

# О нефтеносности Малгобекского района

Г. А. Максимович М. П. Лысенков

Малгобекский район является одним из немногих, где разведочные работы проведены сравнительно благополучно. За один сезон закончены полевые работы, давшие достаточный материал для заложения глубоких скважин. После камеральной обработки закладывается одна скважина, а затем другая. Скважины бурятся ударным способом и дают газовые фонтаны. Признаки нефти получены во второй к третьей скважине, бурившейся вращательным способом.

С 1930 года, после вскрытия причины медленных темпов и распределения бурения в разведках, в Малгобекском районе начинается концентрация работ. Закладывается еще 8 скважин, составивших с предыдущими тремя, четыре профиля.

В результате установлена газоносность района и получены признаки нефтеносности.

Бурное проявление газа в виде мощных фонтанов с высоким давлением и отсутствие притоков нефти делали весьма заманчивой эксплуатацию месторождения как газового. Тем более, что характер коллекторов газа, в виде мощных и сравнительно выдержанных песчаников, ставил Малгобекский район в первые ряды среди газовых месторождений СССР.

Однако, нельзя пройти мимо имевшихся в скважине № 10 признаков нефтеносности, выразившихся в выбросе 5–6 тонн нефти, а также наличия нефтяных песков в других скважинах.

Данные бурения 11-ти скважин дали сравнительно большой материал. Обработка его, хотя-бы и предварительная, является в настоящий момент крайне необходимой.

Только на основе анализа материала полученного бурением и ранее полевыми работами материала, можно решать вопрос о характере продуктивности Малгобекского района.

Эти данные позволят определить дальнейшее направление работ в районе.

Вопрос о вводе в эксплуатацию в 1933 году Малгобекского района является одной из основных задач Грознефти. Это отметила в своих постановлениях и 2-ая конференция геологов нефтяников Северного Кавказа, бывшая в Грозном в 1-ой половине декабря 1932 г.

В настоящей работе приводятся данные, являющиеся результатом предварительной обработки материалов, полученных бурением в Малгобекском районе.

## I. Географическое положение и орография.

Малгобекский район расположен в западной части Терского хребта, в 12 км к W от Вознесенских промыслов и в 20 км к SWS от города Моздока.

В этой части Терский хребет, вытянутый почти строго в широтном направлении, невысоко поднимается над прилегающими Алханчуртской долиной (с юга) и равниной Терека (с севера), имеет довольно четкую, хотя и извилистую, линию водораздела, слабо выделяющиеся отдельные вершины и мягкие формы рельефа. Если принять среднюю высоту хребта равной 600 м, а отметку подошвы его равной 300 м, нетрудно судить о величине превышения хребта над равниной; в отдельных же седловинах, по которым проходят дороги из ингушских селений (Пседах, Сагопш, Кескем) на Моздок, это превышение уменьшается процентов на 20. Наибольшую высоту в данной части хребта имеет гора Малгобек (644,11 м), по имени которой и назван район. Другие вершины – г. Лычевая (617,06 м) и г. Жигзакопс – 554,44 м) – еще менее выделяются на общем фоне спокойного погружения хребта к западу.

Оба склона хребта пересекаются глубокими и широкими балками, направление которых весьма близко к меридиональному, при чем балки на южной стороне хребта имеют несколько более пологие и спокойные склоны, чем на северной.

## II. История разведки района.

Началом разведочных работ в Малгобекском районе следует считать картирование в полуверстном масштабе, произведенное ст. геологом К. А. Прокоповым в 1926 г., с применением неглубокого шурфования.

В результате этих исследований строение района рисовалось в виде антиклинальной складки, скошенной в восточной части к северу, а в западной к югу, с винтообразным поворотом осевой плоскости несколько восточнее г. Малгобек. Ядро складки сложено глинами верхнего сармата, с севера, запада и юга перекрываемыми отложениями ачкагыла и более поздними.

На основе полученных данных была запроектирована в восточной части района, на южном крыле антиклинали, недалеко от перегиба, глубокая разведочная скважина. Эта скважина (Малгобек №2) была начата бурением 23 июня 1927 г., имея целью осветить нефтеносность спаниодонтелловой толщи в условиях, выгодно отличавших Малгобекскую антиклиналь от Вознесенской. Бурение велось ударным способом. На глубине 424 м была отмечена кровля спаниодонтелловых слоев. 1 пласт, вскрытый на глуб. 429,3 м, дал мощный газовый фонтан.

По химическому составу газ представлял почти чистый метан с небольшой примесью более тяжелых углеводородов.

После того, как фонтан был заглушен водой, бурение возобновилось и скважина достигла глубины 616,6 м.

Начиная с 500 м скважина бурилась в крутопадающих слоях. Это осложнило бурение и, потеряв диаметр (6-дюйм, колонна остановилась на глуб. 609,4 м), скважина была ликвидирована, не достигнув проектной глубины.

Примерно через год после начала бурения скв. №2, 22/V–1928 г., была заложена вторая разведочная скважина – «Малгобек №5», также ударного бурения. Эта скважина, расположенная к западу от бур. № 2, почти на меридиане г. Малгобек, имела те же задачи, что и скв. №2, но в иных геологических условиях. Устье скв №5

находится на северном крыле складки, имеющем в этом месте явно выраженную скошенность к югу. Пройдя в нормальной последовательности все отложения от верхнего сармата до нижнего включительно, с глуб. 417 до 512 м были пройдены породы, принадлежности которых к тому или иному стратиграфическому горизонту при бурении установить не удалось. Затем с глубины 512 м скважина снова вошла в нижне-сарматские отложения, с фауной *Syndesmya reflexa* Eichw, а ниже в спаниодонтоелловые слои. Это явление указало на существование переброса, которому и обязано обнаруженное повторение нижнего сармата.

На глубине 747,5 м скважина встретила VIII группу песчаников, а на 773 м было взято несколько образцов нефтяного мкз. песка, довольно хорошего насыщения. В виду том, что скважина бурилась «разведкой» без закрытия верхних вод, начали подготовку к тампонажу перед встреченным нефтяным пластом. Была спущена 10-дюйм, колонна, но тампонаж произвести не удалось, т. к. ударил мощный газовый фонтан, разрушивший буровую и продолжавшийся в течение 2-х недель.

После того, как фонтан удалось заглушить водой и отстроить вышку, было обнаружено, что 10-дюйм, колонна смята и разорвана по шву настолько, что речи об исправлении ее или извлечении быть не могло, и скважину пришлось ликвидировать. Таким образом, первые две скважины получили газовые фонтаны (газ скв. №5, хотя и из другого горизонта, но близок по составу к газу из скв. № 2), но достичь проектных глубин и произвести, опробование интересных в смысле нефтеносности горизонтов им не удалось.

К этому времени, т. е. к концу 1929 г. уже бурилась скв. №7. Искривление ее свыше, чем на 40 град., повело к длительному перебуриванию и только в 1930 г. она достигла низов спаниодонтоелловой толщи.

Здесь был обнаружен рыхлый нефтяной песок, мощностью 16 м, хорошо насыщенный и дававший с бензином темно-бурую вытяжку. Скважина бурилась вращательным способом, что позволило отобрать коронкой хорошие образцы этого песка, которые и обратили на себя внимание.

Скважина была прокароттирована, при чем были отмечены высокие сопротивления в X пласте и в VIII группе песчаников, достигавшие 780 м. После этого стали готовиться к фонтану, установив над скважиной соответствующую арматуру и трапп для конденсации тяжелых компонентов газа.

Вскрытие нефтеносного песка имело своим следствием резкое усиление вышквого строительства на Малгобеке. В 1931 г. уже бурятся скважины №№ 6, 8, 9, 10, 11, 12, 13 и 14. Этот год и является временем наибольшего развертывания буровых работ, охвативших значительную площадь. В итоге район был пересечен 4-мя профилями по 3 скважины в каждом, за исключением восточного, где осталось только 2 скважины – №2 и №7.

Таким образом, разведочные работы в Малгобекском районе ведутся на протяжении 7 лет.

Ход их можно изобразить следующей схемой (фиг. 1).

Полевые работы ведутся один сезон.

В 1927 году вводится одна скважина №2, в 1928 №5 и в конце 1929 года № 7.

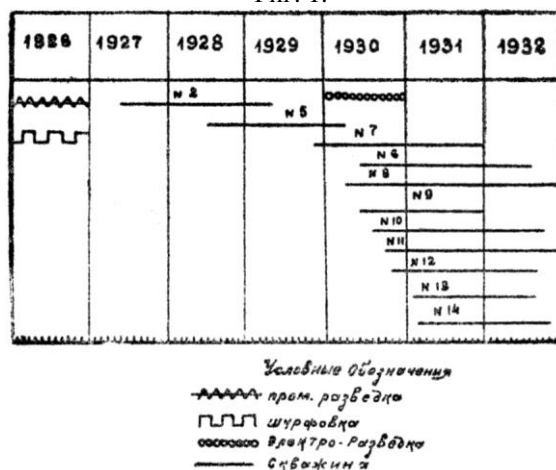
Концентрация работ начинается в 1930 году, когда вводится 6 скважин, а в начале 1931 года последние две скважины.

График показывает, что в семилетнем периоде разведок полевые работы занимают минимальное время.

На бурение одиночных скважин уходит почти три года. Бурение идет весьма медленным темпом.

Концентрация работ, несмотря на введение вращательного способа, не дала должного эффекта, благодаря растягиванию бурения отдельных скважин на три, минимум два года, которое привело к тому, что длительность этого периода составляет также около 3 лет.

Фиг. 1.



Теперь, после бурения 11 скважин, в которых пройдено на 1/I-1933 г. 10 414,6 метров<sup>1</sup> и длительности буровых работ в пять с половиной лет, необходим еще минимум год для выявления характера промышленного значения района.

Испытание скважины №7, закончившееся газовым фонтаном, а также наличие газоносных песков в скважине №6, газовый фонтан в скв. № 10 и отсутствие ярко выраженных признаков нефтеносности в западном профиле, упрочили за Малгобеком репутацию газового месторождения и повели к свертыванию буровых работ. В

<sup>1</sup> В 10.414,6 метров не включены скв. № 8 глуб. 384 м. и № 11 – 3959 м. ликвидированные из-за сильного искривления с ними проходка будет 11167,6

настоящее время закончена бурением последняя скважина и ставится вопрос о разработке района на газ.

Однако, как будет видно из приводящихся ниже данных, такой взгляд на район является преждевременным, т. к. разведку на нефть в районе нельзя признать законченной.

### III Стратиграфия.

В Малгобекском районе в пределах разведочной площади развиты третичные и послетретичные отложения.

К послетретичным относятся наносы и лесс. *Наносы* – занимают дно балок и представляют собой в большинстве случаев лессовидные суглинки, перемешанные иногда с гравием. Они являются, главным образом, переотложенными и переотложившимися лессовыми отложениями.

*Лессовые отложения* – имеют большое развитие, залегая в пределах Малгобекского района и на самой вершине хребта. Залегают они покровом различной мощности, при чем в пределах хребта имеют значительную мощность на края северного и южного склонов.

Лессовые отложения представляют желтые неслоистые суглинки.

Третичные отложения представлены наadakчагыльскими (апшеронскими)?, акчагыльскими, сарматскими, спаниодонтелловыми и чокракско-спиралисовыми слоями

К *наadakчагыльским*; *слоям* относятся синевато-серые песчаники, светлые мажущие глины, пески и галечники. Они возможно относятся к апшерону.

*Акчагыл* – не обладает большой устойчивостью по простиранию. Наблюдается различие отложений обоих склонов хребта.

Представлен он гравием и галькой с песком, зеленовато-белыми, иногда мергелистыми глинами с прослойками глинистого серого песчаника, песками и песчаниками с прослойками конгломерата из белой легкой пемзовой породы, мелкозернистыми и грубозернистыми песчаниками, прослоем песчаника с *Mastra subcaspia Andr.* и другими.

*Сарматские отложения* представлены, начиная от верхнего.

Верхняя часть составлена серыми глинами с буроватым и зеленоватым оттенком, чередующимися с серовато-желтыми и светло-серыми тонко и мелкозернистыми песками и песчаниками с *Mastra caspia Eichw* мощность которых достигает в отдельных случаях 20 метров.

Мощность этой пачки до 320 метров.

Ниже идут серые, серовато-бурые, реже темно серые глины. Они слоисты и часто слюдисты и содержат тонкие прослои светло-серого кварцевого, часто слюдистого песка-песчаника. Глины, а чаще пески, содержат включения пирита. Мощность этой толщи около 100 метров.

За нею следует толща *Грозненских слоев*, выраженных буровато-серыми, светло серыми тонко сланцеватыми, местами песчано-слюдистыми глинами с рыбными остатками *Ostracoda* и редкими *Mastra sp.*

Мощность верхнего сармата и грозненских слоев в Малгобекском районе, составляющая в наиболее западных скважинах до 600 метров, а в восточных около 300 метров, не является полной, так как верхняя часть этой толщи размыта.

Уменьшение мощности на восток происходит вследствие большего размыва верхнего сармата в наиболее приподнятой части складки.

*Криптомактровые слои* представлены серой, плотной, слоистой, бурно вскипающей с соляной кислотой глиной, с большим количеством *Cryptomastra pes anseris* *Coralliodendron Trochus sp.*, *Cardium sp.*, эмбрионами пелеципод, *Ostracoda*, *Gastropoda* и рыбными остатками.

В глинах имеются тонкие прослои серых мергелей и серых песчаников.

Мощность криптомактровых слоев колеблется от 75 до 90 метров.

*Нижне-сарматские отложения* в верхней части сложены серыми, светло серыми, иногда темно-серыми слоистыми глинами с *Mastra Eichwaldi Lask*, *Cardium ex. pr. Jittoni*, *Cardium.sp.*, *Coralliodendron* (скваж. 10), рыбными остатками и эмбрионами пелеципод.

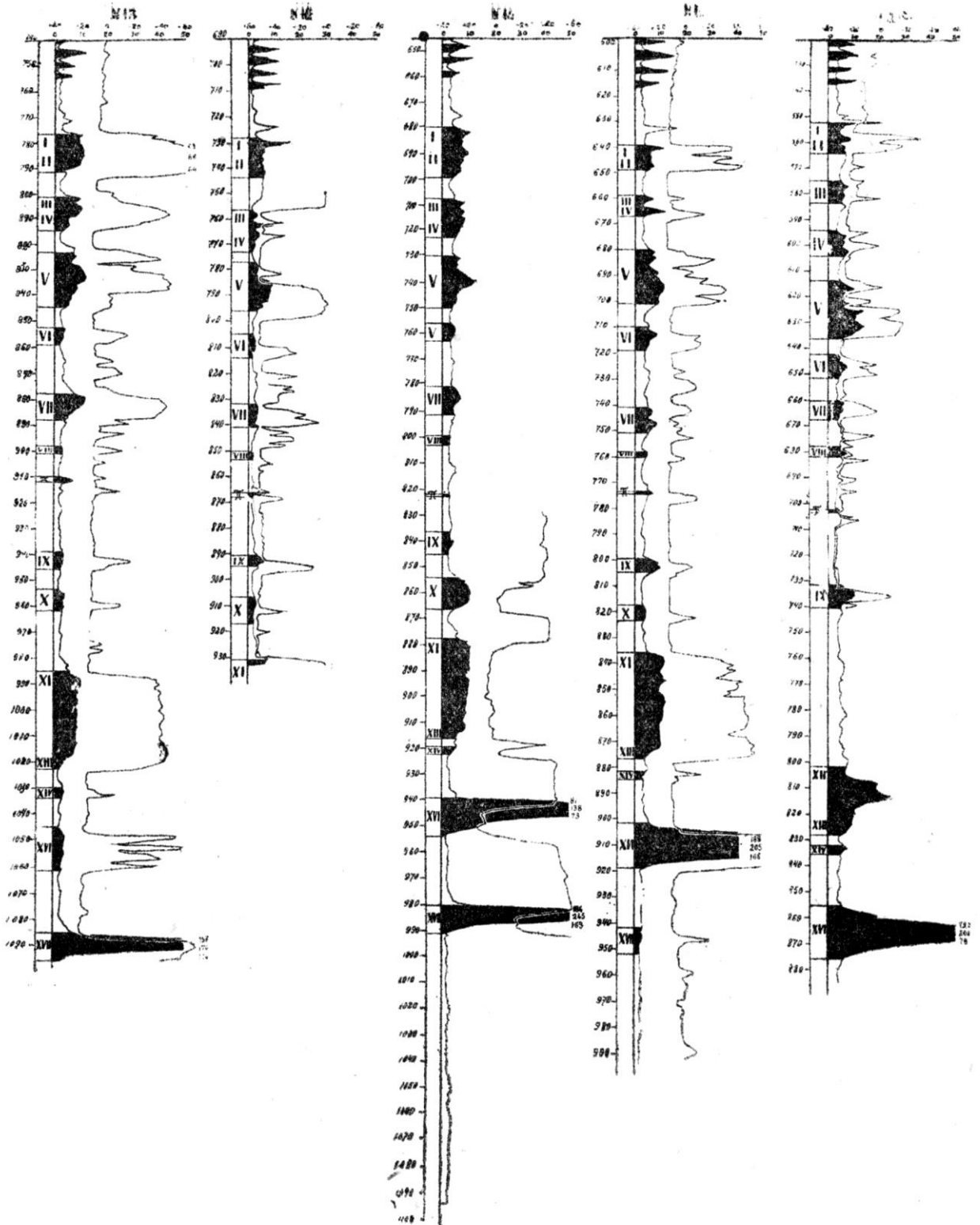
В глинах имеются прослои мергелей.

Нижняя часть составлена темно-серыми и буровато-серыми слоистыми глинами с большим числом прослоев плотных серых, буро-серых и бурых, часто доломитизированных мергелей. В них встречены *Syndesmya reflexa Eichw*, *Coralliodendron?* (скв. № 14) *Ostracoda*, эмбрионы пелеципод и рыбные остатки. В скваж. № 13 встречены углистые остатки. Мощность нижне-сарматских слоев колеблется от 50 до 65 метров.

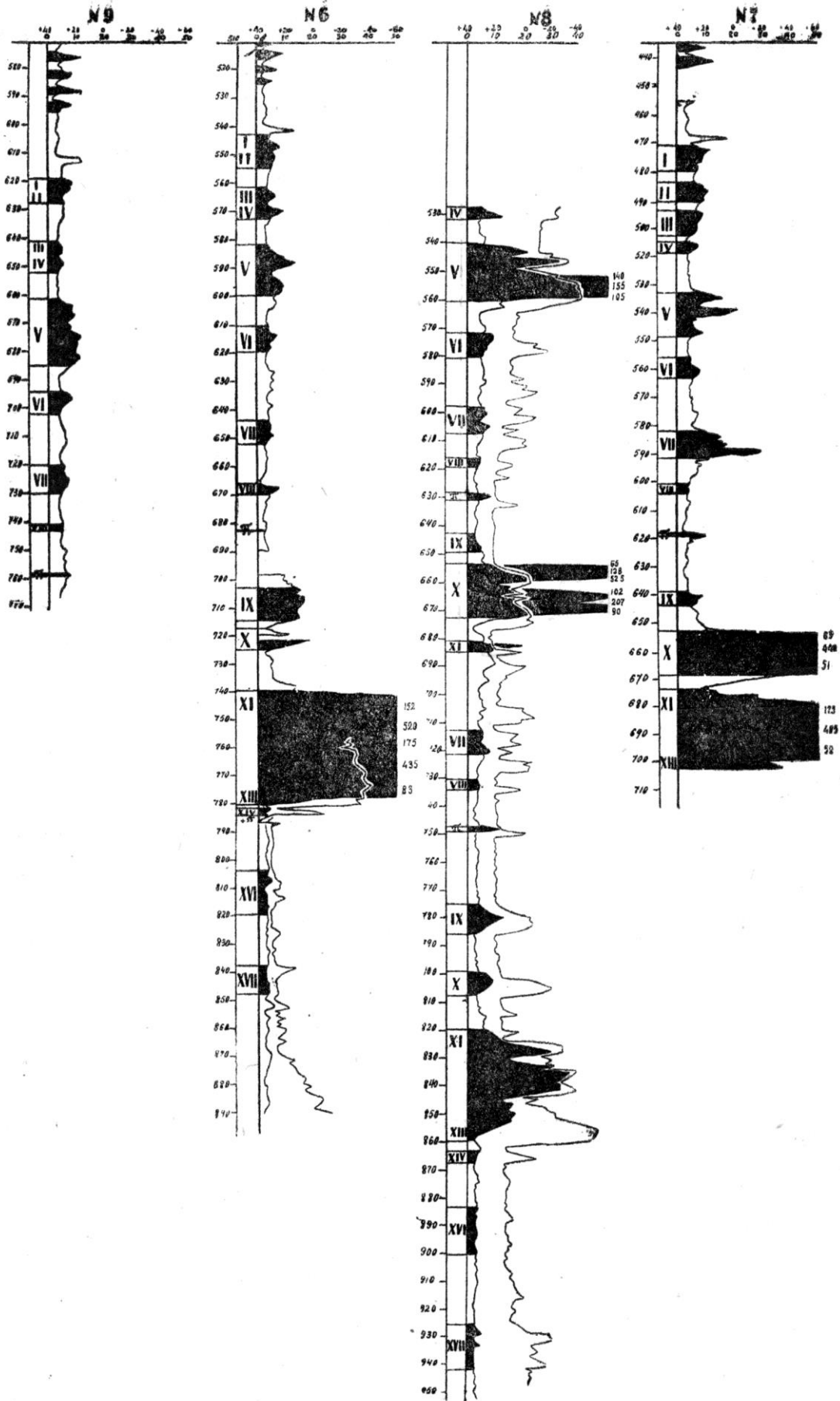
На карротажных диаграммах в синдесмиевых слоях хорошо отбиваются частые прослои мергелей, дающие сопротивление до 15 см. (фиг. 2).

Обычно на диаграммах выделяются 4 пики. Кароттирование через 0,5 метра в скважине № 6 показало сопротивление до 20 см (фиг. 3). В этой скважине синдесмиевые мергеля повторены дважды.

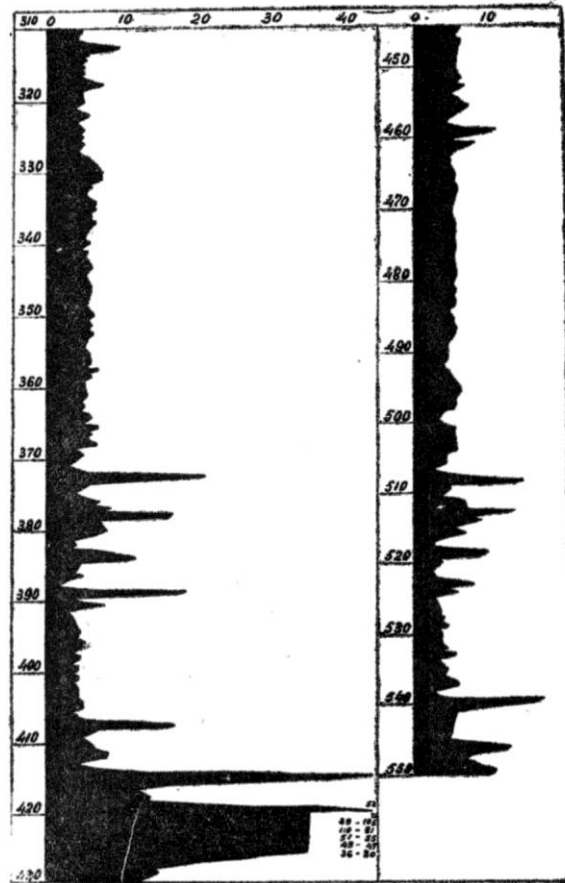
Фиг. 2



Фиг. 2



Фиг. 3.



Повторение нижнего сармата в скв. № 6 (зона надвига)

Ниже приводится описание спаниодонтелловой и спириалисовой свит. Составлено оно на основании комбинированных данных кароттажа и буровых разрезов.

Кароттажные диаграммы 9-ти скваж. сопоставлены по пикам синдесмиевых мергелей (фиг. 2). Там же размечены пласты. При этом, ввиду того, что Малгобек является западным продолжением Вознесенского района, разрезы сравнивались с соответствующими коррективами, с обобщенным разрезом Вознесенки.

Ниже мы приводим обобщенное описание, которое является по характеру материала, послужившего для его составления, схематическим.

В кровле спаниодонтелловых слоев залегают темно-бурые, иногда почти черные глины со *Spaniodontella* sp. и рыбными остатками. Мощность этих глин колеблется от 5 до 15 метров, составляя в среднем около 10 метров.

Эти глины на кароттажных диаграммах отмечаются сопротивлением порядка 2–5 омов под пиками синдесмиевых слоев.

В подошве глин находятся прослои полосчатого кремового и серого мергеля. Один из мергелей, находящийся в кровле первого песчаника, отмечается почти во всех разрезах сопротивлением 10–21 ом.

Первый спаниодонтелловый песчаник светло-серый, иногда зеленоватый, мелкозернистый.

Он подстилается бурой, часто темно бурой глиной с прослоями светло-серого мергеля.

Светло-серым, местами бело-серым мелкозернистым кварцевым песчаником выражен II пласт.

Мощность каждого из песчаников и разделяющего их пропластка глин, в отдельности, по имеющимся данным, указать затруднительно. В скважине № 5 пласты I и II выделяются. Мощность I составляет около 4,5 м, II – имеет около 5 метров. Разделены они 3-метровым пластом глины P. S. показывает наличие пласта глины в скважинах № 10 и 11а. В скв. № 13 он не наблюдается. В скв. № 7 дает соответственно 6, 5, 3, 5 и 6 метров. Обычно же пласты эти трудно выделить и на кароттажах (фиг. 2–показаны I–II пласты вместе). Мощность их колеблется от 18 до 12 метров, составляя в среднем 15 метров.

Под II пластом идут темно-бурые, реже буровато-серые глины, мощностью около 10 метров. В скв. 5-й и 7-й этот пласт глины имеет мощность 4–5 метров.

III пласт представлен светло-серым, мелкозернистым, реже тонкозернистым песчаником.

Подстилающая его глина темно-бурая песчано-сланцеватая.

IV пласт состоит из светло-серого, иногда буро-серого мелкозернистого, реже тонкозернистого, кварцевого песчаника со *Spaniodontella* sp. и *Pholas* sp.

Так же, как и для I–II, на диаграммах эти пласты показаны вместе и суммарная их мощность колеблется от 10 до 15 метров. Скваж. № 5 – мощность III пласта 4 м, глины – 3 м и IV пласта – 7 м. На диаграммах пласты эти разделены в скважинах № 7 и 10. P. S. в скважине № 11 а указывает на наличие пласта глины. В скв. № 13 мы этого не наблюдаем.

Глина, идущая ниже IV пласта, мощностью от 10 до 15 метров или в среднем в 12 метров, темно-серая,

местами темно-бурая, песчано-слюдистая со *Spaniodontella* sp. Содержит в нижней части прослой желто-серого мергеля.

V пласт представлен светло-серыми и зеленовато-серыми песчаниками. В скважине № 5 он определен как среднезернистый, а в № 9 и 7 – тонкозернистый. В нем весьма часто встречаются *Spaniodontella* sp. Реже *Pholas* sp. Характер пик сопротивления в скв. № 7 указывает на наличие двух пропластков глины, разделяющих пласт на три части. Такую же картину дает скв. № 8 и отчасти № 10. P. S. В скв. № 11а, 10 и 13 указывает также на два пропластка. Разделение V пласта глинистыми пропластками подтверждается разрезами скважин № 8а, 12 и 2. При этом в глине отмечен пропласток зеленовато-серого мергеля.

Общая мощность V пласта с прослойками глины составляет от 18 до 22 метров или в среднем 20 метров. Максимальную мощность около 10 метров имеет нижняя часть пласта.

Далее идут темно-бурые песчаные слоистые глины, чередующиеся с темно-серыми. Мощность их 8–12 м и в среднем 10, редко менее.

VI пласт состоит из зеленовато-серого, реже темно-серого, мелкозернистого песчаника, мощностью около 9 метров. В нем встречены *Spaniodontella* sp., рыбные и растительные остатки.

Подстиляется он темно-бурыми, переслаивающимися с темно- и буро-серыми, часто песчанистыми, слоистыми глинами с прослойками светло-серого мергеля. Мощность их от 15 до 20 метров или в среднем около 18 метров. В этих глинах почти во всех скважинах встречены *Spaniodontella* sp.

VII пласт выражен зеленовато-серым, реже темно- и буро-серым мелкозернистым песчаником. В скважине 8 а он определен как крупнозернистый. Мощность его 10 м.

Идущие ниже глины, сверху зеленовато-серые, внизу переходят в темно и буровато-серые. В этих глинах встречены *Spaniodontella* sp. Прослой коричневого мергеля с большим количеством эмбриональных *Spaniodontella*, а также пирита. Мощность их в среднем около 10 м.

VIII пласт представлен светло-серым, часто зеленоватым, реже буровато-серым мелкозернистым песчаником. В скважине № 12 он определен как тонкозернистый, а в № 6 как среднезернистый, неравномерно отсортированный. Мощность его не велика, колеблясь в пределах 3–5 м, или в среднем около 4-х метров.

Ниже идут темно-бурые, переходящие в темно-серые, сланцевые песчано-слюдистые глины с кристаллами пирита, рыбными остатками, пеллециподами и *Spaniodontella* sp. В глинах большое количество прослоев желтосерых, темно-серых мергелей и прослоев песчаника. В этом интервале находится пloyчатый мергель л К. А. Прокопова. Он нами отмечен на диаграммах.

Мощность этих глин колеблется от 30 до 40 метров, составляя в среднем 35 метров.

IX пласт представлен буровато-серым или светло-серым песчаником. В скважине № 6 он определен как среднезернистый. Мощность его в 5–6 метров.

Подстилающие глины имеют темно-бурюю и темно-серую окраску. Они содержат кристаллы пирита и прослой светло-серых и темно-серых мергелей. Мощность их в среднем около 10 метров.

X пласт выражен светло-серым, зеленовато-серым, реже буровато-серым, мелкозернистым, слегка глинистым песчаником. В скважине № 12 он определен как тонкозернистый. Мощность его 7–8 метров. Это подтверждается и разрезом скв. № 5. Несколько повышенную мощность порядка 15–17 метров показало ли диаграммы в скв. № 7 и 8 а.

Залегающие ниже темно-серые, чередующиеся с темно-бурыми, глины содержат кристаллы пирита и во многих скважинах в большом количестве рыбные остатки. Встречаются так же *Spaniodontella* sp. Глины эти содержат прослой мергеля. Мощность их около 15 метров.

XI–XIII пласты, объединяемые по номенклатуре К. А. Прокопова для Вознесенского района в VIII группу песчаников, являются великолепным маркирующим горизонтом. Они хорошо отмечаются во всех разрезах и особенно каротажных диаграммах. В последних 40-метровой толща песчаников отмечается как по высоким сопротивлениям в скважине № 7 в надвинутой части и в №№ 6 и 8 а поднадвиговой – в восточной части района, так и по небольшим в скважинах №№ 10, 11 а, 14 и 13 на западе. Эта группа отмечается и на P. S. в скважинах № 13, 14, 11а, 6 и 8а.

По данным скважин XI–XIII пласты представляют собой светло-серый зеленоватый кварцевый мелкозернистый песчаник. В скважине № 14 он отмечен как тонкозернистый, криво слоистый с тонкими прослойками глины. Тонкозернистость отмечена и в скважине № 6.

То, что эта группа не представляет собою одного песчаника, а разделена на несколько, говорят прослойки глины, отмеченные в нескольких скважинах (14, 8 а, 5, 12 и др.) На это же указывает кривая P. S. в скважинах № 8 а и 11 а. Кривая омического сопротивления в скважине № 8 а (под надвигом) позволяет считать, что в VIII группу входят три песчаника. Подобную же картину дает цифровой материал диаграммы скважины № 6.

Как указывалось, мощность песчаников этой группы, вместе с глинистыми прослоями, составляет 40 метров. Ниже идет 5–7-метровый пласт темно-бурых, почти черных глин.

Под ним залегают, в западной части района, светло-серый мелкозернистый, а на востоке – буровато-серый тонкозернистый песчаник. В скважинах он, находясь под мощной VIII группой, редко отбивается. Он отмечается каротажными диаграммами и особенно кривой P. S. Назван он нами XIV пластом, мощность его невелика – 2–5 м, или в среднем около 3-х метров.

В скв. 13 он имеет мощность 6 метров.

Этим и заканчиваются спаниодонтелловые слои, имеющие мощность в среднем 260 метров.

Чокракско-спириалисовые слои начинаются темно-бурыми, слюдисто-песчанистыми сланцеватыми глинами с прослойками мергеля со *Spirialis*. В глинах встречены мелкие *Spaniodontella* sp. с большим количеством *Syndesmya alba wood* и *Solen* sp.

В этой глине только в скважине № 10 отмечены пропластки песчаника со *Spaniodontella*. Их надо, видимо, считать аналогами XV пласта. Каротажом, ни кривой сопротивлений, ни P. S. этот пласт не отмечается. Только в виду укоренившегося наименования для нижележащего песчаника – XVI пласт, мы его и оставляем. На диаграммах XV пласт нигде не отмечен (фиг. 2). Общая мощность глин между XIV и XVI пластами колеблется от

12 до 18 метров и составляет в среднем 15 метров.

XVI пласт выражен серым, желтовато-серым мелкозернистым песчаником, мощностью около 15 метров.

Ниже идет темно-бурая песчаная глина со *Spirialis Spaniodontella* sp. и *Syndesmya alba wood*, мощностью около 20 метров.

XVII пласт. Ниже XVI пласта в 20 метрах в западных скважинах №№ 13 и 14 отмечаются высокие сопротивления, соответствующие XVII пласту. Образцами он представлен весьма плохо. В разрезах указанных скважин ему соответствуют прослойки светло-серого мелкозернистого песчаника с *Syndesmya alba Wood*. Этот пласт нами отмечен и, на диаграммах других скважин (фиг. 2). Мощность его около 10 метров.

Ниже следует толща темно-бурых и зеленовато-серых, местами песчаных глин со *Spirialis Syndesmya alba wood* и *Nassa restitunatia Font*. Мощность этих глин около 20 м.

XVIII пластом могут быть условно названы прослойки зеленовато-серого, местами не смачивающегося, мелкозернистого песчаника, который вместе с темно-бурыми, слабо песчано-глинистыми глинами образует песчано-глинистую пачку; мощностью с коло 15 метров. Эта пачка прослеживается в скважинах № 6, 10 и 14. Отмечена она нами ввиду наличия в ней признаков нефтеносности в скважинах № 6 и 10.

Ниже идет глинистая часть чокракско-спириалисовых слоев Она представлена темно-бурыми и зеленовато-серыми, иногда песчанстыми глинами, с тонкими прослойками песчаника, светло-коричневого мергеля и включениями пирита. В глинах встречены многочисленные *Spirialis*, *Cryptodon*, *Sinuosis Don*, *Syndesmya alba wood*, *Foraminifera* и рыбные остатки. Эти глины вскрыты скважиной № 10 на 160 м, а в № 6 на – 110 метров.

Общая мощность чокракско-спириалисовых слоев, вскрытых скважинами, составляет 250 метров.

#### IV. Тектоника.

Являясь западным продолжением Вознесенской складки и сохраняя некоторые характерные черты ее, Малгобекская антиклиналь настолько своеобразна, что выделение ее в самостоятельную тектоническую единицу напрашивается само собой. Тогда как главная Вознесенская антиклиналь на всем протяжении представляет разорванную складку с надвинутым на северное южным крылом, Малгобекская представляет ассиметрическую складку со скашиванием и надвиганием то к северу, то к югу. Наибольшее сходство с Вознесенской структурой обнаружено, как и следовало ожидать, в восточной части района, по профилю буровых № 7–№ 2 (см. разрез С–N фиг. 4).

При углублении после испытания скважины № 7 были встречены под крутым углом ниже-сарматские отложения, а затем снова спаниодонтелловые, по которым скважина углублялась до 960,5 м.

Если вспомнить, что скв. № 2 попала в круто залегающие породы, примерно, в середине спаниодонтелловой толщи, то построение на разрезе С–N становится вполне понятным и логичным. Однако, по мере удаления от этого профиля к западу, сходство с Вознесенкой довольно быстро исчезает вместе с надвигом, который, постепенно уменьшаясь в амплитуде, на профиле Е–F (фиг. 5) уже обращен к югу, а далее на запад почти совсем не прослеживается. Т. о. западная половина, являясь нормальной антиклинальной складкой, совершенно отлична от Вознесенского района.

Как уже упоминалось выше, осевая часть Малгобекской складки сложена породами верхнего сармата, что также является весьма выгодным отличием от Вознесенской антиклинали, т. к. здесь мы имеем надежный глинистый покров, отделяющий средиземноморские слои от поверхности. Но наличие в пределах Малгобекской складки такого мощного развития верхне-сарматских отложений нельзя считать непрерывным и постепенным погружением к западу главной Вознесенской антиклинали. Дело в том, что наибольшее поднятие Малгобекской складки находится в районе профиля Е–F (что отражается и на орографии: наивысший пункт – гора Малгобек), а по направлению к востоку мы имеем медленное, но вполне определенное погружение (профиль С–N).

Таким образом, между западной частью Вознесенской складки (уч. Бековичи) и восточной частью Малгобекской следует признать наличие синклинального прогиба, а возможно, и смещения сбросового порядка, благодаря которому вся Малгобекская антиклиналь явилась опущенной по отношению к Вознесенке. Однако, конкретных указаний на существование смещения мы пока не имеем.

Так или иначе наличие синклинального прогиба между Вознесенкой и Малгобеком, независимо от существования поперечного смещения, делает индивидуальность Малгобекской антиклинали достаточно очевидной, несмотря на то, что генетически она принадлежит к одной структуре с Вознесенской складкой.

Из рассмотрения профилей Е–F и С–N, помимо пологого погружения складки к востоку, видно, что между этими профилями скошенность складки меняет направление с северного на южное, если смотреть с востока на запад. По данным полевых работ К. А. Прокопова этот «винтообразный поворот» осевой плоскости имеет место несколько восточнее г. Малгобек, или, что все равно, профиля – Е–F. Таким образом, полевые наблюдения полностью подтверждаются результатами буровых работ, дополняя их новыми данными о надвиге, весьма четко вырисовывшемся скважинами № 5 и № 6. Серия плотных синдесмисвых мергелей служит прекрасным опорным горизонтом при корреляции скважин по каротажным диаграммам, т. к. их конфигурация настолько характерна, что этот горизонт резко выделяется среди остальных. Приводимая каротажная диаграмма (фиг. 3) скв. № 6 иллюстрирует надвиг, пересеченный данной скважиной. После нижнего сармата и части спаниодонтелловых слоев мы снова встречаем нижний сармат и горизонт мергелей повторяется с большой точностью, после чего следует вся толща спаниодонтелловых отложений.

Переходя к следующему на запад профилю С–D (фиг. б) мы встречаем надвиг в его затухании, в виде увеличения мощности спаниодонтелловой толщи и срезания верхней части VIII группы и имеем незначительно скошенную к югу складку с ярко выраженной тенденцией погружения к западу. Угол падения северного крыла близок к 15°, а южного к 20°.

Переход от разорванной складки к нормальной, по всей вероятности, имеет место в районе профиля С–D.

Наконец, рассматривая крайний западный профиль А–В (фиг. 7), мы видим довольно пологую антиклиналь, ось которой проходит близ скв. № 14 и еще больше погружается к западу. Сам купол принимает форму широкого



свода, что на геологической карте отражается в виде расширения полосы верхне-сарматских образований, окаймляемых несогласно налегающим акчагылом. Западнее складка продолжает погружаться и целиком уходит под покров акчагыла.

Разведка профилями дала материал для построения структурной карты. Конечно, при наличии в районе, имеющем протяжение между крайними профилями около 7 км и сравнительно сложной тектонике в восточной части, при наличии всего 11 скважин, карта будет самой схематической.

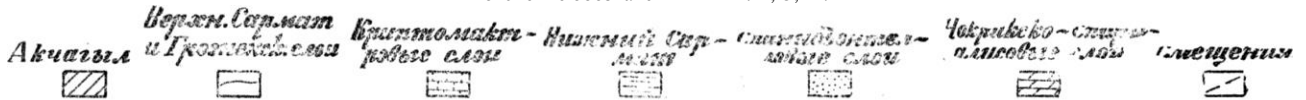
Однако, и такая схематическая карта является не бесполезной, так как уточнит представление о тектонике района и внесет большую ясность в характер распределения газа, воды и нефти.

Опорным горизонтом для построения структурной карты избрана кровля спаниодонтелловых слоев. Результат построения приведен на фиг. 8. (см. стр. 22).

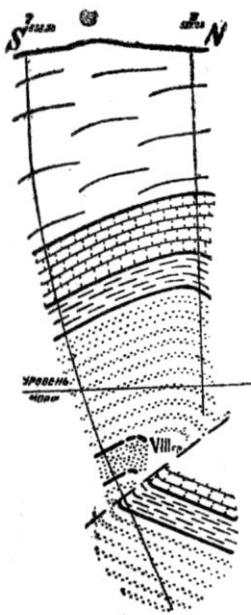
Карта, более точная для западной части района, показывает погружение складки на запад, при чем в профиле А–В мы имеем лишь южное крыло складки. В восточной части района схематически показана линия пересечения винтообразно поворачивающейся плоскости разрыва с кровлей спаниодонтелловых слоев. К востоку от этой линии приведены горизонталы южного надвинутого крыла профиля С–N, которое в профиле Е–F уже находится под надвиговой плоскостью. Эта последняя часть карты между профилями Е–F и С–N является весьма условной. Помимо описанной главной Малгобекской антиклинали в восточной части района, к ней с юга примыкает вторая складочка, являющаяся непосредственным продолжением южной Вознесенской антиклинали. Она намечается по данным шурфовки К. А. Прокопова, но буровыми скважинами не затронута. К Малгобекской антиклинали она примыкает с юго-востока под острым углом и западнее горы Малгобек не прослеживается.

Итак, в тектоническом отношении Малгобекский район может быть разделен на две части: западную и восточную. В то время как западная является нормальной антиклиналью, погружающейся к западу под углом около 5°, восточная часть представляет разорванную складку с надвиганием южного крыла на северное и наоборот, при чем амплитуда надвига уменьшается к западу и далее складка принимает нормальную форму. Кроме того, восточная часть осложнена примыканием с юга вторичной складки. Границу между западной и восточной частями можно провести по профилю С–D.

Пояснение обозначений к Фиг. 4, 5, и 7

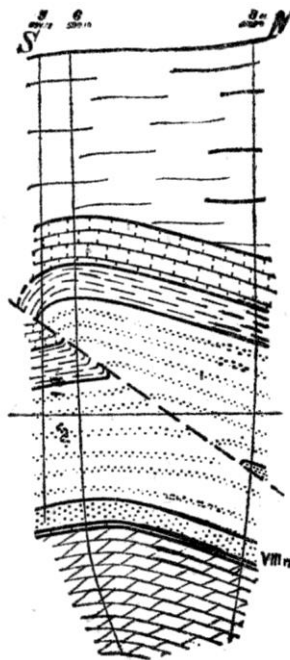


Фиг. 4



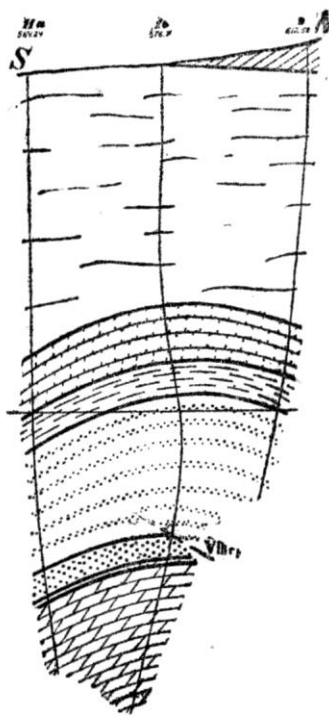
Профиль G – N

Фиг. 5



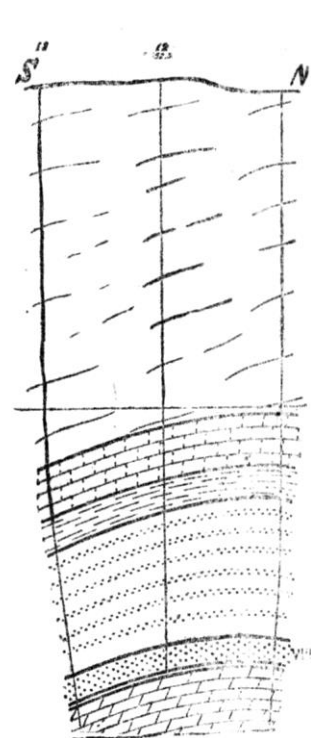
Профиль E–F

Фиг. 6



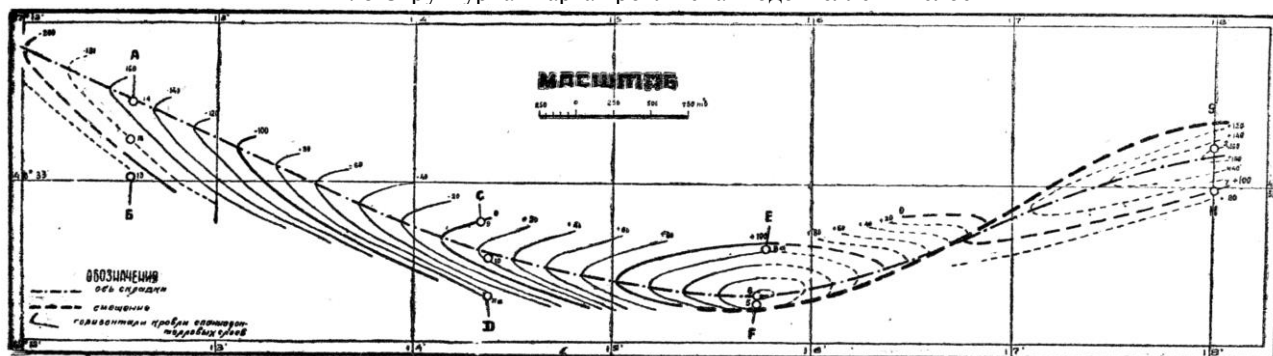
Профиль C–D

Фиг. 7



Профиль A–B

Фиг. 8 Структурная карта кровли спаниодонтелловых слоев



## V. Нефтеносность и газоносность

Как и в Вознесенском районе нефтеносность приурочена главным образом к спаниодонтелловым слоям: газоносностью же обладает кроме того чокракско-спиралисовая толща.

Как уже упоминалось в стратиграфическом очерке, почти все песчаники Вознесенского разреза прослеживаются в Малгобекских скважинах. Но достоверных нефтеносных горизонтов мы имеем только 2–VIII группа и XVI пласт.

Мощность этих песчаников достигает соответственно 40 и 15 м, что при значительной пористости делает их весьма хорошими коллекторами.

Что же касается присутствия в них нефти, то по отношению к VIII гр. можно определенно утверждать наличие ее, т. к. в 5-ти скважинах (№№ 5, 6, 7, 8 а и 10) мы имели нефтяные пески, давшие хорошую темно-бурую вытяжку с бензином. Образцы песка из скв. №№ 5, 7, 8 а и 10 были настолько хорошо насыщены нефтью, что марали бумагу и были жирны на ощупь. При бурении же скважины № 8 а в поднадвиговой зоне наблюдались выбросы раствора и при подеме инструмента нижние свечи бывали испачканы нефтью.

Относительно XVI пл. следует отметить, что во время газового фонтана вместе с газом выбрасывалась в распыленном состоянии и нефть, которой удалось собрать 5–6 тонн. Это пласт прослежен также и скважинами №№ 11 а, и 14, обнаруживая высокое омическое сопротивление (до 295 см.) Образец его, взятый в скв. № 11 а, оставял жирные нефтяные пятна на бумаге.

Начатое испытание XVI пл. в скв. № 14 сопровождалось газовыми выбросами, при чем были обнаружены и признаки нефти.

На Малгобеке зафиксировано 3 определенно газоносных горизонта (I, VIII гр., XVI) из которых 2 последних, помимо газа, показали весьма существенные признаки нефти. Кроме того, обращают на себе внимание пласты V, X и XVII, обладающие хорошо выраженным повышенным сопротивлением (см. фиг. 2), достигающим 165–440 см. Эти пласты ни одной из скважин не испытывались (если не считать газов, фонтана в скв. № 7, очевидно кроме VIII гр. и за счет X пл.), но они представляют несомненный интерес и причину высоких сопротивлений необходимо упомянуть.

Краткие сведения о фонтанах на Малгобеке помещены в статье Б. М. Викторова<sup>2)</sup>, но они характеризуют лишь газоносность спаниодонтелловой толщи. Фонтан же из скв. № 10 с XVI пл. был получен позже, 14 июня 1932 г.

Краткая история этого фонтана такова: скв. № 10, доведенная к началу 1932 г. до глубины 1096,3 м, в процессе бурения XVI пл не обнаружила, т. к. он оказался в интервале между отобранными образцами. При кароттировании скважины на глубине 855–870 м были обнаружены сопротивления до 295 ом, соответствующие по разрезу XVI пл. Перед испытанием его был установлен ниже подошвы пласта цементный мост, а перед ним произведен тампонаж «С» колонной. Во время испытания тампонажа при понижении уровня раствора ударил мощный газовый фонтан с начальным давлением свыше 60 атм., т. к. выбросило более 600 м столба раствора. Закрытие задвижки не помогло, т. к. выбило плашки и скважина продолжала фонтанировать газом с небольшим содержанием нефти в распыленном виде.

После шестидневного фонтанирования скважину удалось герметизировать и установить манометр. Наблюдение за фонтаном, производившееся Газовой К-рой «Грознефти», позволило установить следующее:

Максимальное давление на манометре, при закрытой головной задвижке – 44 атм.

При открытии задвижки на  $\frac{1}{2}$  нитки давление падало до 28–30 атм. и дебит газа составлял около 125000 м<sup>3</sup> в сутки.

Уд. вес газа 0,5799–0,59. CO<sub>2</sub>=1 проц. O<sub>2</sub> – нет; t° газа 15° С.

Анализы 2-х проб газа, из которых 1-я взята при открытом фонтанировании, а 2 я после герметизации устья, показали следующее:

Содержание	1 проба	2 проба
CO <sub>2</sub> (об. %)	0,2 %	0,1 %
O <sub>2</sub> (об. %)	0,8 %	1,6 %
удельный вес	0,772	0,605
удельный вес углев. части	0,553	0,571

<sup>2)</sup> «Газ на разведочных площадях Грознефти» – Грозненский Нефтяник № 8–4 за 1932 г.

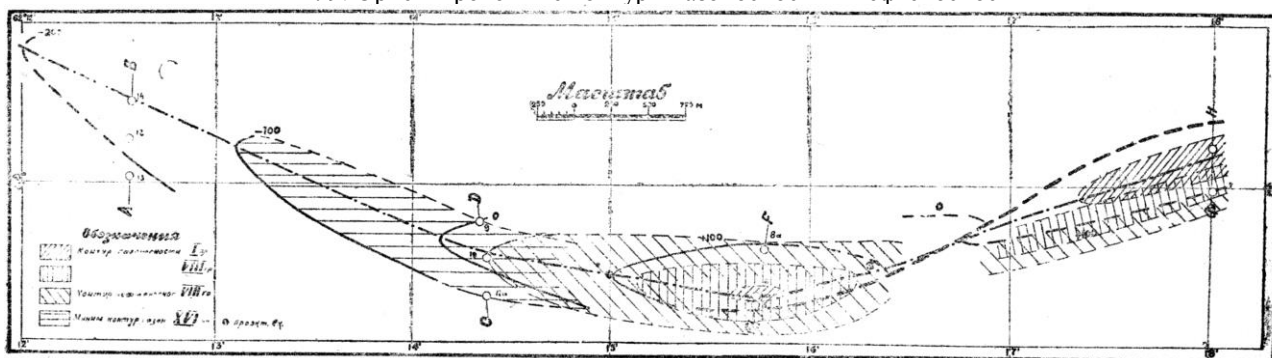
Удельный вес указывает на наличие почти чистого метана.

Суммируя весь фактический материал по нефте- и газопроявлениям Малгобекских скважин в пределах 3-х основных горизонтов, имеем следующую картину:

№ № скв.	1 пл.	Нефтепроявления.		Газопроявления			ПРИМЕЧАНИЕ
		VIII гр.	XVI пл.	1 пл.	VIII гр.	XVI пл.	
2	–	не достигла		Фонтан	не достигла		
5	–	жир. нефт. песок	не достигла	–	фонтан	не достигла	
6		Плен. и струйки нефти в раст.	–	–	омич. сопрот. до 520 ом.		
7	–	жирн. нефт. песок	не достигла	–	фонтан	не достигла	Газов фонт. из X пл.
8 а	–	жирн. нефт. песок	менее жирн. песок	–	выбросы раствора		Подготовка к испытанию
9	–	не достигло		–	не достигло		
10	–	Жирн. нефт. песок в кровле	Выбросы нефти в распл. состоянии.	–	–	фонтан	
11 а		–	Жирн. нефт. песок	–	–	сопрот. до 205 ом.	Подготовка к испытанию
12	–	–	не достигла	–	–	не дост.	
13	–	–	–	–	–	–	Сопротивл. до 165 ом в XVII пл. Подготовка к испытанию.
14	–	–	Признаки нефти при выбросах	–	выброс, раствор	сопрот. до 130 ом.	

Из всех 11 скважин 4 дали газовые фонтаны, 4 готовятся к испытаниям, 2 ликвидированы по техническим причинам, не достигнув проектных горизонтов и одна – (№ 6) потерпела аварию во время подготовки к испытанию, хотя имела все шансы на фонтан, если не нефтяной, то, во всяком случае, газовый. Скважины, готовящиеся к испытаниям в настоящее время, также имеют данные, говорящие за фонтанные проявления.

Фиг. 9. Ориентировочные контуры газоносности и нефтеносности



Теперь постараемся разобраться в вопросе, невольно напрашивающемся само собою: почему же ни одна скважина, несмотря на наличие в некоторых из них жирных нефтяных песков, не получила сколько-нибудь заметного притока нефти?

Обращаясь снова к рассмотрению схематических профилей и структурной карты, мы видим, что все фонтанные скважины расположены в присводовой части антиклинали и т. о. попали в контур «газовой шапки». Наибольшие же признаки нефтеносности показали скважины, наиболее удаленные от оси.

Рассмотрим отдельно все три горизонта о которых говорилось выше.

Первый спаниодонтепелловый песчаник только в скваж. № 2 ударного бурения проявил себе как газоносный и при том фонтанный. Сква. № 2 расположена на куполе. Все же остальные скважины, за исключением № 5, бурились вращательным способом, а поэтому даже в случае наличия газа в пласте, давление столба раствора на забой всегда могло превысить пластовое и, следовательно, газоносность пласта могла остаться незамеченной. Что касается скв. № 5, то она во-первых, встретила 1-й пласт только под надвигом в южном крыле при гипсометрической разнице между соответственной глубиной скв. № 2 в 120 метров, а во-вторых, скв. № 5 и все остальные – (кроме № 7) расположены к западу от винтообразного поворота оси складки, который мог локализовать газоносность первого пласта в восточной части района. Не исключена возможность насыщения газом 1-го пласта за счет проникновения его по плоскости надвига.

Переходя к VIII группе спаниодонтепелловых песчаников, мы видим, что скв. № 5 и 7, встретившие этот горизонт опять таки в присводовой части складки, получили газовые фонтаны. Отбор пород в этих скважинах показал, что в низах VIII группы песчаник довольно хорошо насыщен нефтью, чего не наблюдалось в верхней части пласта, где имеет место насыщения его газом. Отсутствие притоков нефти в этих скважинах вполне естественно, так как приток газа с высоким давлением оттеснил нефть от забоя и мы получили фонтан чистого газа с давлением в устье скважины до 40 атм.

Скважина № 10 и 11 а профиля С–D охарактеризовали VIII группу совсем иначе, Скваж. № 10, расположенная в сводовой части складки в верхах VIII группы, имела хорошо насыщенный нефтяной песок, мощностью в 1,5–2 метра, сменившийся ниже промытым кварцевым песком, видимо водоносным. Скважина 11а, расположенная на южном крыле по всей мощности VIII группы имела водоносный песок всюду хорошо смачивавшийся Н С. Это явление также вполне понятно, так как профиль С–D расположен уже на погружении оси к западу и гипсометрическая разность отметок кровли VIII гр. скваж. № 6 и № 10 равна 76,0 метрам.

Еще далее к западу скважина № 12 не обнаружила в пределах VIII гр. никаких признаков нефтеносности. Т. о.

скважины центральной части района врезались в «газовую шапку» VIII гр., а скважины западных профилей оказались за контуром ее нефтеносности. В скв. № 8 а, по данным геолога А. Н. Кожушко, VIII гр. при бурении показала признаки нефтеносности.

XVI пласт, давший фонтан газа с примесью нефти в скв. №10, был прослежен скважинами № 11 а и № 14, которые расположены ниже по падению и погружению оси от № 10. Он показал в них признаки нефтеносности, не обнаружив в то же время воды. Предполагаемые испытания этих скважин должны дать, если не полный, то хотя бы приближенный ответ на вопрос о нефтеносности и газоносности XVI пласта.

В результате приходится заключить, что неполучение нефти на Малгобеке объясняется вовсе не отсутствием ее, а расположением скважин, с одной стороны (для первого пласта и VIII группы) – и незаконченными работами по испытанию, – с другой (XVI пл.)

Мало того, в настоящее время уже имеется возможность наметить ориентировочные контуры газоносности и нефтеносности в пределах разведанной (хотя далеко и не полно) площади. Так I пласт, видимо имеющий значение только как газоносный, можно оконтурить, как показано на фиг. 9, по крайней мере для восточной части района, с известной степенью достоверности. Контуры газоносности и нефтеносности VIII группы показаны там же на основании вполне достоверных данных. В тех местах, где они более или менее проблематичны, контуры показаны пунктиром. Относительно контуров XVI пласта, поскольку испытание его еще не закончено, говорить несколько преждевременно, хотя можно наметить минимальный контур его газоносности.

Приведенные контуры нефтеносности и газоносности позволяют отметить некоторые, особенности в характере определения нефтеносных горизонтов.

В то время как в восточной части продуктивные верхние песчаники, по мере продвижения на запад, становятся водоносными, продуктивность обнаруживают более нижние пласты, являющиеся в восточной части глинистыми. Приводимая фигура 10 иллюстрирует эту закономерность.

## VI. Итоги и выводы

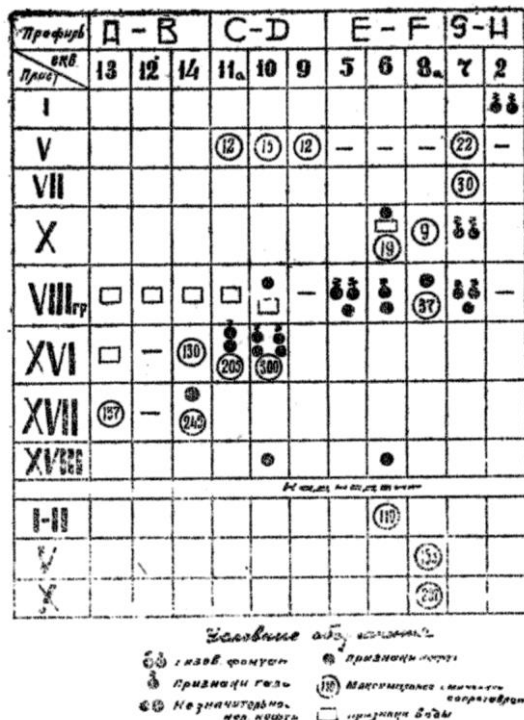
Малгобекский район является одним из немногих, давших положительные результаты в системе разведок Грознефти.

Здесь мы имеем благоприятную структуру, обладающую достаточным количеством коллекторов, насыщенных газом и нефтью.

Из них наибольшее значение имеют J пл., VIII гр. и XVI пл. имеющие б, 40 и 15 м мощности.

Кроме того, имеется ряд пластов (V, X, XVII) также заслуживающих внимания.

Фиг. 10



Этими результатами мы обязаны правильно поставленной профильной разведке и, в значительной мере, применению кароттажа.

Малгобекский район является примером, подтверждающим правильность принятой в разведке концентрации буровых работ. Эффект разведки был значительно снижен темпом бурения (многочисленные остановки) и плохим качеством работы (исправление, перебуривание, аварии, неудовлетворительный отбор пород).

Несмотря на эти дефекты, недопустимо затянувшие разведку месторождения и оставившие неразрешенными целый ряд вопросов, в настоящее время получена возможность построения, хотя бы и схематической, структурной карты и намечения ориентировочных контуров продуктивности наиболее важных горизонтов.

Это позволяет наметить план первоочередных работ. Проведение их в 1933 г. должно дать ответ на вопрос о

характере промышленного значения Малгобекского района.

В случае подтверждения предположений о нефтеносности отмеченных выше горизонтов за контуром газовой шапки, Грознефть получит столь необходимый новый промышленный район. Наличие в газовой шапке давления порядка 40 атм. позволяет рассчитывать на получение фонтанной добычи.

Протяженность района между крайними профилями в 7 км, при значительной ширине, вместе с указанными выше благоприятными факторами, ставят район в число перворазрядных.

В случае же обнаружения работами 1933 г. отсутствия промышленной нефти район нужно будет отнести к чисто газовым. Это позволит приступить к разработке его, как газового, при чем для эксплуатации в 1934 г. можно будет использовать некоторые пробуренные ранее скважины.

Указанные соображения заставляют до начала эксплуатации района на газ закончить разведку его на нефть, т. к. иначе мы можем, в случае нефтеносности района, потерять основную силу, движущую нефть по пласту.

Т. о. форсирование окончания разведки Малгобекского района должно стать одной из основных задач Грознефти в 1933 г.

Для этого необходимо провести следующие работы:

1. Провести испытание VIII гр. песчаников в скв. №8а, XVI пл. в скв. №№ 11 а и 14 и XVII пл. в №№ 13 и 14.
2. Заложить минимум 3 скважины на VIII гр. песчаников.

В первую очередь считаем необходимым заложить по одной скважине на южном крыле складки по профилям Е–F и G–H в 100 м к югу от № 5 и от № 7.

Третью скважину расположить между профилями С–D и Е–F. Точки проектируемых буровых указаны на фиг. № 9. Последнюю скважину можно бурить с уменьшенным отбором пород коронкой, оставив его только в местах ожидаемых маркирующих горизонтов проектного разреза. Это позволяет сделать наличие структурной карты и применение кароттажа.

3. В зависимости от результатов испытаний XVI и XVII пл. заложить минимум одну скважину западнее профиля С–D на эти пласты.

4. Кроме того, заложить одну скважину в районе винтообразного поворота оси между профилями Е–F и G–H, которую провести сплошной коронкой для установления деталей тектоники, выяснения характера насыщения верхних песчаников (V, VII, X), а также и VIII гр., с тем, чтобы, в случае обнаружения нефтяных песков и высоких сопротивлений, произвести на обратном ходу испытание, особенно верхних песчаников, и т. о. решить вопрос об их промышленной ценности.

Литература:

1. К. А. Прокопов. Малгобекский район – неопублик. доклад в архиве Грознефти.
2. М. Ф. Двали. Отчет по гидрогеологическим работам в Алхан-Чуртской долине в 1927 г. – Труды Г. Г. Р. У. вып. 67 1931 г.
3. Б. Н. Викторов. Газ на разведочных площадях Грознефти – «Грозненский нефтяник» № 3–4 за 1932 г.
4. В. А. Долицкий О газоносности Терской нефтяной области – Сборник «Северный Кавказ – мощная минерально-сырьевая база СССР» Ростов н/Д 32 г. изд. Сев. Кавказа.

песчаников, например, скважины, расположенные в районе Волчьих ворот, пробуренные еще до национализации.

В настоящее время следовало бы заложить одну скважину, примерно, в месте расположения Ахвердовской скважины для разведки спириалисовых песчаников (с проектной глубиной около 800 м) и одну или две скважины к востоку—по погружению оси (с проектной глубиной 1000 - 1200 м) для разведки спаниодонтелловых и спириалисовых песчаников.

## О нефтеносности Малгобекского района

Малгобекский район является одним из немногих, где разведочные работы проведены сравнительно благополучно. За один сезон закончены полевые работы, давшие достаточный материал для заложения глубоких скважин. После камеральной обработки закладывается одна скважина, а затем другая. Скважины бурятся ударным способом и дают газовые фонтаны. Признаки нефти получены во второй и третьей скважине, бурившейся вращательным способом.

С 1930 года, после вскрытия причины медленных темпов и распределения бурения в разведках, в Малгобекском районе начинается концентрация работ. Закладывается еще 8 скважин, составивших с предыдущими тремя, четыре профиля.

В результате установлена газоносность района и получены признаки нефтеносности.

Бурное проявление газа в виде мощных фонтанов с высоким давлением и отсутствие притоков нефти делали весьма заманчивой эксплуатацию месторождения как газового. Тем более, что характер коллекторов газа, в виде мощных и сравнительно выдержанных песчаников, ставил Малгобекский район в первые ряды среди газовых месторождений СССР.

Однако, нельзя пройти мимо имевшихся в скважине № 10 признаков нефтеносности, выразившихся в выбросе 5—6 тонн нефти, а также наличия нефтяных песков в других скважинах.

Данные бурения 11-ти скважин дали сравнительно большой материал. Обработка его, хотя-бы и предварительная, является в настоящий момент крайне необходимой.

Только на основе анализа материала полученного бурением и ранее полевыми работами материала, можно решать вопрос о характере продуктивности Малгобекского района.

Эти данные позволят определить дальнейшее направление работ в районе.

Наконец, возможным объектом глубокой разведки в этом районе является и нижний отдел майкопской свиты, обнаруживший нефтеносность в Черных Горах. Однако, разведка майкопа является самостоятельной задачей и для осуществления ее понадобится заложение специальных глубоких скважин (до 2000 м).

Все разведочные скважины необходимо проводить с сплошным отбором грунтов и производством карротажа, иначе материал полученный ими не будет полным и скважины могут потерять свое значение.

**Г. А. Максимович М. П. Лысенков**

Вопрос о вводе в эксплуатацию в 1933 году Малгобекского района является одной из основных задач Грознефти. Это отметил в своих постановлениях и 2-ая конференция геологов-нефтяников Северного Кавказа, бывшая в Грозном в 1-ой половине декабря 1932 г.

В настоящей работе приводятся данные, являющиеся результатом предварительной обработки материалов, полученных бурением в Малгобекском районе.

### 1. Географическое положение и орография.

Малгобекский район расположен в западной части Терского хребта, в 12 км к W от Вознесенских промыслов и в 20 км к SWS от города Моздока.

В этой части Терский хребет, вытянутый почти строго в широтном направлении, невысоко поднимается над прилегающими Алханчуртской долиной (с юга) и равниной Терека (с севера), имеет довольно четкую, хотя и извилистую, линию водораздела, слабо выделяющиеся отдельные вершины и мягкие формы рельефа. Если принять среднюю высоту хребта равной 600 м, а отметку подошвы его равной 300 м, нетрудно судить о величине превышения хребта над равниной; в отдельных же седловинах, по которым проходят дороги из ингушских селений (Пседах, Сагопш, Кескем) на Моздок, это превышение уменьшается процентов на 20. Наибольшую высоту в данной части хребта имеет гора Малгобек (644,11 м), по имени которой и назван район. Другие вершины—г. Лычевая (617,06 м) и г. Жигзакопс—554,44 м)—еще менее выделяются на общем фоне спокойного погружения хребта к западу.

Оба склона хребта пересекаются глубокими и широкими балками, направление которых весьма близко к меридиональному, при чем балки на южной стороне хребта имеют несколько более пологие и спокойные склоны, чем на северной.



## II. История разведки района.

Началом разведочных работ в Малгобекском районе следует считать картирование в полуверстном масштабе, произведенное ст. геологом К. А. Прокоповым в 1926 г., с применением неглубокого шурфования.

В результате этих исследований строение района рисовалось в виде антиклинальной складки, скошенной в восточной части к северу, а в западной к югу, с винтообразным поворотом осевой плоскости несколько восточнее г. Малгобек. Ядро складки сложено глинами верхнего сармата, с севера, запада и юга перекрываемыми отложениями акчагыла и более поздними.

На основе полученных данных была запроектирована в восточной части района, на южном крыле антиклинали, недалеко от перегиба, глубокая разведочная скважина. Эта скважина (Малгобек №2) была начата бурением 23 июня 1927 г., имея целью осветить нефтеносность спаниодонтелловой толщи в условиях, выгодно отличавших Малгобекскую антиклиналь от Вознесенской. Бурение велось ударным способом. На глубине 424 м была отмечена кровля спаниодонтелловых слоев. I пласт, вскрытый на глуб. 429,3 м, дал мощный газовый фонтан.

По химическому составу газ представлял почти чистый метан с небольшой примесью более тяжелых углеводородов.

После того, как фонтан был заглушен водой, бурение возобновилось и скважина достигла глубины 616,6 м.

Начиная с 500 м скважина бурилась в крутопадающих слоях. Это осложнило бурение и, потеряв диаметр (6-дюйм. колонна остановилась на глуб. 609,4 м), скважина была ликвидирована, не достигнув проектной глубины.

Примерно через год после начала бурения скв. №2, 22/V—1928 г., была заложена вторая разведочная скважина—„Малгобек №5“, также ударного бурения. Эта скважина, расположенная к западу от бур. №2, почти на меридиане г. Малгобек, имела те же задачи, что и скв. №2, но в иных геологических условиях. Устье скв. №5 находится на северном крыле складки, имеющем в этом месте явно выраженную скошенность к югу. Пройдя в нормальной последовательности все отложения от верхнего сармата до нижнего включительно, с глуб. 417 до 512 м были пройдены породы, принадлежность которых к тому или иному стратиграфическому горизонту при бурении установить не удалось. Затем с глубины 512 м скважина снова вошла в нижне-сарматские отложения, с фауной *Syndesmya chefexa* Eichw, а ниже в спаниодонтелловые слои. Это явление указало на существование переброса, которому и обязано обнаруженное повторение нижнего сармата.

На глубине 747,5 м скважина встретила VIII группу песчаников, а на 773 м было взято несколько образцов нефтяного мкз. песка,

довольно хорошего насыщения. В виду того, что скважина бурилась „разведкой“ без закрытия верхних вод, начали подготовку к тампонажу перед встреченным нефтяным пластом. Была спущена 10-дюйм. колонна, но тампонаж произвести не удалось, т. к. ударил мощный газовый фонтан, разрушивший буровую и продолжавшийся в течение 2-х недель.

После того, как фонтан удалось заглушить водой и отстроить вышку, было обнаружено, что 10-дюйм. колонна смята и разорвана по шву настолько, что речи об исправлении ее или извлечении быть не могло, и скважину пришлось ликвидировать. Таким образом, первые две скважины получили газовые фонтаны (газ скв. №5, хотя и из другого горизонта, но близок по составу к газу из скв. №2), но достичь проектных глубин и произвести опробование интересных в смысле нефтеносности горизонтов им не удалось.

К этому времени, т. е. к концу 1929 г. уже бурилась скв. №7. Искривление ее свыше, чем на 40 град., повело к длительному перебуриванию и только в 1930 г. она достигла низов спаниодонтелловой толщи.

Здесь был обнаружен рыхлый нефтяной песок, мощностью 16 м, хорошо насыщенный и дававший с бензином темно-бурую вытяжку. Скважина бурилась вращательным способом, что позволило отобразить коронкой хорошие образцы этого песка, которые и обратили на себя внимание.

Скважина была прокарирована, при чем были отмечены высокие сопротивления в X пласте и в VIII группе песчаников, достигавшие 780 м. После этого стали готовиться к фонтану, установив над скважиной соответствующую арматуру и трапп для конденсации тяжелых компонентов газа.

Вскрытие нефтеносного песка имело своим следствием резкое усиление вышкового строительства на Малгобеке. В 1931 г. уже бурятся скважины №№6, 8, 9, 10, 11, 12, 13 и 14. Этот год и является временем наибольшего развертывания буровых работ, охвативших значительную площадь. В итоге район был пересечен 4-мя профилями по 3 скважины в каждом, за исключением восточного, где осталось только 2 скважины—№2 и №7.

Таким образом, разведочные работы в Малгобекском районе ведутся на протяжении 7 лет.

Ход их можно изобразить следующей схемой (фиг. 1).

Полевые работы ведутся один сезон.

В 1927 году вводится одна скважина №2, в 1928 №5 и в конце 1929 года №7.

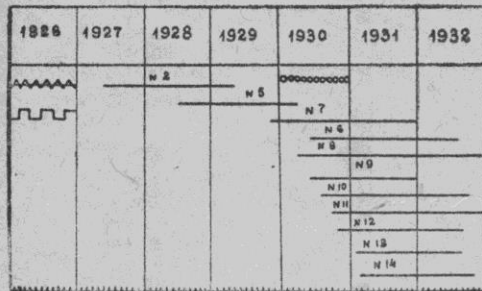
Концентрация работ начинается в 1930 году, когда вводится 6 скважин, а в начале 1931 года последние две скважины.

График показывает, что в семилетнем периоде разведок полевые работы занимают минимальное время.

На бурение одиночных скважин уходит почти три года. Бурение идет весьма медленным темпом.

Концентрация работ, несмотря на введение вращательного способа, не дала должного эффекта, благодаря растягиванию бурения отдельных скважин на три, минимум два года, которое привело к тому, что длительность этого периода составляет также около 3 лет.

Фиг. 1.



Условно обозначения  
 ~~~~~~ прим. разведка  
 □□□□ шурфовка  
 - - - - - внутр. разведка  
 ————— скважина

Теперь, после бурения 11 скважин, в которых пройдено на 1/1—1933 г. 10 414,6 метров \*) и длительности буровых работ в пять с половиной лет, необходимо еще минимум год для выявления характера промышленного значения района.

Испытание скважины № 7, закончившееся газовым фонтаном, а также наличие газонесных песков в скважине № 6, газовый фонтан в скв. № 10 и отсутствие ярко выраженных признаков нефтеносности в западном профиле, упрочили за Малгобеком репутацию газового месторождения и повели к свертыванию буровых работ. В настоящее время закончена бурением последняя скважина и ставится вопрос о разработке района на газ.

Однако, как будет видно из приводящихся ниже данных, такой взгляд на район является преждевременным, т. к. разведку на нефть в районе нельзя признать законченной.

### III. Стратиграфия.

В Малгобекском районе в пределах разведочной площади развиты третичные и послетретичные отложения.

К послетретичным относятся наносы и лесс. Наносы—завлают дно балок и представляют собой в большинстве случаев лессовидные суглинки, перемешанные иногда с гравием. Они являются, главным образом, переотложенными и переотложенными лессовыми отложениями.

Лессовые отложения—имеют большое развитие, залегая в пределах Малгобекского района и на самой вершине хребта. Залегают они покровом различной мощности, при чем

\*) В 10,414,6 метров не включены скв. № 8 глубиной 84 м. и № 11—3959 м. ликвидированные из-за сильного вскрывания с нами проходка будет 11,157,6

в пределах хребта имеют значительную мощность на краях северного и южного склонов.

Лессовые отложения представляют желтые неслоистые суглинки.

Третичные отложения представлены над-акчагыльскими (апшеронскими)?, акчагыльскими, сарматскими, спаниодонтелловыми и чокракско-спиралисовыми слоями.

К надакчагыльским слоям относятся синевато-серые песчаники, светлые мажущие глины, пески и галечники. Они возможно относятся к апшерону.

Акчагыль—не обладает большой устойчивостью по простиранию. Наблюдается различие отложений с боих склонов хребта.

Представлен он гравием и галькой с песком, зеленовато-белыми, иногда мергелистыми глинами с прослойками глинистого серого песчаника, песками и песчаниками с прослойками конгломерата из белой легкой пемзовой породы, мелкозернистыми и грубозернистыми песчаниками, прослоем песчаника с *Mastra subcaspia* Andr. и другими.

Сарматские отложения представлены, начиная от верхнего.

Верхняя часть составлена серыми глинами с буроватым и зеленоватым оттенком, чередующимися с серовато-желтыми и светло-серыми тонко и мелкозернистыми песками и песчаниками с *Mastra caspia* Eichw мощность которых достигает в отдельных случаях 20 метров.

Мощность этой пачки до 320 метров.

Ниже идут серые, серовато-бурые, реже темно серые глины. Они слоисты и часто слюдисты и содержат тонкие прослои светло-серого кварцевого, часто слюдистого песчаника. Глины, а чаще пески, содержат включения пирита. Мощность этой толщи около 100 метров.

За нею следует толща Грозненских слоев, выраженных буровато-серыми, светло серыми тонко-сланцеватыми, местами песчано-слюдистыми глинами с рыбными остатками *Ostracoda* и редкими *Mastra* sp.

Мощность верхнего сармата и грозненских слоев в Малгобекском районе, составляющая в наиболее западных скважинах до 600 метров, а в восточных около 300 метров, не является полной, так как верхняя часть этой толщи размыта.

Уменьшение мощности на восток происходит вследствие большего размыва верхнего сармата в наиболее приподнятой части складки.

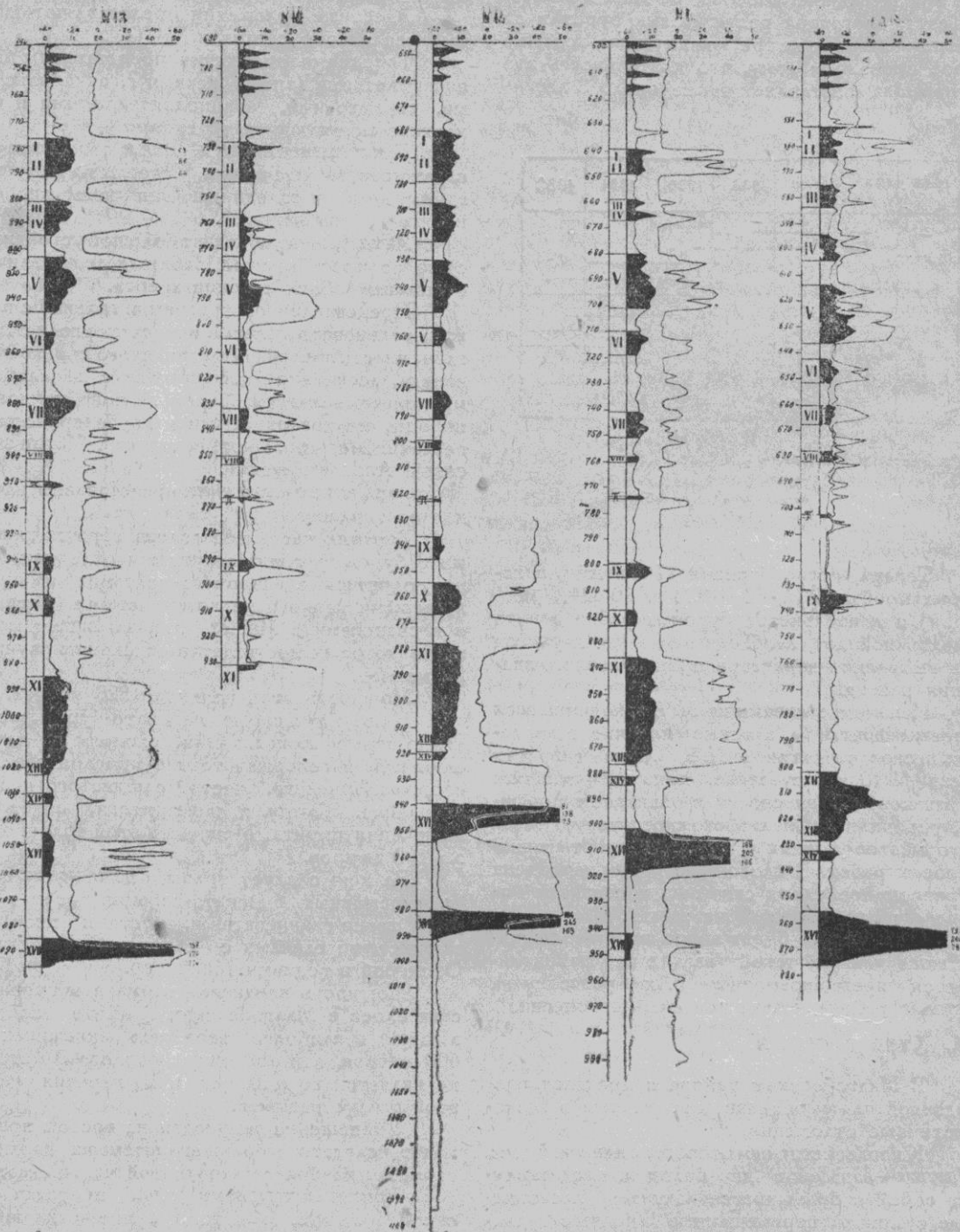
Криптомактровые слои представлены серой, пластной, слоистой, бурно вскипающей с соляной кислотой глиной, с большим количеством *Cryptomastra pes anseris* *Coralliodendron Trochus* sp., *Cardium* sp., эмбрионами пелеципод, *Ostracoda*, *Gastropoda* и рыбными остатками.

В глинах имеются тонкие прослои серых мергелей и серых песчаников.

Мощность криптомактровых слоев колеблется от 75 до 90 метров.

Нижне-сарматские отложения в верхней части сложены серыми, светло-серыми,





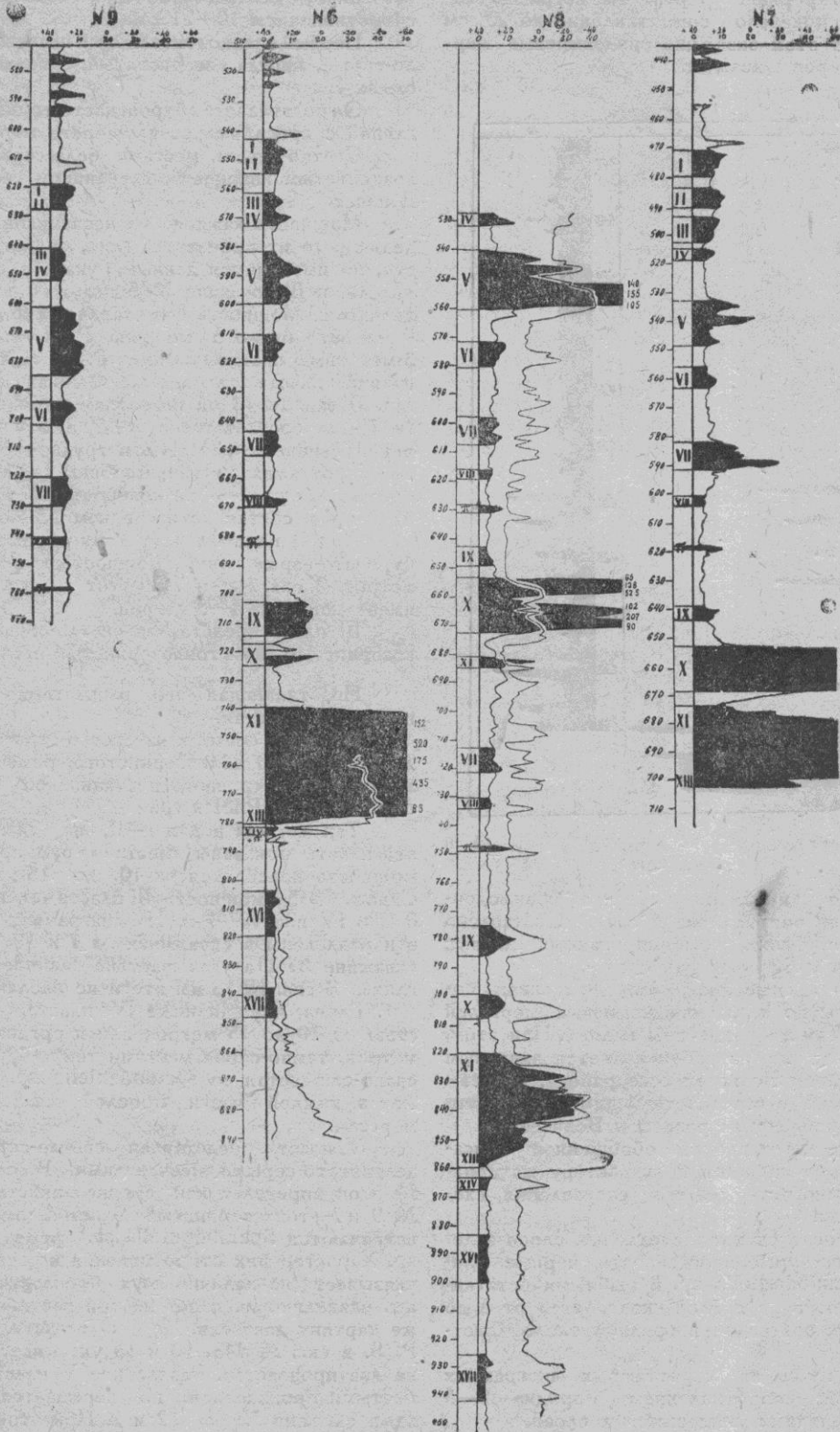
иногда темно-серыми слоистыми глинами с *Mastra Eichwaldi* Lask, *Cardium* ex. pr. *Jittoni*, *Cardium* sp., *Coralliodendron* (скваж. 10), рыбными остатками и эмбрионами пелеципод.

В глинах имеются прослои мергелей.

Нижняя часть составлена из темно-серыми и буровато-серыми слоистыми глинами с большим числом прослоев плотных серых, буровато-серых и бурых, часто доломитизированных мергелей. В них встречены *Syndesmya reflexa*

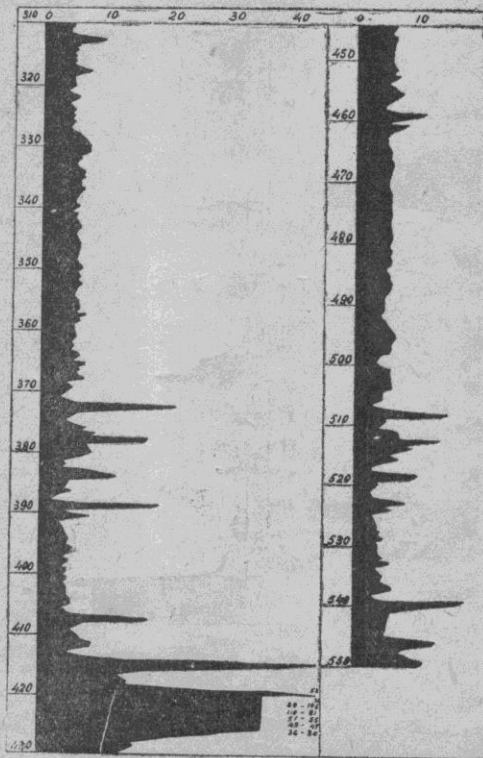
*Eichw*, *Coralliodendron*? (сква. № 14) *Ostracoda*, эмбрионы пелеципод и рыбные остатки. В скваж. № 13 встречены углистые остатки. Мощность ниже-сарматских слоев колеблется от 50 до 65 метров.

На каротажных диаграммах в синдесмиевых слоях хорошо отбиваются частые прослои мергелей, дающие сопротивление до 15 см. (фиг. 2).



Обычно на диаграммах выделяются 4 пика. Кароттирование через 0,5 метра в скважине № 6 показало сопротивление до 20 см (фиг. 3). В этой скважине синдесмиевые мергеля повторены дважды.

Фиг. 3.



Повторение нижнего сармата в скв. № 6 (зона издвига)

Ниже приводится описание спаниодонтелловой и спиралисовой свит. Составлено оно на основании комбинированных данных кароттажа и буровых разрезов.

Кароттажные диаграммы 9-ти скваж. сопоставлены по пикам синдесмиевых мергелей (фиг. 2). Там же размечены пласты. При этом, ввиду того, что Малгобек является западным продолжением Вознесенского района, разрез сравнивался с соответствующими коррективами, с обобщенным разрезом Вознесенки.

Ниже мы приводим обобщенное описание, которое является по характеру материала, послужившего для его составления, схематическим.

В кровле спаниодонтелловых слоев залегают темно-бурые, иногда почти черные глины со *Spaniodontella* sp. и рыбными остатками. Мощность этих глин колеблется от 5 до 15 метров, составляя в среднем около 10 метров.

Эти глины на кароттажных диаграммах отмечаются сопротивлением порядка 2—5 омов под пиками синдесмиевых слоев.

В подошве глин находятся прослой полосчатого кремowego и серого мергеля. Один

из мергелей, находящийся в кровле первого песчаника, отмечается почти во всех разрезах сопротивлением 10—21 ом.

Первый спаниодонтелловый песчаник светло-серый, иногда зеленоватый, мелкозернистый.

Он подстилается бурой, часто темно бурой глиной с прослоями светло-серого мергеля.

Светло-серым, местами бело-серым мелкозернистым кварцевым песчаником выражен II пласт.

Мощность каждого из песчаников и разделяющего их пропластка глин, в отдельности, по имеющимся данным, указать затруднительно. В скважине № 5 пласты I и II выделяются. Мощность I составляет около 4,5 м, II—имеет около 5 метров. Разделены они 3-метровым пластом глины P. S. показывает наличие пласта глины в скважинах № 10 и 11а. В скв. № 13 он не наблюдается. В скв. № 7 дает соответственно 6, 5, 3, 5 и 6 метров. Обычно же пласты эти трудно выделить и на кароттажах (фиг. 2—показаны I—II пласты вместе). Мощность их колеблется от 18 до 12 метров, составляя в среднем 15 метров.

Под II пластом идут темно-бурые, реже буровато-серые глины, мощностью около 10 метров. В скв. 5-й и 7-й этот пласт глины имеет мощность 4—5 метров.

III пласт представлен светло-серым, мелкозернистым, реже тонкозернистым песчаником.

Подстилающая его глина темно-бурая песчано-слюдистая.

IV пласт состоит из светло-серого, иногда буро-серого мелкозернистого, реже тонкозернистого, кварцевого песчаника со *Spaniodontella* sp. и *Pholas* sp.

Так же, как и для I—II, на диаграммах эти пласты показаны вместе и суммарная их мощность колеблется от 10 до 15 метров. Скваж. № 5—мощность III пласта 4 м, глины—3 м и IV пласта—7 м. На диаграммах пласты эти разделены в скважинах № 7 и 10. P. S. в скважине № 11а указывает на наличие пласта глины. В скв. № 13 мы этого не наблюдаем.

Глина, идущая ниже IV пласта, мощностью от 10 до 15 метров или в среднем в 12 метров, темно-серая, местами темно-бурая, песчано-слюдистая со *Spaniodontella* sp. содержит в нижней части прослой желто-серого мергеля.

V пласт представлен светло-серыми и зеленовато-серыми песчаниками. В скважине № 5 он определен как среднезернистый, а в № 9 и 7—тонкозернистый. В нем весьма часто встречаются *Spaniodontella* sp. реже *Pholas* sp. Характер пик сопротивления в скв. № 7 указывает на наличие двух пропластков глины, разделяющих пласт на три части. Такую же картину дает скв. № 8 и отчасти № 10. P. S. в скв. № 11а, 10 и 13 указывает также на два пропластка. Разделение V пласта глинистыми пропластками подтверждается разрезами скважин № 8а, 12 и 2. При этом в глине отмечен пропласток зеленовато-серого мергеля.



Общая мощность V пласта с прослойками глины составляет от 18 до 22 метров или в среднем 20 метров. Максимальную мощность около 10 метров имеет нижняя часть пласта.

Далее идут темно-бурые песчаные слоистые глины, чередующиеся с темно-серыми. Мощность их 8—12 м и в среднем 10, редко менее.

VI пласт состоит из зеленовато-серого, реже темно-серого, мелкозернистого песчаника, мощностью около 9 метров. В нем встречены *Spaniodontella* sp., рыбные и растительные остатки.

Подстиляется он темно-бурыми, переслаивающимися с темно- и буровато-серыми, часто песчаными, слоистыми глинами с прослойками светло-серого мергеля. Мощность их от 15 до 20 метров или в среднем около 18 метров. В этих глинах почти во всех скважинах встречены *Spaniodontella* sp.

VII пласт выражен зеленовато-серым, реже темно- и буровато-серым мелкозернистым песчаником. В скважине 8а он определен как крупнозернистый. Мощность его 10 м.

Идущие ниже глины, сверху зеленовато-серые, внизу переходят в темно- и буровато-серые. В этих глинах встречены *Spaniodontella* sp. Прослойки коричневого мергеля с большим количеством эмбриональных *Spaniodontella*, а также пирита. Мощность их в среднем около 10 м.

VIII пласт представлен светло-серым, часто зеленоватым, реже буровато-серым мелкозернистым песчаником. В скважине № 12 он определен как тонкозернистый, а в № 6 как среднезернистый, неравномерно отсортированный. Мощность его не велика, колеблясь в пределах 3—5 м, или в среднем около 4-х метров.

Ниже идут темно-бурые, переходящие в темно-серые, сланцевые песчано-сланцевые глины с кристаллами пирита, рыбными остатками, пеллециподами и *Spaniodontella* sp. В глинах большое количество прослоев желтоватых, темно-серых мергелей и прослоев песчаника. В этом интервале находится плейстатический мергель п. К. А. Прокопова. Он нами отмечен на диаграммах.

Мощность этих глин колеблется от 30 до 40 метров, составляя в среднем 35 метров.

IX пласт представлен буровато-серым или светло-серым песчаником. В скважине № 6 он определен как среднезернистый. Мощность его в 5—6 метров.

Подстилающие глины имеют темно-бурю и темно-серую окраску. Они содержат кристаллы пирита и прослойки светло-серых и темно-серых мергелей. Мощность их в среднем около 10 метров.

X пласт выражен светло-серым, зеленовато-серым, реже буровато-серым, мелкозернистым, слегка глинистым песчаником. В скважине № 12 он определен как тонкозернистый. Мощность его 7—8 метров. Это подтверждается и разрезом скв. № 5. Несколько повышен-

ную мощность порядка 15—17 метров показали диаграммы в скв. № 7 и 8а.

Залегающие ниже темно-серые, чередующиеся с темно-бурыми, глины содержат кристаллы пирита и во многих скважинах в большом количестве рыбные остатки. Встречаются так же *Spaniodontella* sp. Глины эти содержат прослойки мергеля. Мощность их около 15 метров.

XI—XIII пласты, объединяемые по номенклатуре К. А. Прокопова для Вознесенского района в VIII группу песчаников, являются великолепным маркирующим горизонтом. Они хорошо отмечаются во всех разрезах и особенно каротажных диаграммах. В последних 40-метровая толща песчаников отмечается как по высоким сопротивлениям в скважине № 7 в надвинутой части и в №№ 6 и 8а поднадвиговой—в восточной части района, так и по небольшим в скважинах №№ 10, 11а, 14 и 13 на западе. Эта группа отмечается и на Р. S. в скважинах № 13, 14, 11а, 6 и 8а.

По данным скважин XI—XIII пласты представляют собой светло-серый зеленоватый кварцевый мелкозернистый песчаник. В скважине № 14 он отмечен как тонкозернистый, криво слоистый с тонкими прослойками глины. Тонкозернистость отмечена и в скважине № 6.

То, что эта группа не представляет собой одного песчаника, а разделена на несколько, говорят прослойки глины, отмеченные в нескольких скважинах (14, 8а, 5, 12 и др.) На это же указывает кривая Р. S. в скважинах № 8а и 11а. Кривая омического сопротивления в скважине № 8а (под надвигом) позволяет считать, что в VIII группу входят три песчаника. Подобную же картину дает цифровой материал диаграммы скважины № 6.

Как указывалось, мощность песчаников этой группы, вместе с глинистыми прослойками, составляет 40 метров. Ниже идет 5—7-метровый пласт темно-бурых, почти черных глин.

Под ним залегает, в западной части района, светло-серый мелкозернистый, а на востоке—буровато-серый тонкозернистый песчаник. В скважинах он, находясь под мощной VIII группой, редко отбивается. Он отмечается каротажными диаграммами и особенно кривой Р. S. Назван он нами XIV пластом, мощность его невелика—2—5 м, или в среднем около 3-х метров.

В скв. 13 он имеет мощность 6 метров.

Этим и заканчиваются спаниодонтелловые слои, имеющие мощность в среднем 260 метров.

Чокракско-спириалисовые слои начинаются темно-бурыми, слюдисто-песчаными сланцеватыми глинами с прослойками мергеля со *Spiralis*. В глинах встречены мелкие *Spaniodontella* sp. с большим количеством *Syndesmya alba wood* и *Solen* sp.

В этой глине только в скважине № 10 отмечены пропластки песчаника со *Spaniodontella*. Их надо, видимо, считать аналогами XV пласта. Каротажом, ни кривой сопротивлений, ни Р. S. этот пласт не отмечается. Только в

виду укоренившегося наименования для ниже-лежащего песчаника—XVI пласт, мы его и оставляем. На диаграммах XV пласт нигде не отмечен (фиг. 2). Общая мощность глин между XIV и XVI пластами колеблется от 12 до 18 метров и составляет в среднем 15 метров.

XVI пласт выражен серым, желтовато-серым мелкозернистым песчаником, мощностью около 15 метров.

Ниже идет темно-бурая песчаная глина со *Spirialis Spaiodontella* sp. и *Syndesmya alba wood*, мощностью около 20 метров.

XVII пласт. Ниже XVI пласта в 20 метрах в западных скважинах №№ 13 и 14 отмечаются высокие сопротивления, соответствующие XVII пласту. Образцами он представлен весьма плохо. В разрезах указанных скважин ему соответствуют прослойки светло-серого мелкозернистого песчаника с *Syndesmya alba wood*. Этот пласт нами отмечен и на диаграммах других скважин (фиг. 2). Мощность его около 10 метров.

Ниже следует толща темно-бурых и зеленовато-серых, местами песчаных глин со *Spirialis Syndesmya alba wood* и *Nassa restituta Font.* Мощность этих глин около 20 м.

XVIII пластом могут быть условно названы прослойки зеленовато-серого, местами не смачивающегося, мелкозернистого песчаника, который вместе с темно-бурыми, слабо песчано-слюдистыми глинами образует песчано-глинистую пачку; мощностью около 15 метров. Эта пачка прослеживается в скважинах № 6, 10 и 14. Отмечена она нами ввиду наличия в ней признаков нефтеносности в скважинах № 6 и 10.

Ниже идет глинистая часть чокракско-спириалисовых слоев. Она представлена темно-бурыми и зеленовато-серыми, иногда песчанистыми глинами, с тонкими прослойками песчаника, светло-коричневого мергеля и включениями пирита. В глинах встречены многочисленные *Spirialis*, *Cryptodon*, *Sinuosis Don*, *Syndesmya alba wood*, *Foraminifera* и рыбные остатки. Эти глины вскрыты скважиной № 10 на 160 м, а в № 6 на—110 метров.

Общая мощность чокракско-спириалисовых слоев, вскрытых скважинами, составляет 250 метров.

#### IV. Тектоника.

Являясь западным продолжением Вознесенской складки и сохраняя некоторые характерные черты ее, Малгобекская антиклиналь настолько своеобразна, что выделение ее в самостоятельную тектоническую единицу напрашивается само собой. Тогда как главная Вознесенская антиклиналь на всем протяжении представляет разорванную складку с надвинутым на северное южным крылом, Малгобекская представляет ассиметрическую складку со скашиванием и надвиганием то к северу, то к югу. Наибольшее сходство с Вознесенской структурой обнаружено, как и следовало ожидать, в восточной части района, по профилю буровых № 7—№ 2 (см. разрез С—N фиг. 4).

При углублении после испытания скважины № 7 были встречены под крутым углом ниже-сарматские отложения, а затем снова спаниодонтелловые, по которым скважина углублялась до 960,5 м.

Если вспомнить, что скв. № 2 попала в круто залегающие породы, примерно, в середине спаниодонтелловой толщи, то построение на разрезе С—N становится вполне понятным и логичным. Однако, по мере удаления от этого профиля к западу, сходство с Вознесенкой довольно быстро исчезает вместе с надвигом, который, постепенно уменьшаясь в амплитуде, на профиле Е—F (фиг. 5) уже обращен к югу, а далее на запад почти совсем не прослеживается. Т. о. западная половина, являясь нормальной антиклинальной складкой, совершенно отлична от Вознесенского района.

Как уже упоминалось выше, осевая часть Малгобекской складки сложена породами верхнего сармата, что также является весьма выгодным отличием от Вознесенской антиклинали, т. к. здесь мы имеем надежный глинистый покров, отделяющий срединноморские слои от поверхности. Но наличие в пределах Малгобекской складки такого мощного развития верхне-сарматских отложений нельзя считать непрерывным и постепенным погружением к западу главной Вознесенской антиклинали. Дело в том, что наибольшее поднятие Малгобекской складки находится в районе профиля Е—F (что отражается и на орографии: высший пункт—гора Малгобек), а по направлению к востоку мы имеем медленное, но вполне определенное погружение (профиль С—N).

Таким образом, между западной частью Вознесенской складки (уч. Бековичи) и восточной частью Малгобекской следует признать наличие синклинального прогиба, а возможно, и смещения сбросового порядка, благодаря которому вся Малгобекская антиклиналь явилась опущенной по отношению к Вознесенке. Однако, конкретных указаний на существование смещения мы пока не имеем.

Так или иначе наличие синклинального прогиба между Вознесенкой и Малгобеком, независимо от существования поперечного смещения, делает индивидуальность Малгобекской антиклинали достаточно очевидной, несмотря на то, что генетически она принадлежит к одной структуре с Вознесенской складкой.

Из рассмотрения профилей Е—F и С—N, помимо пологого погружения складки к востоку, видно, что между этими профилями скошенность складки меняет направление с северного на южное, если смотреть с востока на запад. По данным полевых работ К. А. Прокопова этот „винтообразный поворот“ осевой плоскости имеет место несколько восточнее г. Малгобек, или, что все равно, профиля—Е—F. Таким образом, полевые наблюдения полностью подтверждаются результатами буровых работ, дополняя их новыми данными о надвиге, весьма четко вырисовывшемся скважинами № 5 и № 6. Серия плотных синдесмие-



вых мергелей служит прекрасным опорным горизонтом при корреляции скважин по каротажным диаграммам, т. к. их конфигурация настолько характерна, что этот горизонт резко выделяется среди остальных. Приводимая каротажная диаграмма (фиг. 3) скв. № 6 иллюстрирует надвиг, пересеченный данной скважиной. После нижнего сармата и части спаниодонтелловых слоев мы снова встречаем нижний сармат и горизонт мергелей повторяется с большой точностью, после чего следует вся толща спаниодонтелловых отложений.

Пояснение обозначений к Фиг. 4, 5, 6 и 7

- Акчагыла
- Верхний Сармат и Грозненские слои
- Криптомактр-ровые слои
- Нижний Сармат
- Спаниодонтелловые слои
- Чокривско-стиппильные слои
- Глициния

Фиг. 4

Переходя к следующему на запад профилю С—D (фиг. 6) мы встречаем надвиг в его затухании, в виде увеличения мощности спаниодонтелловой толщи и срезания верхней части VIII группы и имеем незначительно скошенную к югу складку с ярко выраженной тенденцией погружения к западу. Угол падения северного крыла близок к  $15^\circ$ , а южного к  $20^\circ$ .

Переход от разорванной складки к

Фиг. 5

к западу. Сам купол принимает форму широкого свода, что на геологической карте отражается в виде расширения полосы верхне-сарматских образований, окаймляемых несогласно налегающим акчагылом. Западнее складка продолжает погружаться и целиком уходит под покров акчагыла.

Разведка профилями дала материал для построения структурной карты. Конечно, при наличии в районе, имеющем протяжение между крайними профилями около 7 км. и сравнительно сложной тектонике в восточной части, при наличии всего 11 скважин, карта будет самой схематической.

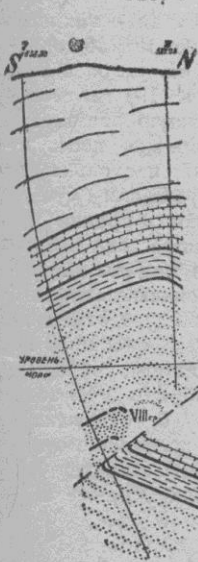
Однако, и такая схематическая карта является не бесполезной, так как уточнит представление о тектонике района и внесет большую ясность в характер распределения газа, воды и нефти.

Опорным горизонтом для построения структурной карты избрана кровля спаниодонтелловых слоев. Результат построения приведен на фиг. 8. (см. стр. 22)

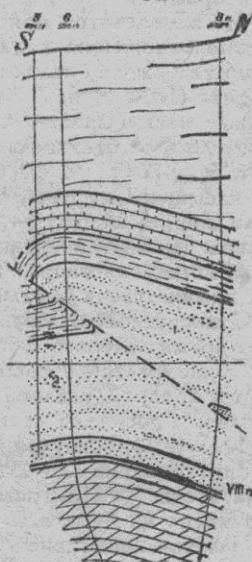
Карта, более точная для западной части района, показывает погружение складки на запад, при чем в профиле А—В мы имеем лишь южное крыло складки. В восточной части района схематически показана линия пересечения винтообразно поворачивающейся плоскости разрыва с кровлей спаниодонтелловых слоев. К востоку от этой линии приведены горизонталь южного надвинутого крыла профиля С—N, которое в профиле Е—F уже находится под надвиговой плоскостью. Эта по-

Фиг. 6

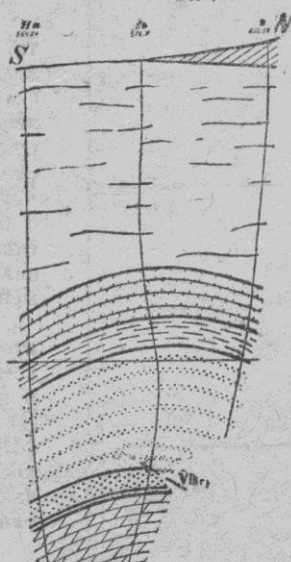
Фиг. 7



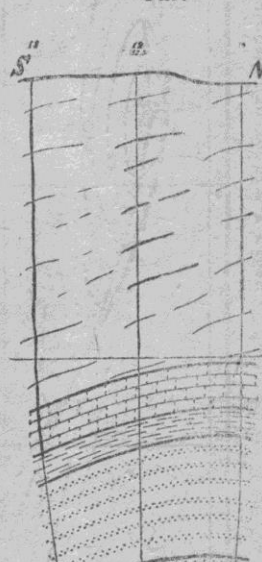
Профиль G—N



Профиль E—F



Профиль C—D



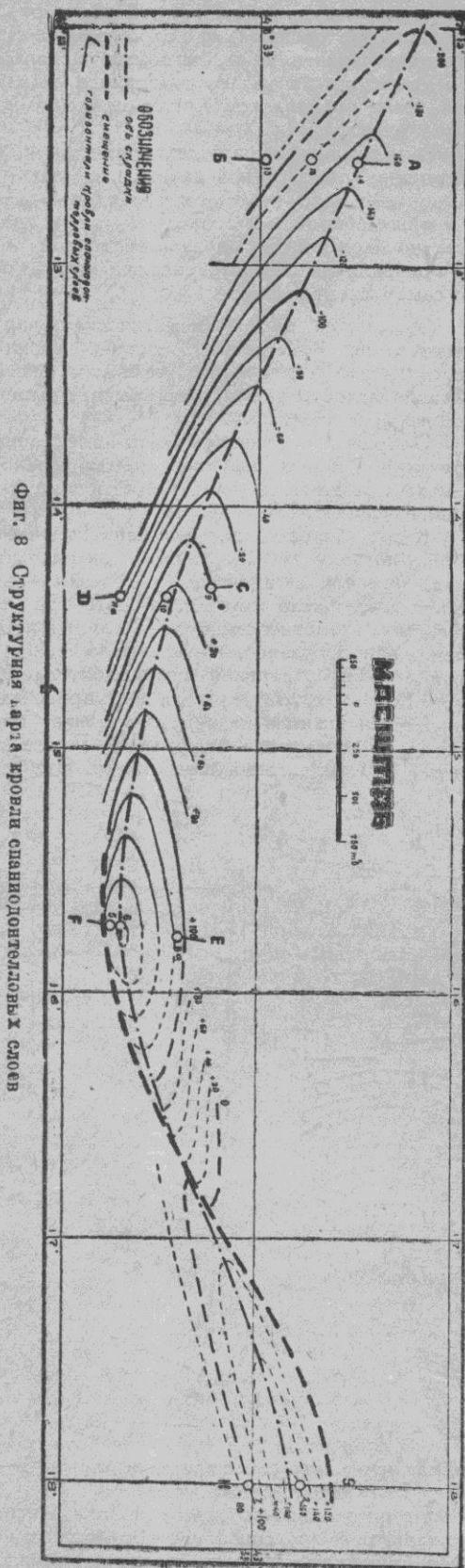
Профиль A—B

нормальной, по всей вероятности, имеет место в районе профиля С—D.

Наконец, рассматривая крайний западный профиль А—В (фиг. 7), мы видим довольно пологую антиклиналь, ось которой проходит близ скв. № 14 и еще больше погружается

следняя часть карты между профилями Е—F и С—N является весьма условной.

Помимо описанной главной Малгобекской антиклинали в восточной части района, к ней с юга примыкает вторая складочка, являющаяся непосредственным продолжением южной



Фиг. 8 Структурная карта кровли спянодонтегловых слоев

Вознесенской антиклинали. Она намечается по данным шурфовки К. А. Прокопова, но буровыми скважинами не затронута. К Малгобекской антиклинали она примыкает с юго-востока под острым углом и западнее горы Малгобек не прослеживается.

Итак, в тектоническом отношении Малгобекский район может быть разделен на две части: западную и восточную. В то время как западная является нормальной антиклиналью, погружающейся к западу под углом около  $5^{\circ}$ , восточная часть представляет разорванную складку с надвиганием южного крыла на северное и наоборот, при чем амплитуда надвига уменьшается к западу и далее складка принимает нормальную форму. Кроме того, восточная часть осложнена примыканием с юга вторичной складки. Границу между западной и восточной частями можно провести по профилю С—D.

#### V. Нефтеносность и газоносность

Как и в Вознесенском районе нефтеносность приурочена главным образом к спянодонтегловым слоям; газоносностью же обладает кроме того и чокракско-спиралисовая толща.

Как уже упоминалось в стратиграфическом очерке, почти все песчаники Вознесенского разреза прослеживаются в Малгобекских скважинах. Но достоверных нефтеносных горизонтов мы имеем только 2—VIII группа и XVI пласт.

Мощность этих песчаников достигает соответственно 40 и 15 м, что при значительной пористости делает их весьма хорошими коллекторами.

Что же касается присутствия в них нефти, то по отношению к VIII гр. можно определенно утверждать наличие ее, т. к. в 5-ти скважинах (№№ 5, 6, 7, 8а и 10) мы имели нефтяные пески, давшие хорошую темно-бурную вытяжку с бензином. Образцы песка из скв. №№ 5, 7, 8а и 10 были настолько хорошо насыщены нефтью, что марали бумагу и были жирны на ощупь. При бурении же скважины № 8а в поднадвиговой зоне наблюдались выбросы раствора и при подъеме инструмента нижние свечи бывали испачканы нефтью.

Относительно XVI пл. следует отметить, что во время газового фонтана вместе с газом выбрасывалась в распыленном состоянии и нефть, которой удалось собрать 5—6 тонн. Это пласт прослежен также и скважинами №№ 11а, и 14, обнаруживая высокое омическое сопротивление (до 295 см.) Образец его, взятый в скв. № 11а, оставлял жирные нефтяные пятна на бумаге.

Начатое испытание XVI пл. в скв. № 14 сопровождалось газовыми выбросами, при чем были обнаружены и признаки нефти.

На Малгобеке зафиксировано 3 определенно газоносных горизонта (I, VIII гр., XVI) из которых 2 последних, помимо газа, показали весьма существенные признаки нефти. Кроме того, обращают на себе внимание пласты V, X и XVII, обладающие хорошо выраженным повышенным сопротивлением (см. фиг. 2), достигающим 165—440 см. Эти пласты ми



одной из скважин не испытывались (если не считать газов. фонтана в скв. № 7, очевидно кроме VIII гр. и за счет X пл.), но они представляют несомненный интерес и причину высоких сопротивлений необходимо установить.

Краткие сведения о фонтанах на Малгобеке помещены в статье Б. М. Викторова\*), но они характеризуют лишь газоносность спаниодонтепелловой толщи. Фонтан же из скв. № 10 с XVI пл. был получен позже, 14 июня 1932 г.

Краткая история этого фонтана такова: скв. № 10, доведенная к началу 1932 г. до глубины 1096,5 м, в процессе бурения XVI пл не обнаружила, т. к. он оказался в интервале между отобранными образцами. При каротировании скважины на глубине 855—870 м были обнаружены сопротивления до 295 ом, соответствующие по разрезу XVI пл. Перед испытанием его был установлен ниже подошвы пласта цементный мост, а перед ним произведен тампонаж „С“ колонной. Во время испытания тампонажа при понижении уровня раствора ударил мощный газовый фонтан с начальным давлением свыше 60 атм., т. к. выбросило более 600 м столба раствора. Закрывание задвижки не помогло, т. к. выбило плашки и скважина продолжала фонтанировать газом с небольшим содержанием нефти в распыленном виде.

После шестидневного фонтанирования скважину удалось герметизировать и устано-

вить манометр. Наблюдение за фонтаном, производившееся Газовой К-рой „Грознефти“, позволило установить следующее:

Максимальное давление на манометре, при закрытой головной задвижке — 44 атм.

При открытии задвижки на 1/2 нитки давление падало до 28—30 атм. и дебит газа составлял около 125.000 м<sup>3</sup> в сутки.

Уд. вес газа 0,5799—0,59. CO<sub>2</sub> = 1 проц. O<sub>2</sub> — нет; t<sup>0</sup> газа 15° С.

Анализы 2-х проб газа, из которых 1-я взята при открытом фонтанировании, а 2-я после герметизации устья, показали следующее:

| Содержание              | 1 проба | 2 проба |
|-------------------------|---------|---------|
| CO <sub>2</sub> (об. %) | 0,2%    | 0,1%    |
| O <sub>2</sub> (об. %)  | 0,8%    | 1,6%    |
| удельный вес            | 0,772   | 0,665   |
| удельный вес            | 0,553   | 0,571   |
| углев. части            |         |         |

Удельный вес указывает на наличие почти чистого метана.

Суммируя весь фактический материал по нефти- и газопроявлениям Малгобекских скважин в пределах 3-х основных горизонтов, имеем следующую картину:

| № скв. | I пл. | Нефтепроявления.              |                                    | Газопроявления |                            |                      | ПРИМЕЧАНИЕ                                              |
|--------|-------|-------------------------------|------------------------------------|----------------|----------------------------|----------------------|---------------------------------------------------------|
|        |       | VIII гр.                      | XVI пл.                            | I пл.          | VIII гр.                   | XVI пл.              |                                                         |
| 2      | —     | не достигла                   |                                    | Фонтан         | не достигла                |                      |                                                         |
| 5      | —     | жир. нефт. песок              | не достигла                        | —              | фонтан                     | не достигла          |                                                         |
| 6      | —     | плен. и струйки нефти в расг. | —                                  | —              | омич. сопротив. до 520 ом. | фонтан               |                                                         |
| 7      | —     | жирн. нефт. песок             | не достигла                        | —              | фонтан                     | не достигла          | Газов фонт. из X пл.                                    |
| 8а     | —     | жирн. нефт. песок             | менее жирн. песок                  | —              | выбросы раствора           |                      | Подготовка к испытанию                                  |
| 9      | —     | не достигло                   |                                    | —              | не достигло                |                      |                                                         |
| 10     | —     | Жирн. нефт. песок в кровле    | Выбросы нефти в распыл. состоянии. | —              | —                          | фонтан               |                                                         |
| 11а    | —     | —                             | Жирн. нефт. песок                  | —              | —                          | сопротив. до 205 ом. | Подготовка к испытанию                                  |
| 12     | —     | —                             | не достигла                        | —              | —                          | не дост.             |                                                         |
| 13     | —     | —                             | —                                  | —              | —                          | —                    | Сопротивл. до 165 ом в XVII пл. Подготовка к испытанию. |
| 14     | —     | —                             | Признаки нефти при выбросах        | —              | выброс. раствор            | сопротив. до 130 ом. |                                                         |

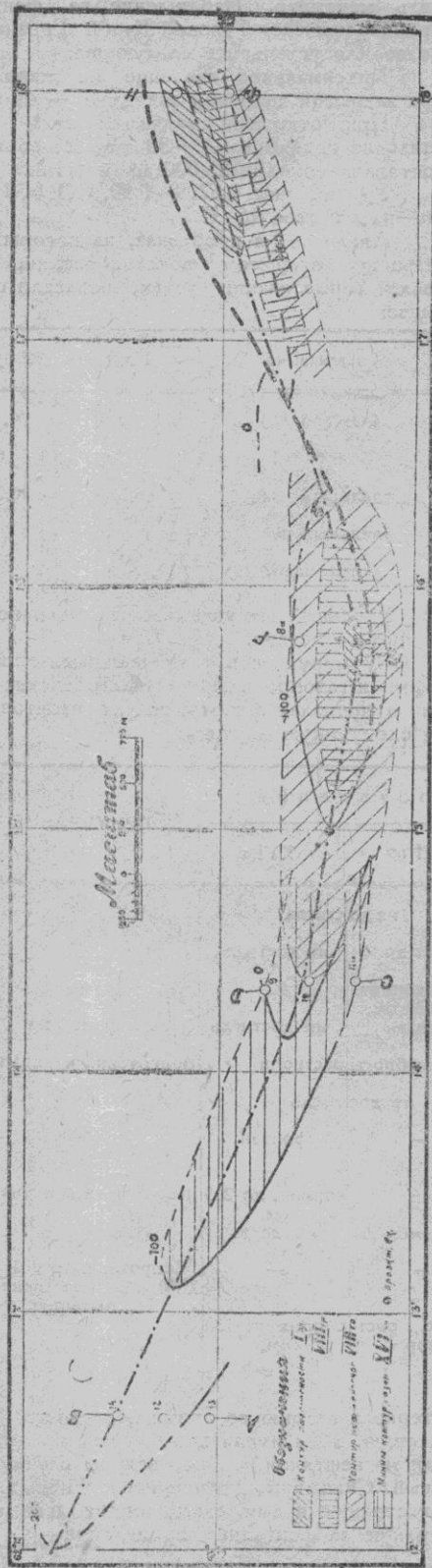
Из всех 11 скважин 4 дали газовые фонтаны, 4 готовятся к испытаниям, 2 ликвидированы по техническим причинам, не достигнув проектных горизонтов и одна — (№ 6)

потерпела аварию во время подготовки к испытанию, хотя имела все шансы на фонтан, если не нефтяной, то, во всяком случае, газовый. Скважины, готовящиеся к испытаниям в настоящее время, также имеют данные, говорящие за фонтанные проявления.

\*) „Газ на разведочных площадях Грознефти“ — Грозненский Нефтяник № 3—4 за 1932 г.



Fig. 9. Ориентировочные контуры газоносности и нефтеносности



Теперь постараемся разобраться в вопросе, невольно напрашивающемся само собою: почему же ни одна скважина, несмотря на наличие в некоторых из них жирных нефтяных песков, не получила сколько-нибудь заметно го притока нефти?

Обращаясь снова к рассмотрению схематических профилей и структурной карты, мы видим, что все фонтанные скважины расположены в присводовой части антиклинали и т. о попали в контур „газовой шапки“. Наибольшие же признаки нефтеносности показали скважины, наиболее удаленные от оси.

Рассмотрим отдельно все три горизонта о которых говорилось выше.

Первый спаниодонтелловый песчаник только в скваж. № 2 ударного бурения проявил себе как газоносный и при том фонтанный. Скваж. № 2 расположена на куполе. Все же остальные скважины, за исключением № 5, бурились вращательным способом, а поэтому даже в случае наличия газа в пласте, давление столба раствора на забой всегда могло превысить пластовое и, следовательно, газоносность пласта могла остаться незамеченной. Что касается скваж. № 5, то она во-первых, встретила 1-й пласт только под надвигом в южном крыле при гипсометрической разнице между соответственной глубиной скваж. № 2 в 120 метров, а во-вторых, скваж. № 5 и все остальные — (кроме № 7) расположены к западу от винтообразного поворота оси складки, который мог локализовать газоносность первого пласта в восточной части района. Не исключена возможность насыщения газом 1-го пласта за счет проникновения его по плоскости надвига.

Переходя к VIII группе спаниодонтелловых песчаников, мы видим, что скваж. № 5 и 7, встретившие этот горизонт опять таки в присводовой части складки, получили газовые фонтаны. Отбор пород в этих скважинах показал, что в низах VIII группы песчаник довольно хорошо насыщен нефтью, чего не наблюдалось в верхней части пласта, где имеет место насыщения его газом. Отсутствие притоков нефти в этих скважинах вполне естественно, так как приток газа с высоким давлением оттеснил нефть от забоя и мы получили фонтан чистого газа с давлением в устье скважины до 40 атм.

Скважина № 10 и 11а профиля С—D охарактеризовали VIII группу совсем иначе. Скваж. № 10, расположенная в сводовой части складки в верхах VIII группы, имела хорошо насыщенный нефтяной песок, мощностью в 1,5—2 метра, сменившийся ниже промытым кварцевым песком, видимо водоносным. Скважина 11а, расположенная на южном крыле по всей мощности VIII группы имела водоносный песок всюду хорошо смачивавшийся Н С. Это явление также вполне понятно, так как профиль С—D расположен уже на погружении оси к западу и гипсометрическая разность отметок кровли VIII гр. скваж. № 6 и № 10 равна 76,0 метрам.

Фиг. 10

Еще далее к западу скважина №12 не обнаружила в пределах VIII гр. никаких признаков нефтеносности. Т. о. скважины центральной части района врезались в „газовую шапку“ VIII гр., а скважины западных профилей оказались за контуром ее нефтеносности. В скв. №8а, по данным геолога А. Н. Ожухинко, VIII гр. при бурении показала признаки нефтеносности.

XVI пласт, давший фонтан газа с примесью нефти в скв. №10, был прослежен скважинами №11а и №14, которые расположены ниже по падению и погружению оси от №10. Он показал в них признаки нефтеносности, не обнаружив в то же время воды. Предполагаемые испытания этих скважин должны дать, если не полный, то хотя бы приближенный ответ на вопрос о нефтеносности и газоносности XVI пласта.

В результате приходится заключить, что неполучение нефти на Малгобеке объясняется вовсе не отсутствием ее, а расположением скважин, с одной стороны (для первого пласта и VIII группы)—и незаконченными работами по испытанию,—с другой (XVI пл.)

Мало того, в настоящее время уже имеется возможность наметить ориентировочные контуры газоносности и нефтеносности в пределах разведанной (хотя далеко и не полно) площади. Так I пласт, видимо имеющий значение только как газоносный, можно оконтурить, как показано на фиг. 9, по крайней мере для восточной части района, с известной степенью достоверности. Контуры газоносности и нефтеносности VIII группы показаны там же на основании вполне достоверных данных. В тех местах, где они более или менее проблематичны, контуры показаны пунктиром. Относительно контуров XVI пласта, поскольку испытание его еще не закончено, говорить несколько преждевременно, хотя можно наметить минимальный контур его газоносности.

Приведенные контуры нефтеносности и газоносности позволяют отметить некоторые особенности в характере определения нефтеносных горизонтов.

В то время как в восточной части продуктивные верхние песчаники, по мере продвижения на запад, становятся водоносными, продуктивность обнаруживают более нижние пласты, являющиеся в восточной части глинистыми. Приводимая фигура 10 иллюстрирует эту закономерность.

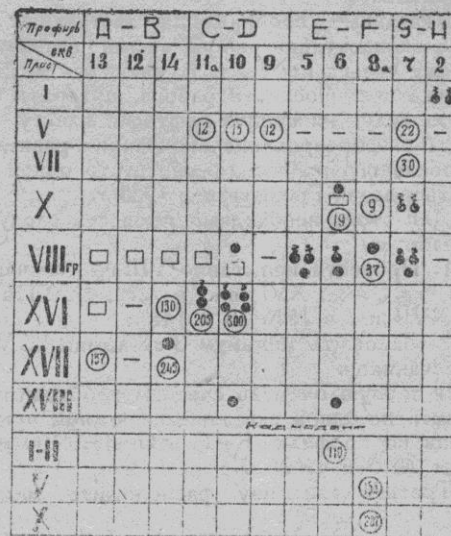
## VI. Итоги и выводы

Малгобекский район является одним из немногих, давших положительные результаты в системе разведок Грознефти.

Здесь мы имеем благоприятную структуру, обладающую достаточным количеством коллекторов, насыщенных газом и нефтью.

Из них наибольшее значение имеют I пл., VIII гр. и XVI пл. имеющие 6, 40 и 15 м мощности.

Кроме того, имеется ряд пластов (V, X, XVII) также заслуживающих внимания.



Символы обозначения:  
 ☉ — газ. фонтан  
 ☉ — признаки нефти  
 ☉ — признаки газа  
 ⊙ — Максимальная насыщенность газом  
 ⊙ — Не унитарная пор. нефти  
 ☐ — границы воды

Этими результатами мы обязаны правильно поставленной профильной разведке и, в значительной мере, применению кароттажа.

Малгобекский район является примером, подтверждающим правильность принятой в разведке концентрации буровых работ. Эффект разведки был значительно снижен темпом бурения (многочисленные остановки) и плохим качеством работы (исправление, перебуривание, аварии, неудовлетворительный отбор пород).

Несмотря на эти дефекты, недопустимо затянувшие разведку месторождения и оставившие неразрешенными целый ряд вопросов, в настоящее время получена возможность построения, хотя бы и схематической, структурной карты и намечения ориентировочных контуров продуктивности наиболее важных горизонтов.

Это позволяет наметить план первоочередных работ. Проведение их в 1933 г. должно дать ответ на вопрос о характере промышленного значения Малгобекского района.

В случае подтверждения предположений о нефтеносности отмеченных выше горизонтов за контуром газовой шапки, Грознефть получит столь необходимый новый промышленный район. Наличие в газовой шапке давления порядка 40 атм. позволяет рассчитывать на получение фонтанной добычи.

Протяженность района между крайними профилями в 7 км, при значительной ширине, вместе с указанными выше благоприятными факторами, ставят район в число перворазрядных.

В случае же обнаружения работами 1933 г. отсутствия промышленной нефти район нужно будет отнести к чисто газовым. Это позволит приступить к разработке его, как газового, при чем для эксплуатации в 1934 г. можно бу-



дет использовать некоторые пробуренные ранее скважины.

Указанные соображения заставляют до начала эксплуатации района на газ закончить разведку его на нефть, т. к. иначе мы можем, в случае нефтеносности района, потерять основную силу, движущую нефть по пласту.

Т. о. форсирование окончания разведки Малгобекского района должно стать одной из основных задач Грознефти в 1933 г.

Для этого необходимо провести следующие работы:

1. Провести испытание VIII гр. песчаников в скв. № 8а, XVI пл. в скв. №№ 11а и 14 и XVII пл. в №№ 13 и 14.

2. Заложить минимум 3 скважины на VIII гр. песчаников.

В первую очередь считаем необходимым заложить по одной скважине на южном крыле складки по профилям Е—F и G—H в 100 м к югу от № 5 и от № 7.

Третью скважину расположить между

профилями С—D и Е—F. Точки проектируемых буровых указаны на фиг. № 9. Последнюю скважину можно бурить с уменьшенным отбором пород коронкой, оставив его только в местах ожидаемых маркирующих горизонтов проектного разреза. Это позволяет сделать наличие структурной карты и применение кароттажа.

3. В зависимости от результатов испытаний XVI и XVII пл. заложить минимум одну скважину западнее профиля С—D на эти пласты.

4. Кроме того, заложить одну скважину в районе винтообразного поворота оси между профилями Е—F и G—H, которую провести сплошной коронкой для установления деталей тектоники, выяснения характера насыщения верхних песчаников (V, VII, X), а также и VIII гр., с тем, чтобы, в случае обнаружения нефтяных песков и высоких сопротивлений, произвести на обратном ходу испытание, особенно верхних песчаников, и т. о. решить вопрос об их промышленной ценности.

- Литература:
1. К. А. Прокопов. Малгобекский район—неопублик. доклад в архиве Грознефти.
  2. М. Ф. Двали. Отчет по гидрогеологическим работам в Алхан-Чуртской долине в 1927 г.—Труды Г. Г. Р. У. вып. 67 1931 г.
  3. Б. Н. Викторов. Газ на разведочных площадях Грознефти—„Грозненский нефтяник“ № 3—4 за 1932 г.
  4. В. А. Долицкий. О газоносности Терской нефтяной области—Сборник „Северный Кавказ—мощная минерально-сырьевая база СССР“. Ростов н/Д 32 г. изд. Сев. Кавказа.

## II

# О применении новейшей техники для наварки твердых сплавов

Г. Е. Варшавский

Вопрос правильного применения и использования твердых сплавов является весьма серьезной проблемой, разрешение которой, согласно последнего приказа Наркомтяжпрома, возложено на 5 организаций, среди которых АзНИИ занимает одно из ведущих мест.

Это решение НКТП тем более важно, что нефтяная промышленность первая осознала и прочно внедрила в практику своей повседневной работы почти все виды твердых сплавов.

Последовательно применялись и применяются: зернистые сплавы (Блекор, Догналь, Сталинит, Вокар), стержневые (Студайт, Сормайт, ТСБА), кусковые (Бориум, Победит, Религ).

Не касаясь технологии изготовления твердых сплавов, остановимся на основных

способах их применения, а затем попытаемся наметить те пути в развитии техники наварки, которые сейчас намечаются и по которым, очевидно, и пойдет дальнейшее применение твердых сплавов, в специфических условиях нефтяной промышленности.

### Газовый способ

Применяется при наварке кусковых сплавов \*).

Здесь в основном имеют место два способа наварки:

1. Система „сплав—ацетилен-сормайт“, при которой кусковой твердый сплав ввари-

\*) Варшавский Г. Е., Варганесов Н. А. „Грозненский нефтяник“ №№ 7—8 за 1932 г.