

Г. М. СУХАРЕВ

ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕНОСНОСТИ ПО ГИДРОХИМИЧЕСКИМ И ТЕМПЕРАТУРНЫМ ПОКАЗАТЕЛЯМ

(Представлено академиком С. И. Мироновым 8 II 1951)

В нашей стране впервые оценку перспектив нефтеносности больших территорий по гидрохимическим показателям успешно осуществили С. Ф. Федоров (¹¹⁻¹³), В. А. Сулин (⁷⁻¹⁰), Н. К. Игнатович (^{1, 2}) и В. Т. Малышек (⁴).

Анализируя большой фактический материал по нефтяным месторождениям Терско-Дагестанской нефтегазосной области, мы пришли к выводу, что, применяя гидрохимический метод и учитывая направление стока подземных вод по отдельным стратиграфическим комплексам в различные геологические периоды, можно с успехом производить построение карт прогноза нефтеносности.

Основными типами вод в нефтяных месторождениях Терско-Дагестанской нефтегазосной области следует считать гидрокарбонатно-натриевый и хлоркальциевый, причем оба эти типа вод распространены на очень большой территории и встречаются не только там, где установлены промышленные залежи нефти, но и там, где нефти не обнаружено.

При построении карт прогнозов нефтеносности мы широко использовали данные о наличии или отсутствии в гидрокарбонатно-натриевых и хлоркальциевых водах сульфатов.

В. А. Сулиным установлено, что в водах гидрокарбонатно-натриевого типа высокое значение коэффициента

$$k = \frac{rNa^+ - rCl^-}{rSO_4^{2-}}$$

указывает на значительную степень восстановленности вод (это воды хлоридно-щелочной подгруппы), и, следовательно, является благоприятным показателем нефтеносности недр. Таким образом, в случае нахождения гидрокарбонатно-натриевых вод повышенной минерализации (Σr выше 30—50 мг-экв.) с высоким значением коэффициента восстановленности, при наличии в этих водах нефтяных кислот и таких микроэлементов, как иод, бром и др., можно благоприятно оценивать возможности наличия нефти в данном осадочном комплексе.

Однако следует также отметить, что в некоторых случаях, даже при небольшом коэффициенте восстановленности вод, наличие в водах нефтяных кислот, иода и брома делает подобный состав вод благоприятным показателем нефтеносности недр (сульфатно-хлоридно-щелочная подгруппа вод).

Оценивая состав вод как показатель нефтеносности по коэффициенту k , мы вводим поправку на температуру. Это необходимо делать по следующим соображениям.

Восстановление сульфатов в настоящее время связывается с наличием микроорганизмов, способных восстанавливать сульфаты в присутствии органического материала, служащего источником питания для бактерий.

В последние годы лабораторными исследованиями установлено, что процесс десульфирования в результате деятельности бактерий в нефтяных водах протекает нормально при температуре 27—60°.

Установлено также, что бактерии, повидимому, могут жить при температуре 82—88°, но при температурах выше 66° они не активны и заметного восстановления сульфатов не вызывают (3, 5). Некоторые бактерии способны развиваться и при более высоких температурах, но, во всяком случае, при температуре 100° уже не приходится говорить о нормальных функциях бактерий. Для бактерий, восстанавливающих сульфаты и разрушающих жиры, наивысшей температурой, при которой они могут развиваться, является 55—60°.

Таким образом, можно принять, что если температура вод ниже 70° и при этом коэффициент высок, состав воды является благоприятным показателем нефтеносности и, наоборот, если при этой температуре коэффициент восстановленности низок, то такой состав воды неблагоприятен в смысле возможной нефтеносности данного стратиграфического комплекса. При температуре в пласте свыше 70° и в случае, если коэффициент k невысок, а в воде (сульфатно-хлоридно-щелочной подгруппы) содержатся нафтеновые кислоты, иод и бром, по совокупности данных мы считаем такой состав вод благоприятным показателем.

Хлоркальциевый тип вод вообще, как известно (8, 9, 1, 2), характеризует высокую степень закрытости недр; этот факт уже сам по себе указывает на благоприятные условия формирования нефтяных залежей и их сохранность. Если к тому же хлоркальциевый тип вод обладает высокой минерализацией ($\Sigma\gamma = 1500—3500$ мг-экв.), принадлежит к хлоридной группе (S_1) и в составе вод содержится повышенное количество хлоридов щелочных земель (S_2), нафтеновые кислоты, иод, бром и другие микроэлементы и отсутствуют или содержатся в небольшом количестве сульфаты, то такой состав вод является благоприятным показателем нефтеносности или газоносности недр (Малгобек, Вознесенка, Аду-Юрт и др.).

Нами установлено, что в пределах изучаемой области нефтяные залежи, как правило, окаймлены хлоридно-щелочными водами (гидрокарбонатно-натриевого типа), которые в своем составе содержат в повышенном количестве иод и бром, а также некоторое количество нафтеновых кислот.

Газовый состав подземных вод в промываемых песчаных пластах (т. е. пластах, имеющих области питания и области разгрузки) имеет своеобразный характер. Вблизи нефтяных залежей в составе газов, сопровождающих подземные воды, кроме метана, в повышенных количествах содержатся тяжелые углеводороды; по мере удаления от залежей в составе вод появляются метановые газы, азотно-метановые и, наконец, азотные. Там, где подземные воды сопровождаются азотными газами, площади эти в отношении нефте-газоносности не являются перспективными.

При построении карт прогноза в условиях Терско-Дагестанской области можно с успехом также учитывать и геотермические особенности (температуру подземных вод). По очень многим месторождениям нами установлено, что там, где температура подземных вод весьма высока, по мере приближения к нефтяным залежам она снижается, хотя во многих случаях и остается высокой. Снижение температуры вод вблизи залежей обуславливается тем обстоятельством, что вокруг нефтяных залежей подземные воды в большинстве случаев находятся в застойном состоянии и на них не влияет повышенная температура вод, поступающих с больших глубин, т. е. из синклиналиных впадин. Аналогичное явление мы наблюдаем в пределах антиклинальных складок, значительно осложненных дизъюнктивными дислокациями. Дизъюнктивные дислокации создают условия для застойности вод, следовательно, и для сниже-

ния температуры вод; этот признак, как мы знаем, является благоприятным для сохранения нефти. В зонах отсутствия водообмена температура вод также не может быть высокой, т. е. здесь геотермическая ступень нормальна или очень близка к нормальной. Так как зоны отсутствия водообмена являются благоприятными в смысле длительного и надежного сохранения нефтяных и газовых залежей, то можно, выявляя их по температурным данным, до некоторой степени судить о перспективах нефте-газоносности той или иной площади.

В пределах Терско-Дагестанской области нефтяные и газовые залежи встречаются или в промываемых комплексах или в комплексах непромываемых, т. е. в зонах отсутствия водообмена. В одном и том же многопластовом месторождении некоторые нефтяные и газовые залежи могут быть приурочены к промываемым пластам-коллекторам, а другие — к непромываемым песчаникам.

Нефтяные месторождения, приуроченные к промываемым комплексам, характеризуются обычно слабо минерализованными водами гидрокарбонатно-натриевого типа, относящимися к сульфатно-хлоридно-щелочной или хлоридно-щелочной подгруппам.

В непосредственной близости от нефтяных залежей минерализация вод повышается и обычно воды сульфатно-хлоридно-щелочной подгруппы сменяются водами хлоридно-щелочной подгруппы.

Непромываемые комплексы или непромываемые части комплексов характеризуются определенным, выдерживающимся на большой территории типом хлоркальциевых вод с минерализацией обычно не ниже 15 г/л, а в некоторых случаях повышающейся до 75—100 г/л сухого остатка. Воды эти, как правило, содержат иод, бром и радиоактивны; в них в повышенных количествах отмечается гелий.

В пределах Терско-Дагестанской нефте-газоносной области указанный тип насыщает известняки верхнего мела в зонах глубокого погружения верхнемеловых пород. Несколько менее минерализованные, но этого же типа воды встречаются в карагано-чокракских отложениях в северо-западной части области и повсеместно в сарматских отложениях, за исключением узкой полосы выхода указанных отложений по северному склону Кавказского хребта.

Из изложенного вытекает, что при бурении разведочных скважин с целью поисков нефти и газа в промываемых комплексах следует обязательно тщательно производить опробование (делать анализы вод, сопровождающих воды газов как растворенных в воде, так и свободных, производить замеры температур и т. д.).

На основе гидрохимических и температурных показателей, учитывая структурные особенности изучаемой области и литологические свойства мезозойских и третичных отложений, можно правильно ориентировать разведочные работы на нефть и газ.

Грозненский нефтяной
научно-исследовательский институт

Поступило
17 VIII 1950

ЦИТИРОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА

- ¹ Н. К. Игнатович, ДАН, 46, № 5 (1945). ² Н. К. Игнатович, Сов. геол., № 6 (1945). ³ Н. Т. Линдтроп, ДАН, 57, № 9 (1947). ⁴ В. Т. Малышек, Тр. 17-й сессии Междунар. геол. конгресса, 4 (1937). ⁵ Ф. Б. Плумер и И. В. Уоллинг, Лабораторные исследования химических изменений вод Восточного Тексаса, имеющих значение при флудинге, 1947. ⁶ А. И. Силин-Бекчури, Тр. лабор. гидрогеол. проблем, 1 (1948). ⁷ В. А. Сулин, Воды нефтяных месторождений СССР, 1935. ⁸ В. А. Сулин, Воды нефтяных месторождений в системе природных вод, 1946. ⁹ В. А. Сулин, Условия образования, основы классификации и состав природных вод, ч. 1, изд. АН СССР, 1948. ¹⁰ В. А. Сулин, Гидрогеология нефтяных месторождений, 1948. ¹¹ С. Ф. Федоров, Тр. Моск. нефт. ин-та, № 2 (1940). ¹² С. Ф. Федоров, ДАН, 28, № 1 (1940). ¹³ С. Ф. Федоров, Вестн. АН СССР, № 3 (1940). ¹⁴ Х. В. Харичков, Горн. журн., 3 (1910).