



В. А. Карлов
начальник отдела
ООО «ИИТиМУН»,
заслуженный геолог РФ,
к.г.-м.н., karlov@iitnedra.ru

К вопросу оптимизации методики нефтегазопроисковых работ

В статье обращается внимание на необходимость оптимизации методики нефтегазопроисковых работ на основе тектонического анализа региона, определяющего особенности (этапности) его тектонического развития. Подчеркивается необходимость признания главенствующей роль неантиклинальных ловушек УВ и адаптации всех методов прогноза и изучения к этим типам ловушек.

The article emphasizes the need for optimization of the exploration methodology based on regional tectonic analysis, which should focus on an assessment of the region's tectonic history. The author thinks it is critical to admit the major role of the non-anticlinal traps and tailor exploration approaches to such traps.

Ключевые слова: методика нефтепоисковых работ, неантиклинальные ловушки УВ, этапы тектонического развития: активный-пассивный, дилатансия, постседиментационные процессы, способы прогноза и исследований.

Keywords: petroleum exploration methodology, non-anticlinal hydrocarbon traps, stages of tectonic development: active-passive, dilatancy, post-sedimentologic processes, study and forecast methods.

Уже не одно поколение геологов и ученых наблюдают (или участвуют) за полемикой между «органиками» и «неорганиками», фиксистами и мобилистами, за кризисом «антиклинальной» теории формирования скопления УВ, за падением успешности ГРП на нефть и газ, связанного не только с наступившими постсоветскими трудными временами геологической отрасли.

Острота борьбы между сторонниками органической и неорганической теорий образования нефти несколько спала после внедрения в сознание геологов «новой глобальной тектоники» - тектоники литосферных плит [1]. Однако практики и потом мало обращали внимание на ход этой полемики, ориентируясь главным образом на структурный («антиклинальный») принцип размещения скважин.

Тектонический режим развития каждой плиты, каждого ее элемента и в первую очередь ее периферийных (пограничных) областей определяет, в конечном счёте, историю формирования нефтегазоносной провинции, зон нефтегазонакопления и локальных скоплений и носит прерывисто-непрерывный характер: этапы пассивного развития сменяются этапами активизации тектонических движений, переходящими к этапам стабилизации и т.д.

После того как в недрах появилась нефть (любым путем), способная к миграции и формированию локальных скоплений, образование последних на этапе пассивного тектонического развития подчинено принципам дифференциального распределения газожидкостных сред по плотностям в процессе латеральной (преимущественно) и вертикальной миграции. На этом этапе углеводороды (УВ) занимают головные части структур, образуя первичные залежи УВ. В период активизации тектонических движений (вертикальных и в основном горизонтальных) архимедовы силы приобретают подчиненное значение, уступая более мощным процессам, связанным с сейсмичностью высокой интенсивности. Активный этап характерен появлением зон дилатансии - разуплотнений (гравиминимумов) с пьезоминимумами в гидродинамическом пространстве, обязанным разломной тектонике, появлению природных вакуумных образований. Благодаря этому достигается эффект всасывания газожидкостных масс в эти зоны разуплотнения с образованием вторичных скоплений УВ. При этом направление перемещения УВ может быть любым, а локализация вторичной залежи УВ может быть в любых структурно-тектонических условиях. И это

является главным и принципиальным следствием активного этапа развития тектонического элемента.

Перемещение УВ в сторону пьезоминимума может сопровождаться их сепарацией и размещением вдоль транзитных путей по степени подвижности в соответствии с их физико-химическими свойствами, а также выпадением из пластовых вод вторичных минералов (галит, сульфаты и т.п.) (2).

Движение газожидкостных масс происходит, прежде всего, вдоль динамически активных разломов различных направлений, а локализация вторичных залежей УВ подчинена характеру развития областей динамического влияния этих разломов. Немалую роль должна играть и характеристика геомагнитного поля (тектомагнитных эффектов) вдоль этих разломов в процессе селекции УВ и пластовых вод.

Завершение активной фазы и начало очередного пассивного этапа развития тектонического элемента отмечается релаксацией зоны дилатансии, что в совокупности с характером пород вверх по восстанию новообразованного природного резервуара определяет степень сохранности вторичной залежи. Изменение геометрии и вещественного состава этой залежи идет по сценарию, характерному для пассивного этапа. Латеральная и вертикальная миграция за счет архимедовых сил завершают формирование рисунка распределения УВ до очередного этапа активизации тектонических движений, когда восходящие потоки газожидкостных масс сменяются иными (преимущественно нисходящими) - в направлении к очагам дилатантных изменений (к пьезоминимумам). И это может происходить неоднократно: количество чередований пассивных и активных фаз (этапов) определяется конкретной историей развития каждого тектонического элемента. Современный облик распространения месторождений (залежей) УВ зависит от этой истории, но главным образом от последней пары фаз (активной и пассивной).

Описанный механизм нефтегазонакопления и последующих преобразований имеет ряд очень важных последствий.

1. Локальное скопление УВ может быть размещено в любой части тектонического элемента, в любых структурных условиях, на любых глубинах, независимо от современного положения нефтематеринских пород, в любых термобарических условиях, в любых литологических разностях непластичных пород, иметь любую геометрию.

2. Наряду с типами ловушек, определяемыми первичными условиями

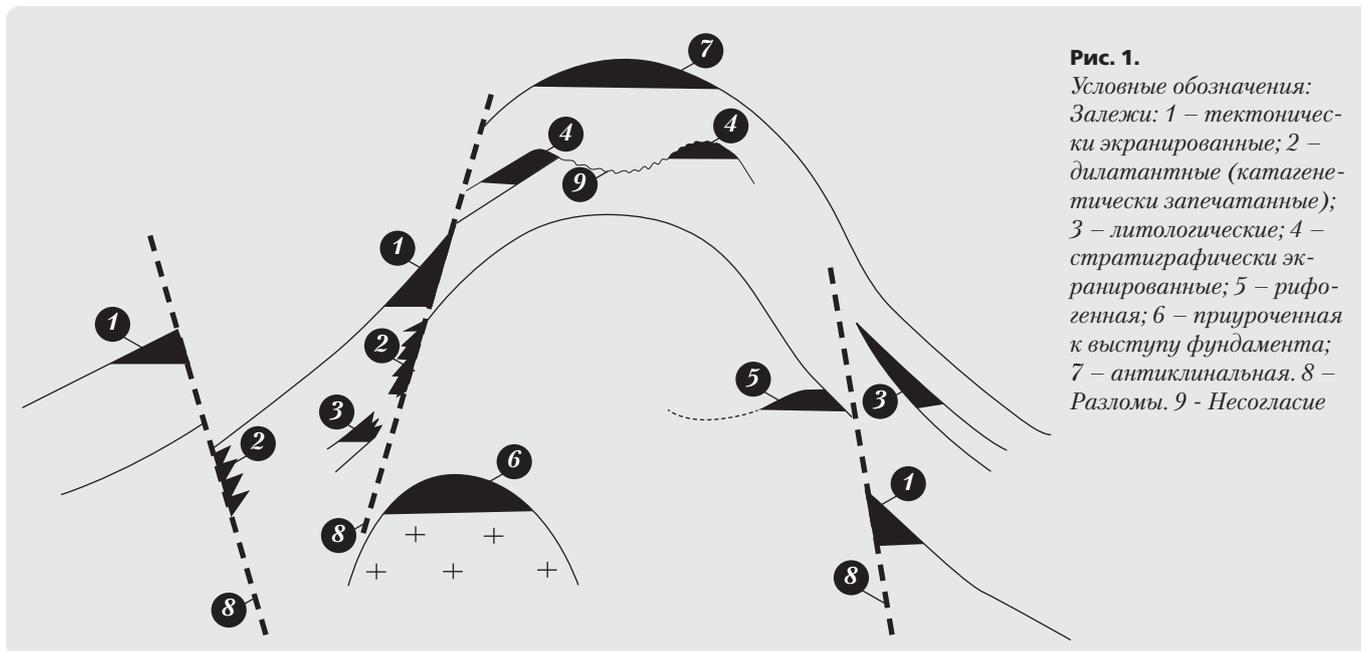


Рис. 1.
Условные обозначения:
Залежи: 1 – тектонически экранированные; 2 – дилатантные (катагенетически запечатанные); 3 – литологические; 4 – стратиграфически экранированные; 5 – рифтогенная; 6 – приуроченная к выступу фундамента; 7 – антиклинальная. 8 – Разломы. 9 - Несогласие

осадконакопления, доминирующее развитие имеют ловушки, генетически связанные с вторичными процессами: тектонически-экранированные, литологические, эпи(ката)генетические, дилатантные и т.п., среди которых антиклинальные (структурные) ловушки имеют подчиненное значение и выступают как частный случай, как продукт древнего заложения поднятий и длительного унаследованного их тектонического развития.

3. Большинство нефтегазоносных провинций испытывают современные тектонические движения, что предполагает продолжение процесса формирования залежей в незначительных масштабах, обеспечивающего некоторую восполняемость запасов УВ. Установленная для многих древних рифтов активизация в новейшее время глубинных разломов (и современная сейсмичность) играет важную роль в процессах подтока углеводородов (3), и значительная доля месторождений УВ контролируется неотектонически (и современными) активными зонами (4).

Очевидно, что определяя важнейшие направления ГРП на нефть и газ, следует, прежде всего, ориентировать на изучение пограничных зон плит и внутриплитных динамически активных образований. В пределах новых районов – это, прежде всего, континентальный шельф, в пределах старых – это еще не изученные горизонты, находящиеся на больших глубинах и в пространственно-временной связи с вышезалегающими продуктивными комплексами, а также отрицательные, еще не изученные структуры. Как то, так и другое

Острота борьбы между сторонниками органической и неорганической теорий образования нефти несколько спала после внедрения в сознание геологов «новой глобальной тектоники» - тектоники литосферных плит

– весьма дорогостоящие мероприятия, риски которых можно минимизировать только путем создания и использования эффективной методики ведения нефтегазопоисковых работ, адаптированной к конкретным тектоническим условиям. Надо полагать, что в каждом конкретном регионе методика должна быть индивидуальной, но имеются общие принципы:

1. Необходимы исследования, направленные на изучение тектоники региона, на тектоническое районирование, на реконструкцию истории тектонического развития, на выделение этапов пассивного и активного развития, на трассирование тектонически (неотектонически) активных зон (линементов) как в прошлом, так и в настоящем. Должны быть использованы материалы сейсмо-, грави-, магнито-, электроразведки, дистанционных методов (аэрокосмодешифрирования), геохимических съемок, повторного многократного нивелирования, глубокого бурения (в т.ч. отбор ориентированного керна, геофизические исследования скважин, позволяющие устанавливать направление и интенсивность

развития трещиноватости) с целью создания единой тектонической (тектодинамической) карты региона.

2. Необходимо выделение зон потенциального накопления УВ на основе тектонического (а не сугубо структурного) анализа. Эти зоны должны выглядеть как совокупность локальных тектонических объектов, контролирующих ловушки УВ различного генезиса, а не как цепочка положительных структур, заранее предполагающая преимущественно один тип залежей антиклинальный. Т.е. на основе тектодинамической карты должна быть создана карта нефтегеологического районирования.

3. Необходимо локальное прогнозирование ловушек УВ, предусматривающее выведение алгоритма, описывающего все происшедшие первично седиментационные и вторичные тектонофизические (в т.ч. сопутствующие) процессы и определяющего координаты скопления УВ по площади и по глубине (по разрезу), с прогнозной оценкой его генезиса, геометрии и углеводородного потенциала.

Все эти стадии весьма важны для успешности поискового процесса, но локальный прогноз, как его венец, представляется самым сложным по исполнению и реализации. Первая скважина, пробуренная на основе локального прогноза, может оказаться неудачной не только из-за его неточности, но и из-за неадекватности параметров первичного и вторичного вскрытия пород - коллекторов в процессе строительства скважины генезису изучаемой ловушки. Пропуск залежи вполне возможен, так как ожидается следующий набор факторов, осложняющих идентификацию продуктивности: низкие пластовые давления, повышенная глинистость коллекторов, высокая степень их трещиноватости и т.п. Кроме того, в результате тектодинамизма и его производных, традиционные породы - коллекторы могут превратиться в неколекторы, а непроницаемые породы - в природные новообразованные резервуары нефти и газа, что может привести к неспособности выделения продуктивных пластов используемым стандартным комплексом геофизических исследований и при стереотипных испытаниях скважин, т.е. появляется реальная возможность

пропуска залежи. Вполне понятное стремление нефтепользователей к удешевлению самых высокотратных работ (бурение) может обернуться техногенной неудачей, способной безвозвратно опорочить используемый алгоритм прогноза, а это следует учитывать в связи с тем, что одним из важнейших направлений поисков нефти и газа являются большие, свыше 3-5 км, глубины.

Примерами, подтверждающими справедливость всего вышесказанного, могут служить общеизвестные факты, зафиксированные на Сибирской платформе (Талаканское, Курумбинское, Юрубчено-Тохомское и др. месторождения), Западно-Сибирской плите (месторождения Фроловской мегавпадины, Рогожниковское, Новопортовское, Бованенковское, Уренгойское и др. месторождения), в Припятском прогибе (2), в Тимано-Печорской впадине (Сямаюское месторождение). Общим для них является то, что в основном все эти залежи (как и абсолютное большинство других неантиклинальных скоплений в других регионах) обнаружены не сразу (на более поздних этапах изучения) и, как правило, случайно.

Главный вывод: методика нефтегазопосковок работ должна быть настроена на обнаружение, главным образом, неантиклинальных залежей УВ различного генезиса, но так или иначе связанных с последствиями тектодинамического характера геологического развития структурных единиц, с неоднократным чередованием активных и пассивных фаз, с решающим влиянием последней пары фаз.

Поэтому принципиальные изменения в отношении к антиклинальным ловушкам должны заключаться в следующем:

– антиклинальная ловушка УВ частный случай, всего лишь одно звено в цепи образовавшихся других преимущественно неантиклинальных ловушек;

– антиклинальная ловушка УВ является индикатором наличия на сопряженных участках и на больших глубинах залежей иной природы и морфологии, указывающим на возможность значительного (возможно кратного) увеличения плотности прогнозных запасов УВ в регионе (*рис. 1*). 

Литература

1. Кокс А., Харт Р. Тектоника плит. — М.: Мир, 1989.
2. Карпов В.А., Колдашенко Т.В., Черевко Т.А. Перспективы нефтегазоносности девонских отложений Южной части Припятского прогиба. В сборнике «Нефтегазоносность западных районов Европейской части СССР». ВНИГНИ, М.: 1986.
3. Рябухин Е. Г., Байбакова Г.А. Формирование и нефтегазоносность осадочных бассейнов в связи с рифтогенезом. // Геология нефти и газа №5. 1994.
4. Якушев В.И. Роль новейших тектонических движений в размещении месторождений нефти и газа на Русской плите // Тектонические факторы размещения зон нефтегазонакопления. Л., 1979.