

Очередные задачи Малгобекского района

Г. А. Максимович и М. П. Лысенков. Грозный

Результаты предварительной обработки материалов по Малгобекскому району опубликованы нами недавно¹. На основании имевшихся данных были определены ориентировочные контуры газоносности и нефтеносности. Там же давалось объяснение получения в испытанных до того времени скважинах газа и неполучения в промышленном количестве нефти. Результаты испытания VIII группы в скважине № 8а подтвердили наши построения. Указанная нами в контуре нефтеносности скважина дала нефть с суточным дебитом до 100 т. При этом в затрубном пространстве скопился газ с давлением до 30 ат.

Сейчас будет вполне своевременно поднят вопрос о плане дальнейших работ в Малгобекском районе. Основная установка, которую необходимо взять, – это обеспечение ввода Малгобекского района в эксплуатацию в 1934 г.

Проведенные в районе 11 скважин с предшествовавшими полевыми работами осветили основные черты тектоники и выявили наличие нефти и газа в ряде горизонтов. При этом для многих пластов продуктивность устанавливается лишь по кароттажу и образцам, причем степень ее, равно как и характер, не выяснены.

Таким образом работы в Малгобекском районе должны быть направлены на разведку продуктивного типа выявление некоторых вопросов тектоники, неясных в настоящий момент.

Форсируя разведку выявленных и возможных продуктивных горизонтов для подготовки их к разбуриванию в 1934 г., нельзя забывать о необходимости уточнения тектоники района. Малгобек обладает достаточно сложной тектоникой. Проведенные скважины числом 11, сгруппированные в 4 профиля на складке, тянущейся более чем на 7 км, оставили достаточно невыясненных вопросов (разрез скв. № 10, характер затухания надвига между профилями скв. № 5–8а и скв. № 11а–9, винтообразный поворот между профилями, скв. № 7–2 и № 15–8 и др.). Наличие невдалеке Артемовского района с весьма сложной и недостаточно выявленной тектоникой (4 плоскости нарушения в скв. № 37) при учете того, что Малгобекская антиклиналь является западным продолжением Вознесенской складки, заставляет вопросам тектоники уделить должное внимание.

Работы должны быть направлены таким образом, чтобы, обеспечивая подготовку промышленных фондов на ближайшее время, продолжать выявление геологического строения. В противном случае в дальнейшем недостаточность сведений о тектонике может затормозить развертывание эксплуатационных работ.

В тектоническом отношении Малгобекский (район может быть разбит на три части: западную, центральную и восточную. Западная представляет нормальную антиклинальную складку, погружающуюся на запад под углом около 5°. Скв. №№ 13, 12 и 14 пробурены на ее южном крыле. Центральная часть, расположенная восточнее профиля скв. № 11а–9, осложнена надвигом северного крыла на южное, придающим надвинутой части складки скошенность к югу. Наконец в восточной части, на восток от «винтообразного поворота» осевой плоскости имеем разорванную складку с надвигом южного крыла на северное.

Продуктивность как по данным испытаний, так и непроверенную еще, по данным кароттажа и образцов, показали в спаниодонтелловых слоях пласты I, V, VII, X, XI, и XIII и в чокракскопириалисовых пласты XVI и XVII, или всего 9 пластов. Из остальных 9 в дальнейшем возможно представят некоторый интерес пласты II, III, IV, VI и IX. Последний показал повышенные сопротивления в центральной части района в скв. № 6 и 8а. Что же касается XIV и XV пластов, то они весьма маломощны, а последний отмечен только в одной скважине. Вопрос о XVIII пласте пока остается открытым.

Основными пластами, показавшими промышленный характер их продуктивности, при значительных размерах площади являются VIII группа, XVI и XVII пласты. На них мы и остановимся в первую очередь.

Для VIII группы главной задачей будет подготовка ее в центральной части к разбуриванию и эксплуатации в 1934 г. Необходимым условием является определение контуров нефтеносности, запасов и режима пласта.

Какие работы являются минимальными для достижения указанных целей?

В условиях Малгобекского района определение контура нефтеносности требует большего, чем обычно, числа скважин. Дело в том, что мы имеем два контура: газочасти нефтеносный и нефтеводоносный. Разведка 1933 г. должна хотя бы грубо наметить эти два контура, чтобы в 1934 г. можно было бурить эксплуатационные скважины.

Скв. № 6 находится в наиболее приподнятой части складки Ввиду аварии она не испытала VIII группу. В растворе при бурении наблюдались пленки и струйки нефти, а омическое сопротивление достигало 520 ом. Скв. № 5, расположенная в этом же профиле южнее, дала газовый фонтан, длившийся 10 дней. В обеих скважинах нижняя часть пласта представлена жирным нефтяным песком. Севернее указанных двух скв. № 8а дала при испытании поршневанием нефть удельного веса 0,936 с суточным дебитом до 100 т. По приостановлении пробного тартания за 3" трубами образовалось газовое, давление, доходившее до 30 ат. Во время испытания скважина выбрасывала след за поршнем до подшипников брусьев. Указанные несомненные показатели промышленной нефтеносности пласта заставляют проводить газо-нефтеносный контур северного поднадвигового крыла между скв. №№ 6 и 8а. На южном крыле этот контур наметится скв. № 4, вышка для которой уже построена на юг от скв. № 5. Результаты испытания скв. № 8а позволяют установить положение ее относительно контуров нефтеносности. При подтверждении отсутствия вблизи скв. № 8а контура водоносности на север от нее будет буриться скв. № 16. Помимо оконтуривания VIII группы песчаников под надвигом скважина эта разведает нефтеносность VIII группы в надвинутой части складки, а также осветит V и X пласты, показавшие в скв. № 8а первый до 155 ом, а второй до 207 ом. Кроме того скв. №№ 4 и 16, нарастив профиль в

¹ «Грозненский нефтяник» № 11–12, 1932.

центральной части района, дадут дополнительный материал для уточнения тектоники.

Скв. №№ 4 и 16, в интервалах, где ожидается прохождение плоскости надвига, а также при прохождении VIII группы, а для скв. № 16 кроме того V и X пластов, должны буриться сплошной коронкой. В образцах песчаника должны быть определены пористость, механический состав, насыщенность и прочие данные, необходимые для подсчета запасов.

Помимо выявления контура нефтеносности в центральной части района по профилю скв. № 5–8а указанными двумя скважинами необходимо произвести оконтуривание по простиранию. Для этого закладывается по одной скважине на западном и восточном погружениях в пределах контура нефтеносности VIII группы по одной скважине. Ими будет определен газо-нефтеносный контур VIII группы: попутно западная скважина, расположенная между профилями № 11–9 и № 5–8а, выяснит положение Плоскости надвига, а восточная даст материал по району, прилегающему к винтообразному повороту.

Возможен и второй вариант, преследующий не цель оконтуривания, а разбуривание пласта «от известного к неизвестному». В этом случае, после испытания скв. № 8а и выявления основных черт режима VIII группы, на запад и восток от этой скважины, закладывается в 250–300 м по скважине в пределах контура нефтеносности.

Одновременно необходимо начать бурение минимум двух скважин в восточной части района на север и на юг от скв. №№ 2 и 7. Помимо данных о VIII группе в надвинутой части складки эти скважины уточнят данные о продуктивности I, V, VII и X пластов, а также дадут материал по уточнению тектоники восточной части района.

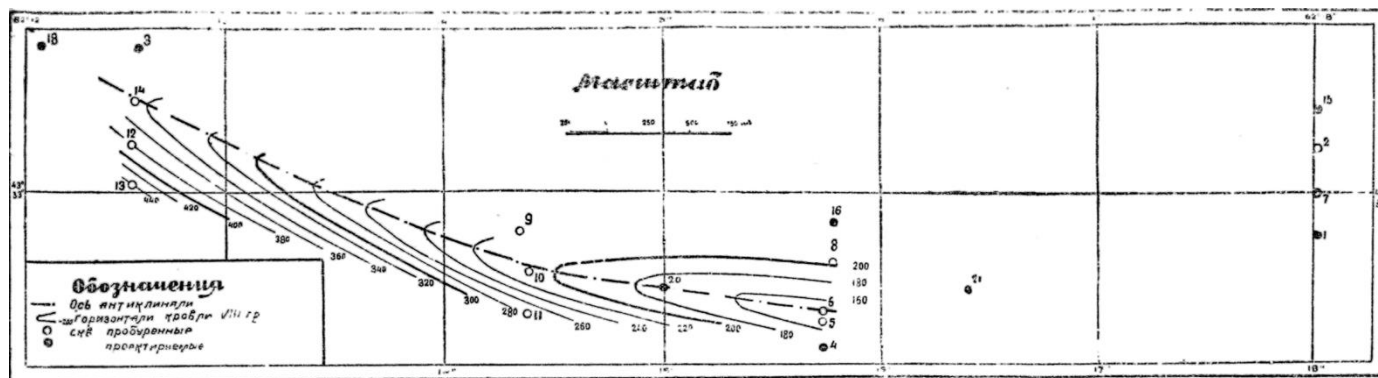
При этом необходимо выяснение продуктивности поднадвигового северного крыла,

Получение нефти в скв. № 1 к югу от скв. № 7 позволит развить разведочно-эксплуатационное бурение на VIII группу на запад и восток от этого профиля.

Нефте-водоносный контур VIII группы в центральной части определен данными скв. № 10. Определение его в восточной части отчасти будет решено запроектированными скважинами. Уточнение его с установлением наличия пластовой воды, ее химического состава, давления и обводнения будет произведено, по мере эксплуатации и последующим разведочно-эксплуатационным бурением.

При выявлении значительных запасов нефти в VIII группе и отсутствии большого гидравлического давления краевой воды необходимо поставить вопрос о поддержании давления в пласте путем Закачки газа в купольные скважины. Этим будет продлен период высокой продуктивности пласта и увеличится его отдача.

Приведем схематическую структурную карту кровли VIII группы песчаников (см. фиг.), на ней показаны проектируемые скважины.



Переходя к рассмотрению перспектив XVI пласта, прежде всего напомним, что он прослежен в скважинах двух западных профилей, причем в двух из них (№№ 10 и 14) подвергался испытанию. В наиболее же приподнятой части складки (центральной) XVI пласт не был обнаружен ни колонковым бурением, ни каротажем (скв. №№ 6 и 8а).

При испытании в скв. №№ 10 и 14 XVI пласт дал газовые фонтаны. Данные о фонтане скв. № 10 приведены в упомянутой выше нашей статье. Испытание XVI пласта в скв. № 14, произведенное в начале текущего года, дало следующие результаты. При вскрытии верхней части пласта и понижении уровня до 910 м ударил газовый фонтан с начальным давлением в 65 ат. После 10-дневного испытания давление упало до 39 ат. Дебит газа при 1/2" штуцере равнялся 90 тыс. м³, а при 5/8" – 150 тыс. м³.

В траппе было обнаружено небольшое количество нефти удельного веса 0,854 и вода. Удельный вес газа 0,580.

Это испытание нельзя считать полным, так как вскрыта лишь верхняя часть пласта и не было выяснено, к какому горизонту принадлежит вода, появившаяся в скважине.

Остается выяснить характер XVI пласта в скв. №№ 11а и 13. Исходя из результатов испытания скв. №№ 10 и 14, расположения скв. № 11 и каротажных данных по скв. № 13, в скв. № 11а следует ожидать из XVI пласта газового фонтана, а в скв. № 13 воды, а возможно и нефти.

Действительно, XVI пласт скв. № 14, залегая на 85 м ниже, 4ем в скв. № 10, тем не менее, как и в скв. № 10, дал газовый фонтан. В скважине же № 11а тот же пласт залегает всего на 45 м ниже, чем в скв. № 10, что дает основание и в этой скважине ожидать газового фонтана.

Что же касается скв. № 13, то в ней XVI пласт не показал повышенных сопротивлений, только на кривой на соответствующей глубине мы видим характерные отложения в сторону отрицательных потенциалов. Точно так же, на каротажных диаграммах характеризуется VIII группа песчаников в скв. №№ 11а, 13 и 14, где по данным образцов они выражены совершенно промытым кварцевым песком без признаков нефтеносности. Эти данные заставляют

предположить и в скв. № 13 наличие водоносного песка в XVI пласте.

Весьма досадным обстоятельством является авария в скв. № 12, из-за которой эта скважина не достигла XVI пласта. Ввиду того что скв. № 12 расположена между скважинами №№ 13 и 14, именно в ней следовало бы ожидать нефти, в XVI пласте, если только этот пласт нефтеносен в данной части района.

Следовало бы попытаться углубить скв. № 12 на 45 м для решения вопроса о наличии нефти в XVI пласте. Технически это углубление можно рекомендовать осуществить следующим образом: выше оставленного долота, т. е. на глубине 925–930 м, произвести торпедирование, после чего взять плечо и пройти мимо долота, не обращая (внимания на возможное увеличение кривизны. После кароттажа и взятия коронок из XVI пласта будет видно, каков характер этого пласта в данной скважине и в случае необходимости произвести тампонаж 6" кол. и испытание пласта. В случае наличия нефти можно будет достаточно точно наметить контур нефтеносности его на нефть.

Отсутствие в скв. №№ 6 и 8а XVI пласта песчаника с его характерными чертами для западной части района остается пока неясным. Одна из возможных причин этого явления – фациальная изменчивость чокракских отложений по простиранию складки. Но не исключена возможность влияния более глубокой тектоники района (второе смещение), не освещенной пробуренными скважинами. В этом отношении могут помочь новые скважины (№№ 4 и 16), закладываемые на профиле буровых №№ 5–6–8а. В восточной же части района, как упоминалось, бурение не достигло глубин, соответствующих XVI пласту. Поэтому здесь безусловно необходимо вести бурение до глинистой части чокрака XVI и, XVII пластов.

XVII пласт, обнаруженный лишь в двух скважинах №№ 13 и 14, показал при кароттаже сопротивление до 245 ом при мощности около 10 м. Эти цифры определенно говорят о его продуктивности, вопрос же, за счет чего (газа или нефти) мы имеем повышение сопротивления, должен быть разрешен испытанием пласта в этих скважинах. Но уже сейчас, не дожидаясь результатов испытаний, следует начать оконтуривание этого пласта. В первую очередь буровые следует располагать к северу от скв. № 14 и к западу от нее. Эти новые скважины, будучи пробурены до XVII пласта, одновременно дадут новые данные и о продуктивности XVII пласта. Бурение на юг и восток от профиля 13–12–14 следует отнести ко второй очереди, так как оно будет вестись лишь на один XVII пласт.

В восточной части района XVII пласт, как и XVI, неизвестен. Поиски его здесь должны являться одной задачей с поисками XVI пласта.

Следующей, а может быть одновременной задачей промышленного освоения Малгобека является бурение на верхние песчаники – I, V, X. Сопротивления, этих пластов, достигающие 100–200 ом и выше, не могут остаться без внимания. Продуктивность, если, не всех, то части из них весьма вероятна. Для опробования этих песчаников самой подходящей частью района мы считаем площадь между профилями буровых №№ 7–2 и 5–6–8а, т. е. наиболее приподнятую часть складки. Этот участок в то же время является и наиболее сложным в смысле тектоники. Первые скважины, проведенные не ниже VIII группы, а потому и сравнительно неглубокие (700–800 м), должны уточнить тектонику этой части складки и опробовать верхние пласты. Таких скважин на первых порах следует заложить минимум две, с тем чтобы впоследствии, в зависимости от их результатов, добавить к ним новые скважины профилями вкрест простиранья складки.

И наконец бурение в восточной части района должно преследовать три основных цели: 1) выяснение нефтеносности VIII группы на крыльях складки, 2) поиски XVI и XVII пластов и одновременно уточнение тектоники и 3) соединение Малгобека с уч. Бековичи, т. е. выяснение нефтеносности самой восточной оконечности района. Ввиду того что о первых двух задачах говорилось уже достаточно, (Остановимся вкратце лишь на последней.

Ряд пластов с высоким омическим сопротивлением в скв. №№ 7, 8 и 9 Бековичи, с одной стороны, и газо- и нефтепроявления в скв. №№ 2 и 7 – с другой, делают необходимость разбуривания площади между ними достаточно очевидной. Вполне возможно, что на этом участке мы также обнаружим продуктивность спаниадонтелловых и чокракских песчаников, а это значит, что эксплуатационная площадь Вознесенска будет увеличена более чем вдвое.

Предлагаемые нами скважины показаны на плане (см. фиг.).

Выводы

Рассмотрев основные объекты бурения в Малгобекском районе, считаем необходимым наметить следующую схему очередности работ.

По VIII группе – получение промышленной нефти и оконтуривание пласта.

Очередность скважин²: №№ 4, 1, 20, 16, 15 и 21. (6 скважин).

По XVI пласту – выявление нефтеносности.

Очередность работ: 1) окончание испытания скв. № 14, 2) испытание скв. №№ 11а и 13, 3) углубление и испытание скв. № 12.

По XVI пласту – выяснение продуктивности.

Очередность работ: 1) испытание скв. № 13 и 14, 2) бурение скв. №№ 3 и 18 (две скважины).

Предлагаемый порядок работ в пределах, предусматриваемых программой бурения 1933 г., 8 скважин позволит помимо указанных первоочередных задач попутно разрешить следующие вопросы.

В скв. №№ 3 и 18 будет выявлен характер продуктивности XVI пласта.

Скв. № 20 уточнит характер затухания переброса в его западной части.

² Нумерация по программе Грознефти сохранена и добавлены две скв.: №№ 20 и 21.

Скв. № 16 выяснит продуктивность надвинутой части складки и верхних пластов.

Скв. № 21 осветит строение складки в районе винтообразного поворота оси и продуктивность верхних песчаников.

Скв. № 1 выяснит продуктивность верхних песчаников и разведает поднадвиговую часть складки, а возможно и вскроет XVI и XVII пласты.

Скв. № 15 выяснит строение и нефтеносность поднадвиговой части складки.

Кроме того наращение 3 существующих профилей и бурение между ними еще 3 скважин в весьма значительной мере помогут детализировать тектонику района.

Таким образом из поставленных нами первоочередных задач освоения Малгобекского района бурение намеченных 8 скважин не сможет разрешить следующее: 1) разведку площади между профилями №№ 2–7 и №№ 5–8а и 2) установление связи между Малгобеком и участком Бековичи.

План буровых и испытательных работ 1933 г. должен быть выполнен как по количественным, так и по качественным показателям. Несмотря на то, что восьми скважин для такого района, как Малгобек, явно недостаточно, своевременное проведение их с соблюдением геологических требований (достаточный отбор пород, их исследование и кароттаж) позволит в 1934 г. передать район в эксплуатацию.