

ФУНДАМЕНТ ПРЕДКАВКАЗЬЯ И ЕГО ВОЗМОЖНАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ

А.И. Летавин, В.И. Громека, Л.М. Савельева
(ИГиРГИ)

Фундамент Предкавказья представлен комплексом вулканогенно-карбонатно-терригенных отложений, регионально метаморфизованных, подвергшихся интенсивной геосинклинальной складчатости, прорванных гранитоидными интрузиями, осложненных разрывными нарушениями различного масштаба как по протяженности и глубинности, так и по простиранию [4, 7].

В стратиграфическом отношении породы фундамента датируются в основном позднедевонско-раннекаменноугольным возрастом. К верхнему девону относится терригенно-вулканогенный комплекс пород, залегающий на слюдястых сланцах рифея – венда. Его толщина превышает 2000 м. Выше по разрезу развит карбонатный комплекс турнейского яруса и нижневизейского подъяруса нижнего карбона толщиной более 200 м. Верхняя часть фундамента представлена толщей песчаников и глинистых сланцев верхневизейского подъяруса и серпуховского яруса. Мощность этой толщи достигает 2000 м и более. В синклинальных зонах не исключено присутствие отложений среднего и верхнего карбона.

Складчатое строение фундамента приводит к резкому изменению толщины палеозойских отложений: увеличению в синклиналях и уменьшению в пределах антиклиналей. Углы падения их в большинстве случаев составляют 40...70°.

Растительные остатки, присутствующие в верхней песчано-глинистой части палеозойского разреза, углефицированы до антрацитового группы с $R^0 = 120$ и выше, что соответствует палеотемпературе более 250 °С по шкале ИГиРГИ [1, 2, 8, 10].

Очевидны жесткие термобарические условия, в которых происходило формирование этих пород [8, 10]. Что касается более глубоких горизонтов фундамента – карбонатных и терригенно-вулканогенных отложений турне-ранневизейского и позднедевонского возраста, то термобарические условия их формирования были еще более жесткими.

Из изложенного следует, что в палеозойских отложениях фундамента Предкавказья не могли сохраниться УВ нефтяного ряда и их залежи, а следовательно, в этих отложениях отсутствуют нефтегазоматеринские свиты и нефтегазопродуктивные комплексы [6, 8].

Первичные гранулярные коллекторы в этой толще отсутствуют, поскольку песчаники превратились в кварциты или близкие к ним непроницаемые разновидности. Вторичные коллекторы в этих отложениях, безусловно, имеются. Они могут быть приурочены к зонам многочисленных разрывных нару-

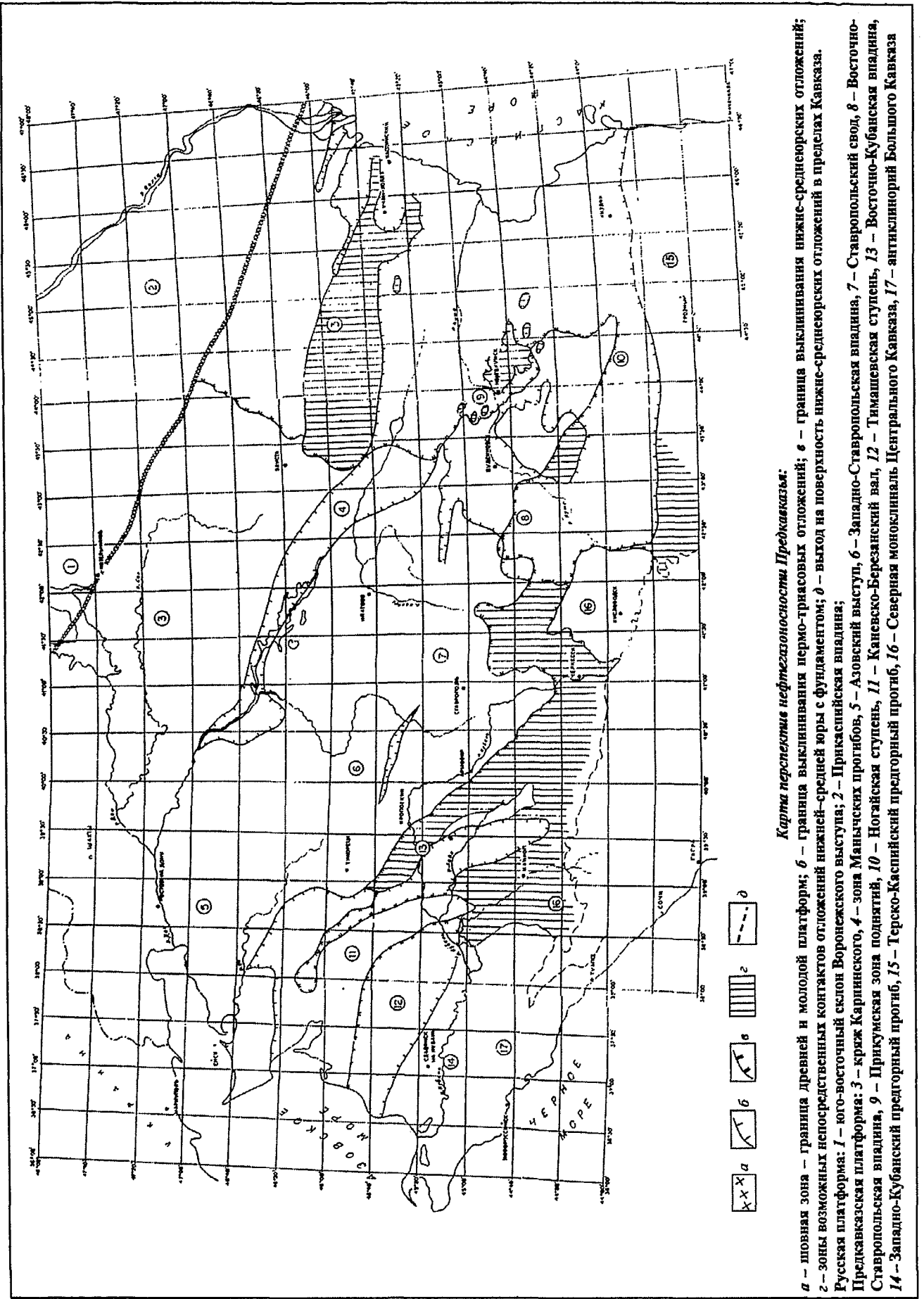
шений, выщелачивания карбонатных пород, минералогических изменений интрузивных тел и т. д. Однако отсутствие источников палеозойских УВ делает отложения фундамента бесперспективными для поисков в них сингенетичных залежей нефти и газа, т. е. залежей, образовавшихся из УВ этих отложений и аккумулируемых в них. Это важное положение позволяет выделить первичный и вторичный характер залежи.

При рассмотрении вопроса о нефтегазоносности фундамента необходимо иметь в виду первичный и вторичный характер залежи, от чего зависит методика геолого-разведочных работ на этом направлении. Под первичной залежью понимается залежь УВ, образовавшаяся и сформировавшаяся в данном нефтегазоносном комплексе, в составе которого присутствует нефтематеринская толща. Под вторичной залежью понимается залежь, сформировавшаяся в результате воздействия нефтегазоматеринского или нефтегазоносного комплекса на другой комплекс отложений, не являющийся таковым. Так, например, залежи УВ в отложениях фундамента будут вторичными по отношению к системе порода – УВ, образовавшимся за счет перетока УВ из платформенной нефтематеринской толщи, перекрывающей его. Эти залежи сформированы из УВ другого тектонического, литологического, геохимического комплекса [5, 6].

Как видно из изложенного, породы фундамента Предкавказья бесперспективны для формирования залежей первичного типа. Что касается вторичных залежей, то можно ожидать их наличие при определенных геологических условиях.

Для Предкавказья благоприятными геологическими условиями, при которых возможно формирование вторичных залежей УВ, являются зоны непосредственного контакта ниже-среднеюрских нефтегазоматеринских толщ с породами фундамента. На рисунке показано возможное положение таких зон. Общим условием их выделения является отсутствие между фундаментом и нефтегазоматеринской толщей каких-либо промежуточных отложений, в данном случае отложений пермо-триаса. Глубина залегания зоны контакта фундамента и нефтегазоматеринского комплекса взята до 7 км как технически доступная для бурения. До этой же глубины проводится и прогнозная оценка нефтегазоносности.

Зоны, отвечающие этим требованиям, располагаются на юго-восточном борту кряжа Карпинского, в центральной части Прикумской системы поднятий, в западной части Ногайской ступени, на юго-западном борту Терско-Каспийского прогиба, в



Карта перспективные нефтегазонасыщенности Предкавказья:

а - шовная зона - граница древней и молодой платформ; б - граница выклинивания пермо-triasовых отложений; в - граница выклинивания ниже-среднеюрских отложений;
 2 - зоны возможных непосредственных контактов отложений нижней-средней юры с фундаментом; д - выход на поверхность ниже-среднеюрских отложений в пределах Кавказа.
 Русская платформа: 1 - юго-восточный склон Воронежского выступа; 2 - Прикаспийская впадина;
 Предкавказская платформа: 3 - кряж Карпинского, 4 - зона Маньчжских прогибов, 5 - Азовский выступ, 6 - Западно-Ставропольская впадина, 7 - Ставропольский свод, 8 - Восточно-Ставропольская впадина, 9 - Прикумская зона поднятий, 10 - Ногайская ступень, 11 - Каневско-Березанский вал, 12 - Тимашевская ступень, 13 - Восточно-Кубанская впадина, 14 - Западно-Кубанский предгорный прогиб, 15 - Терско-Каспийский предгорный прогиб, 16 - Северная моноклинал Центрального Кавказа, 17 - антиклинарий Большого Кавказа

южной части Ставропольского свода, в Восточно-Кубанской впадине, на Адыгейском выступе и его склонах.

В их пределах отсутствуют пермо-триасовые отложения и ниже-среднеюрские нефтематеринские породы залегают непосредственно на фундаменте. Поэтому на данных территориях возможно формирование вторичных залежей нефти и газа за счет перетока УВ из мезозойских отложений.

В северо-восточной части кряжа Карпинского условия для образования таких залежей отсутствуют, так как ниже-среднеюрские отложения на этой территории не являются нефтегазоматеринскими в силу их недостаточной геохимической зрелости [3, 9]. Поэтому ниже-среднеюрские отложения в указанной зоне могут рассматриваться только как потенциально нефтегазоматеринские, еще не прошедшие стадию преобразования в термобарических условиях, необходимых для их превращения в нефтегазоматеринскую толщу.

Отсутствие ниже-среднеюрской нефтегазоматеринской толщи на большей части Западного и Центрального Предкавказья и на значительной части кряжа Карпинского делает эти территории бесперспективными для поисков в их пределах месторождений УВ в отложениях фундамента.

Это, на первый взгляд, отрицательное заключение имеет и положительное значение, дающее возможность сосредоточить геолого-разведочные работы на более перспективных площадях.

Методика геолого-разведочных работ на таких площадях должна складываться из комплекса сейсморазведки и бурения, причем сейсморазведочные работы должны быть направлены на детальное картирование поверхности фундамента с целью выявления погребенных поднятий, зон возможной трещиноватости, выхода на палеозойскую поверхность карбонатных отложений и определения их емкостных и фильтрационных возможностей.

Поскольку изложенная постановка вопроса является для данной территории новой, для решения поставленной задачи необходимо привлечение научных и научно-производственных коллективов с целью детального анализа и обобщения имеющихся геологических и геофизических материалов. Это решение может быть достигнуто только путем тщательного геолого-геофизического анализа конкретного материала. Ранее предпринимавшиеся попытки установить нефтегазоносность фундамента без учета изложенных выше необходимых геологических условий результата не дали, несмотря на то, что в

Предкавказье отложения фундамента вскрыты более чем в 500 скважинах. Наиболее вероятными можно считать две основные причины неудач геолого-разведочных работ на этот комплекс:

1. Полная бесперспективность отложений фундамента при поисках первичных (палеозойских) залежей УВ.

2. Недостаточное научное обоснование поисков вторичных залежей и концентрация внимания на отдельных сравнительно небольших территориях, могущих представлять первоочередной интерес для поисковых работ на этом направлении.

Вторичные залежи в фундаменте могут быть приурочены к его верхней части, что делает нецелесообразным бурение скважин со вскрытием большой толщины отложений фундамента.

Выделение наиболее перспективных зон и их дальнейшее изучение могут стать основой для новых открытий залежей УВ в фундаменте Предкавказья.

ЛИТЕРАТУРА

1. Аммосов И.И. Палеотемпературы и нефтегазоносность // Проблемы геологии нефти. – М.: Недра, 1968. – Вып. 1. – С. 214–241.
2. Палеотемпературы зон нефтеобразования / И.И. Аммосов, В.Г. Бабашкин, Н.П. Гречишников и др. – М.: Наука, 1975. – 111 с.
3. Вассович Н.Б. и др. Главная фаза нефтеобразования // Вестник МГУ. – 1965. – № 5. – С. 3–27.
4. Летавин А.И. Фундамент молодой платформы юга СССР. – М.: Недра, 1980. – С. 152.
5. Летавин А.И. Нефтегазоносность отложений, перекрывающих и подстилающих нефтематеринские толщи // Тез. науч. конф., посвященной 100-летию М.Ф. Мирчинка. – М.: ИГиРГИ, 2001. – С. 12.
6. Летавин А.И. Фундамент платформ и его нефтегазоносность // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2002. – № 10. – С. 4–6.
7. Тектоника Восточного Предкавказья / А.И. Летавин, Ю.А. Романов, Л.М. Савельева, Т.Ф. Шумова. – М.: Наука, 1975. – 79 с.
8. Аммосов И.И., Гречишников Н.П., Горшков В.И. РДЗ9–134–79. Методическое руководство по определению показаний палеотемператур преобразования осадочных отложений в связи с их нефтегазоносностью. – М.: ИГиРГИ, 1979. – 55 с.
9. Неручев С.Т. К изучению главной фазы нефтеобразования // Современные проблемы геологии и геохимии горючих ископаемых. – М.: Наука, 1975. – С. 43–46.
10. Петрология органических веществ в геологии горючих ископаемых / И.И. Аммосов, В.И. Горшков, Н.П. Гречишников и др. – М.: Наука, 1987. – 337 с.