл. Карпенко

Таким образом, газовый фактор XII пласта изменяется в пределах 23—32 м³ на тонну. Он меньше, чем для XI пласта, что увязывается с большей температурой. Для суждения об изменении газового фактора нет данных.

Среднесуточный дебит. Максимальный среднесуточный дебит для скважин пласта имел место в начале его разработки — в 1922 г., когда он составил 33,3 т. С началом систематического бурения на пласт имеем падение его от 19,8—21,5 т в 1925—1927 гг. до 7,51 т в 1932 г.

По действующим в настоящее время скважинам имеем следующие начальные суточные и среднесуточные дебиты:

несколько меньше. В части скважин наблюдаются и большие давления.

Таким образом, газ в XII пласте находится в растворенном состоянии почти на всей площади. Только в западной части контура нефтеносности некоторая часть газа в пласте вблизи забоя скважины находится в свободном состоянии. Здесь газ является вспомогательной силой, влекущей нефть по пласту к забою скважины, при чем действие его сказывается в пласте на небольшом расстоянии от забоя. В остальной части района газ выделяется из нефти уже в самой скважине, хотя вследствие невысокого столба жидкости это происходит, повидимому, недалеко от забоя.

Итоги и выводы

Обработка имевшихся в нашем распоряжении материалов позволила установить режим XI и XII пластов Новогрозненского района. Оба эти пласта обладают волюметрическим режимом, при чем, если это не ошибка в замерах газовых факторов, максимальные значения которых для XI пласта подвержены некоторому сомнению, газ играет роль вспомогательной силы, движущей нефть по пласту. Это же явление устанавливается и для некоторой зоны западной части XII пласта. Установленный режим определяет систему расположения скважин при доработке XI и XII пластов. Поскольку вода все же является основной движущей силой, необходимо расположение скважин в первую очередь по оси. Небольшая величина пластового давления заставит применить ползущую вниз по падению систему, насколько это возможно в условиях доработки пластов.

ЛИТЕРАТУРА

1. **Богаевский П.** — Грозненские нефтяные газы. 1927 г. «Нефт. хоз.» № 1; стр. 21.
2. **Викторов Б.** — Предварительный анализ газового фактора XIII и XVI пластов Новогрозненского района. 1931 г. «Грозненский нефтяник» № 8—10; стр. 47—52.
3. **Гэрролд С.** — Аналитические основы добычи нефти, газа и воды из скважин. 1932 г. Нефт. изд. М. Л. 516 стр.
4. **Гэрролд С.** — Режим нефтяных месторождений. 1933 г. Нефт. изд. М. Л. 52 стр.
5. **Галака О. И.** — О режиме пластов Новогрозненского нефтяного района. 1928 г. «Нефтяное хозяйство» № 11—12; стр. 614—629.
6. **Кудрявцев Н. А.** — К строению Новогрозненского нефтяного района. 1928 г. Материалы по общей прикладной геологии. Вып. 75. Изд. Геол. ком. Ленинград. 166 стр. с 2 таблицами, структурной картой и 3 профилями.
7. **Линдтроп Н. Т.** — Связь между содержанием парафина в нефтях Грозненских районов и температурой пластов. 1922. «Азербайджанское нефтяное хозяйство» № 4—5 (5—6); стр. 83.
8. **Линдтроп Н. Т.** — Подземные условия Новогрозненского района (По поводу статьи О. И. Галаки). 1929 г. «Нефт. хоз.» № 4; стр. 486.
9. **Максимова Г. А.** — Режим пластов Вознесенской площади Артемовского нефтяного района.

Наличие волюметрического режима заставляет избегать больших степеней уплотнения. Для XI — XII пластов будет, повидимому, достаточно 4-я—5-я степень. Данные эти, конечно, ориентировочные, и для отдельных участков — целлюков — должен быть индивидуальный подход, на основе детального изучения их современного состояния.

Наличие продвижения контура нефтеносности заставляет при проектировании скважин располагать их на достаточном расстоянии от него.

Сопоставления данных о физико-геологических условиях XI и XII пластов указывают, что наиболее благоприятным участком для применения репрессии является западная часть XII пласта.

Для XI пласта намечаются два небольших поля, где после проведения работ над XII пластом можно будет применить нагнетание газа в двух-трех скважинах. Это необходимо учесть в расположении скважин, намеченных для его доработки.

Наконец, собранный в настоящей работе материал указывает на недостаточность наших сведений о физических константах XI и XII пластов. В связи с применением метода «Мариэтта» для последнего это имеет особенное значение.

Проведение систематических замеров газового фактора, уточнение данных о дебите скважин, замеры уровней с попутным определением температуры и, наконец, изучение пластов путем взятия колонок для пополнения наших мизерных сведений о пористости и механическом составе — является неотложной задачей.

Исследовательскому институту, помимо анализов газа, необходимо поставить опыты над растворимостью газа в нефти этих пластов при различных давлениях и пластовой температуре.

1933 г. «Грозненский нефтяник» № 5—6—7. Стр. 17—31.

10. **Максимова Г. А.** — Режим XIX—XXI пластов Новогрозненского района. 1933 г. «Грозненский нефтяник» № 5—6—7; стр. 4—17.

11. **Максимова Г. А.** — Пористость и механический состав песчаников Новогрозненского района (печатается).

12. **Николаев В. М.** — Газовые факторы Новогрозненского района. 1933 г. ОНТИ. М. Л. 84 стр.

13. **Сахаров А. И.** — Парафинистые нефти. Итоги исследования грозненских нефтей. 1927 г.; стр. 168.

14. **Суханкин В., Николаев В. М.** — О газовом факторе Новогрозненского месторождения. 1928 г. «Нефтяное хозяйство» № 1; стр. 35.

15. **Танасевич Г. М.** — К вопросу о режиме фонданов Новогрозненского района. Материалы комиссии акад. И. М. Губкина по уточнению запасов нефти и составлению проектов разведки и разработки Новогрозненского района. 1932 г. Нефт. изд-во М. Л.; стр. 57—70.

16. **Шайдаров А. М.** — Геотермические наблюдения в Новогрозненском районе. 1929 г. «Азерб. нефт. хоз-во» № 4; стр. 50.

17. **Шаньгин С. Н.** — Мощности спаннодонте-ловых слоев в Новогрозненском районе. 1926 г. «Нефт. хоз-во» № 4; стр. 487—490.