

## ПРИКЛАДНЫЕ ЗАДАЧИ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

ISSN 550.3-551.24.035:553.982

Г.Г.Кассин, В.В.Филатов

### К ПРОБЛЕМЕ ПОИСКОВ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ НА СЕВЕРО-ВОСТОКЕ СВЕРДЛОВСКОЙ ОБЛАСТИ

В последние годы в двух районах Свердловской области, на юго-западе и на северо-востоке, ведутся поиски месторождений нефти и газа. В [4] мы рассмотрели перспективы поисковых работ на юго-западе области. Настоящая работа посвящена этой же проблеме для северо-восточного района, геологическая позиция которого существенно отличается от таковой на юго-западе.

Северо-восточная часть территории Свердловской области в тектоническом отношении принадлежит внешнему тектоническому поясу Западно-Сибирской плиты (ЗСП) и вследствие малой мощности осадочного покрова и некоторых других особенностей геологического строения оценивается специалистами-нефтяниками как бесперспективная на поиски в ее пределах месторождений нефти и газа [6]. В то же время существуют факты, указывающие на то, что отрицательная оценка этой территории дана, видимо, преждевременно. Во-первых, в ее пределах открыты две группы месторождений нефти - Шаимская и Лемьинская. Во-вторых, в восточной части ЗСП установлено наличие нефти и газа в глубоко залегающих горизонтах палеозоя и в зонах дезинтеграции отложений кровельной части палеозоя (Н.И.Карпузов и др., 1994), поэтому триас-среднеюрские и палеозойские отложения ЗСП рассматриваются как резерв для дальнейшего наращивания нефтегазового потенциала (В.С.Сурков и др. 1986). В работе К.Е.Веселова и др. (1996) указываются случаи обнаружения нефти и газа в фундаменте на значительных глубинах, до 1500 м от его поверхности (месторождения Мара, Ла-Пас, Оймяша и др.) А такие месторождения, как Маунтин-Вью (США), Лубны, Костеляны, Еллей-Игайское (СССР) обнаружены только в фундаменте; дебит некоторых скважин на этих месторождениях достигает 3-5 млн м куб. газа и более 4 тыс. тонн нефти в сутки. В-третьих, за последние десятилетия во многих странах мира установлено, что наиболее часто новые месторождения нефти и газа открываются в приграничных районах и даже за границами нефтегазоносных провинций, установленных для данных регионов [2].

Следовательно, в пределах изучаемой территории объектами прогнозно-поисковых работ должны являться не только мезозойско-кайнозойские отложения, но и палеозойский фундамент. При этом поиски целесообразно ориентировать на выявление ловушек УВ неструктурного типа, связанных с внутриразломной тектонической трещиноватостью горных пород, основываясь на следующих положениях.

1. В нефтегазоносных провинциях мира установлена связь нефтяных и газовых месторождений с глубинными разломами в фундаменте, которую можно объяснить следующим образом: формирование глубинного разлома сопровождается возникновением в осадочном чехле систем локальных поднятий, валов, антиклинальных структур, барьерных рифов, песчаных баров, участков выклинивания и литологического замещения коллекторов, разрывов, экранирующих коллектора, зон трещиноватости. Все это вместе создает благоприятные условия для миграции углеводородов и их аккумуляции в ловушках (А.Е.Хаин и др., 1985).

2. Многие исследователи считают, что ловушки УВ и связанные с ними залежи формируются в современный или новейший этапы тектогенеза. По мнению И.И.Нестерова (1985) образование месторождений газа на севере ЗСП происходило в неоген-четвертичное время. В нефтегазоносных

областях бывшего СССР и в том числе в Западной Сибири установлена связь крупных зон нефтегазонакопления с геодинамически активными в настоящее время структурно-тектоническими элементами земной коры [8].

3. Характерной чертой геологического строения ЗСП является развитие разломно-блоковой тектоники и ее существенная роль в образовании ловушек УВ. Сложное пространственное распределение нефтяных залежей в центральной части ЗСП объясняется движениями блоков фундамента по разломам, частично проникающих в чехол и контролирующими как распределение продуктивных пластов, так и процесс нефтегазонакопления [1]. Авторы [1] отмечают, что прогноз залежей УВ невозможен без установления их связи с тектоническими структурами.

4. Существенная роль в нефтегазонакоплении принадлежит рифтообразующим разломам. Е.Е.Милановский (1984) указывает на повышенную раздробленность (проницаемость) земной коры в пределах внутриконтинентальных рифтовых зон, ограниченных глубинными разломами. По В.В.Белоусову (1989), из четырех геодинамических обстановок: горизонтального сжатия, вертикального сдвига, горизонтального растяжения (рифты) и горизонтального сдвига - тектонические структуры, обусловленные двумя последними, характеризуются повышенной проницаемостью благодаря широкому развитию в них трещин отрыва. В связи с этим большой поисковый интерес на северо-востоке Свердловской области могут представлять грабенообразные структуры различного возраста и по аналогии с Пермским Приуральем - глубинные разломы типа сдвига [5, 9].

Таким образом, процесс прогнозирования распадается на два этапа: региональный и локальный. На региональном этапе выполняется изучение разломно-блоковой тектоники территории, а на локальном - исследование внутреннего строения зон разломов, с выделением локальных участков, характеризующихся повышенной тектонической трещиноватостью.

В основу выделения разломов нами положены два принципа: автомодельности и системности [3]. Из принципа автомодельности следует, что разрушение твердых тел на всех масштабных уровнях происходит единообразно и мало зависит от вещественного состава среды и ее структуры. Среда делится на блоки, последовательность размеров которых описывается геометрической прогрессией с показателем от 2 до 5 (М.А.Садовский, 1987). Эта закономерность отчетливо проявляется в блоковой делимости земной коры Урала и сопредельных территорий [3] и во многих других регионах мира.

Принцип системности утверждает, что разломы, сформировавшиеся в один из этапов тектогенеза, образуют упорядоченные системы: в пределах системы равноранговые разломы параллельны, расстояния между ними примерно постоянны. На рис.1 показана одна из систем разломов - девонских микрограбенов Урало-Поволжья, контролирующих нефтяные месторождения.

Основными характеристиками разломов в связи с оценкой их роли в процессах нефтегазонакопления являются глубина заложения, кинематический тип и время активизации разлома.

Глубина заложения разлома определяется главным образом по результатам двух геофизических методов - ГСЗ и гравиметрии. Кроме этого, решение данной задачи возможно путем физического моделирования процессов разломообразования. В [8] по результатам физического моделирования установлены корреляционные зависимости

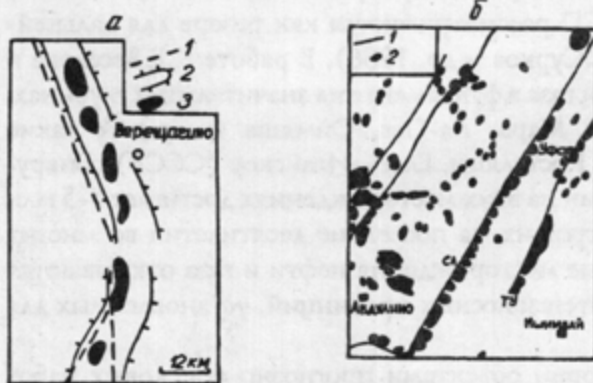


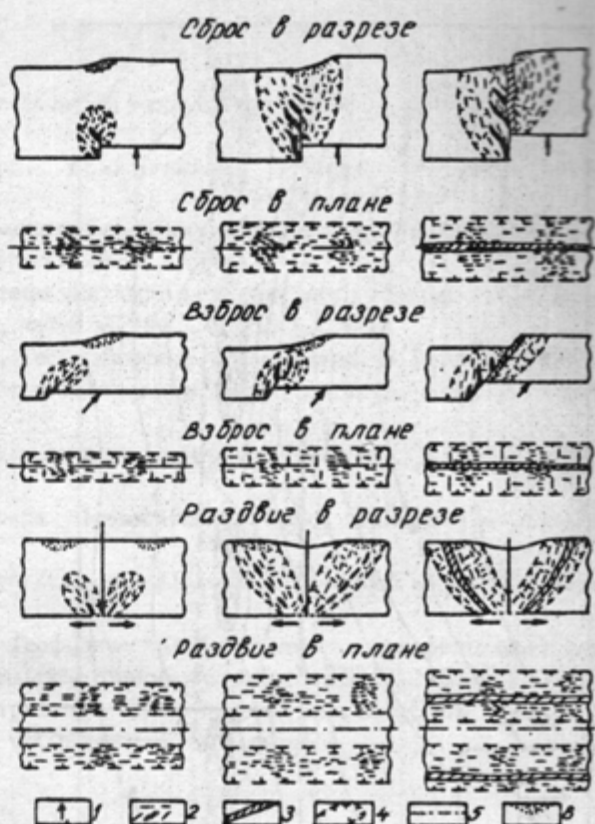
Рис.1. Месторождения нефти: А - Пермского Приуралья (по Г.Г.Кассин): 1 - осевые линии разломов, 2 - границы Очерского вала, 3 - месторождения нефти; и Б - Башкирского Приуралья (по Ф.И.Хатянову, 1991): 1 - грабенообразные прогибы (СА - Сергеевско-Алябьевский, ТУ - Тавтиманово-Уразметовский), 2 - скопления и залежи углеводородов

между длиной разлома и глубиной его проникновения. Из полученных зависимостей следует, что разломы длиной 160-260 км и более можно относить к категории глубинных, т.е. таких, которые пронизывают земную кору на всю ее мощность.

Задача определения кинематического типа разлома (сброс, сдвиг, взброс и т.д.) достаточно сложна. В ряде случаев она может быть решена следующим образом. Для каждого кинематического типа разлома характерно свое распределение различных трещин во внутриразломной зоне.

Рис.2. Результаты физического моделирования разлома. Составил Г.Г.Кассин по материалам М.И.Гзовского, С.И.Шермана, А.С.Григорьева, П.С.Воронова, Р.М.Лобацкой и др.:

1 - направление движения, 2 - трещины в зоне разлома, 3 - магистральный разрыв, 4 - область динамического влияния разлома, 5 - осевая линия зоны разлома, 6 - приповерхностная зона трещин



При сбросе и раздвиге трещины располагаются параллельно оси разлома (рис.2), при взбросе и надвиге к трещинам, параллельным оси разлома, добавляются ортогональные разрывы; о структурном парагенезисе в зоне горизонтального сдвига подробно рассказано в [10]. На рис.3 приведен Красноуфимский разлом, сбросовая природа которого известна и подтверждается региональной аномалией типа ступени, а распределение внутриразломных неоднородностей полностью соответствует картине сброса на рис.2: соляные структуры и связанные с ними системы трещиноватости располагаются параллельно оси разлома и образуют эшелонированный ряд с почти равным интервалом. Образование соляных структур связано с зонами деструкции (разупрочнения) надсоляной толщи и с выжиманием солей на этих участках.

Системы трещин придают геологической среде аномальные свойства и потому отражаются специфическими аномалиями в различных геофизических полях - гравитационном, магнитном, волновом и других. Следовательно, изучая морфологию геофизических аномалий, можно решать обратную задачу тектонофизики: восстанавливать в среде распределение тектонических напряжений и определять кинематику разломов. Такой подход нами использован при изучении Верхнекамского месторождения солей [9].

Для выделения активных в настоящее время разломов целесообразно использовать результаты повторных высокоточных нивелировок, данные гелиевой и геофизических съемок. Молодые разломы надежно картируются по градиентам скоростей современных движений земной поверхности, а также по гелиевым аномалиям, по линейным элементам дистанционных исследований, по аномалиям магнитного и гравитационного полей [5].

Локальное прогнозирование базируется на следующих основных представлениях о свойствах трещинных зон.

1. Процесс трещинообразования в разрезе развивается снизу вверх. Поэтому степень трещиноватости пород всегда при блоковых подвижках фундамента будет выше в низах платформенного чехла и особенно в более прочных по сравнению с чехлом породах фундамента (см.рис.2). В верхних горизонтах чехла, особенно на начальных стадиях деформирования, формируются в основном пликативные структуры, например, флексуры при образовании сбросов и системы эшелонированных складок при образовании сдвигов, играя при этом роль непроницаемых сводовых покровов или ловушек углеводородов.

2. Плотность трещин в зоне разлома неодинакова. Вдоль оси разлома, как правило,

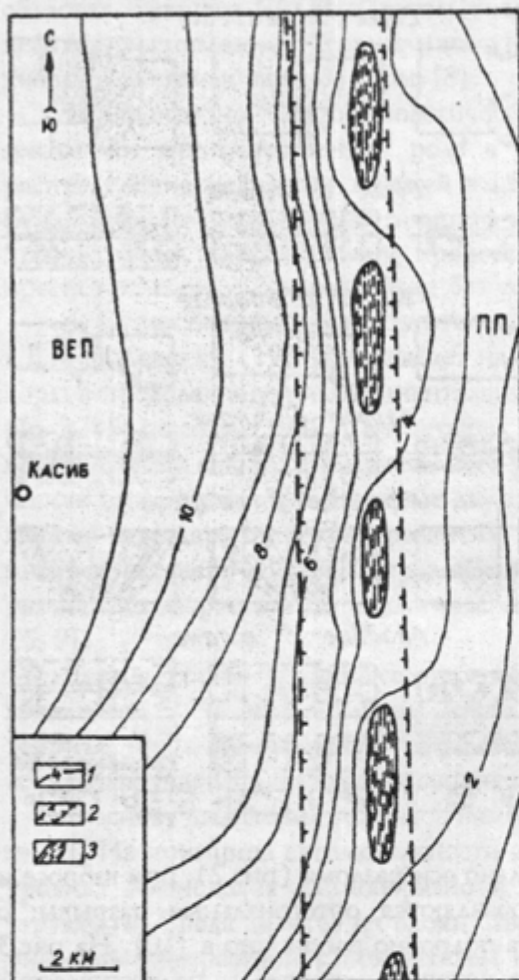


Рис. 3. Отражение Красноуфимского разлома в гравитационном поле:  
 1 - изоаномалы, их оцифровка дана в условных единицах; 2 - зона глубинного Красноуфимского разлома-сброса; 3 - контуры локальных структур по кровле солей; ВЕП - Восточно-Европейская платформа; ПП - Предуральский краевой прогиб

наблюдается чередование с постоянным шагом участков максимальной и минимальной трещиноватости на всех структурных уровнях.

3. Приповерхностные системы трещин картируются во многих геофизических полях аномалиями, несущими информацию о положении разлома в плане, его кинематике и других параметрах.

4. Локальные трещинные зоны (ЛТЗ), имеющие в первом приближении форму крутопадающих пластообразных тел, характеризуются значительными размерами по падению и простиранию до 2-4 км и более (8 и др.). Эффективная пористость пород в их пределах даже на глубинах в 10 км может превышать 10% (С.П.Максимов и др., 1984). Значительная пористость приводит к существенному изменению таких физических свойств пород, как скорость распространения упругих волн, плотность, намагниченность, электропроводность и другие. Все это служит предпосылками для выявления и изучения строения ЛТЗ геофизическими методами, прежде всего сейсмическим и гравиметрическим. Так, например, в пределах Оренбургского газоконденсатного месторождения сейсмическим методом выявлены в разрезе субвертикальные зоны, в пределах которых отмечается интенсивное затухание энергии сейсмических волн. Эти зоны, пространственно приуроченные к границам блоков, интерпретируются как участки нарушения сплошности геологической среды (Гладков А.Е. и др., 1983). В их пределах по данным бурения установлена система субвертикальных трещин и увеличение дебита скважин.

Таким образом, для прогнозирования залежей углеводородов в чехле и фундаменте северо-востока Свердловской области положительные результаты может дать комплекс геофизических методов как на региональном, так и на поисковом этапах исследований. При этом важным элементом анализа геофизических полей является использование данных тектонофизики.

1. Алексин А.Г., Хромов В.Т. и др. Поиски залежей нефти и газа в ловушках неантиклинального типа. - М.: Недра, 1985. - 200 с.
2. Калинин А.К. О перспективах территорий, примыкающих к нефтегазоносным регионам // Советская геология. - 1984. - №1. - С.17-24.
3. Кассин Г.Г., Филатов В.В. Закономерности блоковой делимости земной коры Урала // Геофизич. методы поисков и разведки рудных месторождений / Свердлов. горного ин-та. - Свердловск, 1990. - С.3-8.
4. Кассин Г.Г., Филатов В.В. Перспективы нефтегазоносности западной части Свердловской области // Изв. вузов. Горный журнал. Уральское горное обозрение. - 1994. - №9-10. - С.9-16.
5. Кассин Г.Г., Суворов В.В., Филатов В.В. Геофизические исследования в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции // Изв. Уральской гос. горно-геол. академии. Сер.: Геол. и геофизика. - 1996. - №5. - С.128-135.
6. Рудкевич М.Я. и др. Нефтегазоносные комплексы Западно-Сибирского бассейна. - М.: Недра, 1988. - 303 с.
7. Саньков В.А. Глубины проникновения разломов. - Новосибирск: Наука, Сибирское отделение, 1989. - 136 с.
8. Современная геодинамика и нефтегазоносность / Сидоров В.С., Багдасарова М.В. и др. - М.: Наука, 1989. - 200 с.
9. Филатов В.В., Кассин Г.Г., Попов Б.А. Геофизические исследования на Верхнекамском месторождении солей // Изв. вузов. Горный журнал. Уральское горное обозрение. - 1995. - №6. - С.150-161.
10. Филатов В.В., Кассин Г.Г. Тектоногравиметрия при изучении сдвиговых зон // Изв. Уральской горно-геол. академии. Сер.: Геология и геофизика. Ст. в настоящем выпуске.

УДК 550.837

С.С.Сысков

## ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ АНИЗОТРОПИИ ЭЛЕКТРОПРОВОДНОСТИ СРЕДЫ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ СКВАЖИН

В процессе интерпретации результатов электроразведочных наблюдений в анизотропных средах приходится учитывать влияние анизотропии электрических свойств горных пород, что обуславливает необходимость определения параметров анизотропной среды. Кроме того, сама анизотропность горных пород может являться объектом исследований и использоваться в прикладных целях [1,5,11]. Как следует из опыта применения скважинной электроразведки в рудных районах, гидротермально измененные рудовмещающие горные породы обладают, как правило, трехосной анизотропией электропроводности [1, 5].

Однако на практике нередко возникает необходимость оценки параметров анизотропной среды в произвольной плоскости, проходящей через источник тока. В частности, с такой задачей приходится иметь дело при определении параметров анизотропной среды по измерениям в методе электрической корреляции, а также при профильных измерениях по методу заряда на участках, ограниченных естественными и искусственными препятствиями.