

О НЕФТЕПРОЯВЛЕНИЯХ В ПРИМОРСКОМ КРАЕ

Б. Е. КОПАЕВ

(Представлена проф. И. В. Лебедевым)

Поисками нефти и газа на территории Приморского края начали заниматься с 1953 г. (работы ИГ и РГИ АН СССР, Восточной нефтегазовой экспедиции), но должного разворота нефтепоисковые работы еще не получили.

На территории Приморского края естественные выходы жидкой нефти на поверхность не наблюдались, не встречались также и продукты субаэрального выветривания нефтей. При буровых работах (1959—1962 гг.) в пределах Суйфунской и Сучано-Дадяншанской синклинальных зон получены сведения о нефтеносности мезозойского и кайнозойского комплексов. По данным Ю. В. Кузнецова, битумо- и нефтепроявления неоднократно отмечались в керне пробуренных скважин. Они носили характер примазок и капель вазелиноподобной консистенции, заполняющих каверны и трещины в разнозернистых песчаниках. Ими обуславливались также бурая окраска кальцитовых жил, секущих песчаники в различных направлениях. Химические анализы битумов, собранных в подобных случаях, позволяли относить их к битумам нефтяного ряда.

Ниже описываются наиболее характерные нефтепроявления, наблюдавшиеся за последнее время.

10 октября 1962 г. в шахте № 10/16 Сучанского каменноугольного бассейна на горизонте 517 м при отработке угольного пласта П-12 «Барсук» был обнаружен приток нефти. Нефть выделялась из тектонической трещины в слое крупнозернистых песчаников, залегающих в кровле угольного пласта, а также из многочисленных мелких трещин, оперяющих основную. Нефть растекалась по поверхности, частично пропитывая песчаник. Выход нефти был обследован комиссией в составе представителей треста «Сучануголь» и Приморского геологического управления. Это явилось первым, строго задокументированным проявлением жидкой нефти в Приморье.

Анализ нефти, произведенный в лабораториях Приморского геологического управления и ВНИГРИ, показал, что она относится к метановым, содержащим твердые парафины. При температуре $+10^{\circ}\text{C}$ нефть приобретает вазелиноподобную консистенцию. Начало кипения $+70^{\circ}\text{C}$, удельный вес $0,8219 \text{ г/см}^3$ при температуре $+20^{\circ}\text{C}$. Компонентный состав нефти: масла — 98,6%, смолы — 1,4%, асфальтенов нет. По оптической характеристике нефть напоминает метаморфизованные нефти типа Минусинской.

Осадочные образования, слагающие район, состоят из переслаивающихся между собой аргиллитов, алевролитов, тонко-, средне- и крупно-

зернистых песчаников, гравелитов и конгломератов, составляющих Сучанскую серию. Мощность Сучанской серии достигает 800—1000 м. Залегают она на размытой поверхности позднепермских гранитоидов и габброидов. Снизу разрез Сучанской серии завершается слоем базальных конгломератов (60—70 м).

Геологическое строение Сучанской синклинали в районе поля шахты № 10/16 характеризуется наличием ряда узких линейно-вытянутых синклиналиных складок с выположенными мульдами и крутыми крыльями. Сочленения синклиналиных складок образуют структуры антиклиналиного типа с крутопадающими крыльями, разбитыми многочисленными дизъюнктивными, секущими и кристаллической фундаментами.

Для получения более полного представления о характере нефтепроявления в поле шахты № 10/16 была заложена скважина № 1819 с проектной глубиной 1200 м.

При заложении скважины исходили из того, что в районе нефтепроявлений имеется выступ верхнепалеозойского фундамента, а облекающие этот выступ терригенные толщи нижнего мела образуют антиклиналиную нефтяную ловушку.

Бурение скважины № 1819 сопровождалось газовым каротажем и необходимым комплексом работ по опробованию керна.

На глубине 400—600 м скважиной пройдена зона дизъюнктивного нарушения, представленная перемятыми крупно- и мелкозернистыми песчаниками. По наблюдаемым здесь зеркалам скольжения можно заключить о крутопадающем (70°) характере плоскости разрыва.

Зона нарушения отмечалась аномально высоким содержанием газов в глинистом растворе. На газокаротажной диаграмме в интервалах 500—600 м фиксируется повышенное содержание горючих газов до 7%.

Анализ газа, десорбированного из глинистого раствора, показал следующий его состав: 1) глубина взятия пробы № 8—560,5 м, CO_2 —0%; O_2 —2,05%; H_2 —11,11%; предельные углеводороды составляют—10,71% и редкие—64,91%. 2) Глубина взятия пробы № 7—564,4 м, CO_2 —0,86%, O_2 —20,0%, H_2 —5,77%; предельные углеводороды № 8,40%.

Люминисцентно-битуминологический анализ проб, отобранных по керну скважины № 1819, показал, что содержание растворимого битума А в породе составляет 0,0082% к весу породы, а в зоне дробления (400—600 м) количество битума А повышается до 0,011%.

В настоящем случае нефтепроявление в кровле пласта П-12 и газопроявление в скважине № 1819 можно связать с одним и тем же тектоническим нарушением, играющим роль коллектора трещинного типа.

Скважина № 1819 жидких скоплений нефти не встретила. Вскрыв на полную мощность сучанскую серию, она вошла в позднепермские гранитоиды.

Повышенное содержание газов отмечалось в целом ряде других скважин. Лабораторные исследования этих газов указывают на их близость к нефтяным газам.

Природа нефтепроявлений в Приморском крае остается еще пока невыясненной. Важно отметить лишь тот факт, что все они без исключения связаны с дизъюнктивными нарушениями и трещинами в толще осадочных образований. Связаны ли они с нефтяными залежами более глубоких горизонтов или нет—остается областью предположений. Особенно интересно проявление нефти в Сучанском бассейне, где на большой площади своего распространения сучанская серия лежит на кристаллическом фундаменте.

Дальнейшие исследования помогут разъяснить природу нефтепроявлений.