# 1. Благоприятные структурные формы скопления нефти и газа. Вертикальная и латеральная миграция нефти и их роль в образовании нефтяных и газовых залежей

Природный резервуар – естественное вместилище нефти, газа и воды (внутри которого может происходить циркуляция подвижных веществ) форма которого обусловливается соотношением коллектора с вмещающими его плохо проницаемыми породами.

Виды: *пластовый, массивный, линзовидный (литологически ограниченный со всех сторон).*

*Пластовый резервуар* (Рисунок 1.1) представляет собой коллектор, ограниченный на значительной площади в кровле и подошве плохо проницаемыми породами. Особенностями такого резервуара является сохранение мощности и литологического состава на большой площади.

Рисунок 1.1 – Принципиальная схема пластового резервуара

1 – коллектор (песок); 2 – плохо проницаемые породы

*Под массивным резервуаром* понимают мощные толщи пород, состоящие из многих проницаемых пластов, не отделенных один от другого плохо проницаемыми породами.

Большинство массивных резервуаров особенно широко распространенных на платформах, представлено известняково-доломитизированными толщами.

Слабо проницаемые породы покрывают всю эту толщу сверху. По характеру слагающих их пород массивные резервуары подразделяются на две группы:

1. однородные массивные резервуары – сложены сравнительно однородной толщей пород, большей частью карбонатных (Рисунок 1.2а).

Рисунок 1.2а – Схема однородного массива

1. неоднородные массивные резервуары – толща пород неоднородна. Литологически она может быть представлена, например, чередованием известняков, песков и песчаников, сверху перекрытых глинами. (Рисунок 1.2б)

Рисунок 1.2б – Схема неоднородного массива

*Резервуары неправильной формы, литологически ограниченные со всех сторон* (Рисунок 1.3).В эту группу объединены природные резервуары всех видов, в которых насыщающие их газообразные и жидкие углеводороды окружены со всех сторон либо практически непроницаемыми породами, либо породами, насыщенными слабоактивной водой.

Рисунок 1.3 – Резервуар, литологически ограниченный со всех сторон практически непроницаемыми породами

Каким бы ни был механизм образования углеводородов для формирования крупных скоплений нефти и газа необходимо выполнение ряда условий:

* наличие проницаемых горных пород (коллекторов);
* непроницаемых горных пород, ограничивающих перемещение нефти и газа по вертикали (покрышек);
* а так же пласта особой формы, попав в который нефть и газ оказываются как бы в тупике (ловушке).

Ловушка – часть природного резервуара, в котором благодаря различного рода структурным дислокациям, стратиграфическому или литологическому ограничению, а так же тектоническому экранированию создаются условия для скопления нефти и газа.

Гравитационный фактор вызывает в ловушке распределение газа, нефти и воды по удельным весам.

Типы ловушек (Рисунок 1.4):

*Структурная (сводовая) –* образованная в результате изгиба слоев;

*Стратиграфическая –* сформированная в результате эрозии пластов – коллекторов и перекрытия их затем непроницаемыми породами;

*Тектоническая –* образованная в результате вертикального перемещения мест обрыва относительно друг друга, пласт-коллектор в месте тектонического нарушения может соприкасаться с непроницаемой горной породой.

*Литологическая* – образованная в результате литологического замещения пористых проницаемых пород непроницаемыми.

Около 80% залежей в мире связано с ловушками структурного типа.

Рисунок 1.4 – Типы ловушек

Скопление нефти, газа, конденсата и других полезных сопутствующих компонентов, сосредоточенные в ловушке, ограниченные поверхностями разного типа, в количестве, достаточном для промышленной разработки, называется залежью.

Типы: *пластовая, массивная, литологически ограниченная, стратиграфически ограниченная, тектонически экранированная* (Рисунок 1.5а – д).

Рисунок 1.5а – Пластовый тип залежи

|  |  |
| --- | --- |
|  |  |
| Рисунок 1.5б – Залежь литологически ограниченного типа | Рисунок 1.5в – Залежь стратиграфически ограниченного типа |

Рисунок 1.5г – Залежь тектонически экранированного типа

Необходимы следующие условия для формирования месторождений нефти и газа в залегающих в глубинах земли отложениях, из которых экономически выгодно извлекать углеводороды: наличие соответствующих пород-коллекторов и относительно непроницаемых покрышек и ловушек, которые предотвращают утечку углеводородов к земной поверхности.

Простейшим типом структурной ловушки является выгнутая вверх складка-антиклиналь (рис. 1.6, а). Складчатость может быть результатом сокращения земной коры, сброса в глубинах земли, магматической деятельности, внедрения соляных масс; она может быть вызвана уплотнением над выступом погребенного рельефа или растворением пород. Скопление нефти и газа в антиклиналях происходит за счет улавливания движущихся вверх капелек жидкости и пузырьков газа аркой смятых в складку пластов. На флангах складки под нефтью скапливается более тяжелая пластовая вода. Одно из крупнейших нефтяных месторождений мира – Гхавар в Саудовской Аравии – связано именно с антиклиналью.

Одним из специфических видов антиклиналей являются соляные купола (рис. 1.6, в). Они представляют собой штоки или призмы соли, выжатой с больших глубин. Купола имеют в плане округлую или эллиптическую форму диаметром почти 1 км и высотой 6 и более км. Эти купола частично прорывают слои осадочных пород, а залегающие над ними пласты изгибаются в виде антиклинали или купола. Залежи нефти могут формироваться в покрывающей соляной купол антиклинали, в пластах, ограниченных стенкой соляного купола, и в выщелоченных кавернозных породах кровли купола (кэпроки).

Тектонически ограниченные ловушки (рис. 1.6, б), как и антиклинали и соляные купола, являются разновидностью структурных ловушек. Ловушка этого типа образуется за счет того, что при сдвиге (взаимном перемещении пластов) проницаемые пласты вверх по восстанию в зоне разлома экранируются непроницаемым глинистым барьером, который эффективно преграждает движение нефти вверх по восстанию проницаемого насыщенной водой наклонно залегающего пласта.

Если пласты-коллекторы латерально замещаются непроницаемыми породами, возникает стратиграфическая ловушка (рис. 1.6., г). Основная причина изменения пористости и проницаемости пласта в пространстве связана с изменениями условий осадконакопления по площади. Другой причиной изменения коллекторных свойств является растворяющее действие пластовых вод. Так, участками может растворяться карбонатный цемент в песчаниках. Большую роль играет образование каверн в карбонатных породах. Важный вид стратиграфических ловушек образуется при срезании, эрозии серии наклонно залегающих пластов, в том числе пористых и проницаемых, и последующем их перекрытии непроницаемыми породами-покрышками.

Миграция нефти и газа – любое перемещение этих веществ в земной коре. Возможности, виды его контролируются факторами, действующими в тех или иных условиях геологической обстановки: физическими свойствами, состоянием мигрирующих нефти и газа, свойствами г. п. и участием в миграции подземных вод. Миграция, по Иллингу, подразделяется (Illing, 1934) на первичную (процессы передвижения нефти и газа в нефтематеринские породы, включая проникновение их в коллектор) и вторичную (миграция в коллекторе, приводящая к образованию залежей). Кроме того, она подразделяется на вертикальную и боковую.

По физической природе миграционные процессы подразделяются В.А. Соколовым (1956) на:

1) фильтрацию нефти и газа в проницаемых горных пород при наличии перепада давления;

2) всплывание нефти и газа в воде, содержащихся. в горных породах;

3) миграцию нефти и газа, обусловленную движением подземных вод; 4) отжатое нефти и газа при уплотнении или деформации горных пород;

5) перемещения нефти и газа под действием капиллярных и сорбционных сил;

6) прорывы газа или нефти через глинистые пластичные слои;

7) диффузию нефти и газа в г. п. и водах при наличии разницы концентраций.

По направлению и общему характеру процесса миграция нефти и газа подразделяется на:

1) первичную, т.е. миграцию из глинистых или иных плотных п. в соседние песчаные или иные породы-коллекторы;

2) пластовую, или латеральную, идущую по пористым песчаным и др. пластам;

3) вертикальную, идущую поперек напластования и направленную к земной поверхности.

Поскольку промышленное скопление (залежь) нефти или газа можно рассматривать только как временную задержку на путях их миграции от очагов нефтеобразования до полного разрушения залежей (в силу окислительных процессов или метаморфизма), большая часть перечисленных факторов и видов миграции являются активными и на стадии разрушения (рассеяния) сформировавшихся залежей.

Несомненными и совершенно очевидными следует признать два факта: нахождение в образцах керна материнских пород остатков керогена и нахождение собственно нефти (включая АСВ) в образцах коллекторов, независимо от вещественного их состава.

Первый факт свидетельствует о том, что ОВ находилось в глинистых осадках, второй, что оно частично было эвакуировано в близлежащий коллектор. В какое время и на какой глубине погружения это произошло – не может быть точно установлено. Согласно бытующим представлениям нефть «созрела», когда материнские пласты опустились примерно на 2 или 3 км (в интервал нефтяного «окна»), и после этого уже готовая нефть стала поступать в коллектор, а на больших глубинах стал выходить газ. Все это понадобилось Н.Б. Вассоевичу и другим, чтобы объяснить вертикальную зональность распределения нефтяных, газоконденсатных и газовых залежей УВ, которая наблюдается повсеместно. На этом была построена и продолжает существовать осадочно-миграционная теория образования и скопления нефти.

Понимая, что на глубинах 2– 3 км глины находятся в состоянии предельного уплотнения и становятся флюидоупорами, т.е. фактически непроницаемыми породами, говорить о их генерационном потенциале и его возможностях по меньшей мере несерьезно. Отсюда можно предполагать, что процесс эмиграции нефти имел место на более ранних, если не начальных, стадиях погружения (А. Перродон «Геодинамика нефти. Буссенс». «Эльф-Акитен», 1985 г.). При этом рассеянная микронефть оставалась в коллекторе, там происходили ее последующие превращения и оттуда начиналась ее миграция до скопления в ловушках.

Тяжелые высоковязкие нефти, содержащие никель, ванадий и другие порфириновые комплексообразователи, являются еще одним доказательством органического происхождения жидких УВ. Как правило, они находятся в карбонатном коллекторе или прошли через него. То, что это остатки органики не вызывает сомнений, т. к. получить их искусственным путем (за счет синтеза из метана в естественных природных условиях) едва ли возможно.

На сегодняшний день можно вполне определенно констатировать, что огромные массы битуминозных сланцев поверхностного залегания (например кукерситы в Эстонии) – это наглядное пособие адептам неорганического синтеза нефти. Они свидетельствуют о процессах скопления и захоронения ОВ на территориях (или акваториях мелководья), которые потом не подвергались опусканию и остались в виде керогенонаполненных напластований глин близко к поверхности. Баженовская свита (Западная Сибирь) – это другой пример, когда материнские породы (те же сланцы) погрузились на глубины 2 700–2 850 м.

Концентрацию ОВ в сланцах трудно объяснить без участия массы бактерий. Возможности ее роста при наличии питательной базы поистине неисчерпаемы. Гибель бактерий, выполняющих первичную работу по разложению и деструкции органического детрита, в значительной мере пополняет объемы керогена. Нефть лишь зарождается во чреве материнских пород, откуда уходит, и остальное время жизни проводит в коллекторах.

Признавая межрезервуарные перетоки УВ по секущим разломам, а также сбросам и взбросам, геологи тем не менее не рассматривают это как общий механизм формирования залежей. Характерные примеры: третье по запасам газовое месторождение Гронинген (Нидерланды, Stauble etMilis, 1970), нефтегазовое месторождение Гронден (Габон, Vidal, 1979). Последнее показательно в том, что исключает заполнение ловушки как проточной структуры, т. к. антиклиналь разрезана небольшим грабеном. Крылья содержат нефть (28 млн. т с плотностью 0,88) и газовую шапку, а песчаники грабена пустые.

О газовом переносе рассеянной микронефти по пластам-коллекторам кабонатных пород говорят и скопления в залежах УВ, перекрытых эвапоритовыми покрышками, значительных примесей сероводорода.

О ранней эвакуации ОВ из материнских пород в коллекторы свидетельствует тот факт, что бактерии, в том числе представители железобактерий (Leptothrix) присутствовали в органогенных коллекторах. На фото 1, 2, 3 приводятся микроснимки срезов пород, взятых керном из карбонатных отложений Южного Узбекистана (J2 и J3). Из них отчетливо видно соседство и ассоциации битумов с включениями пирита и сидерита, которые являются продуктами работы железобактерий. Другой причины их совместного нахождения нет. Пиритизация связана с бактериальным восстановлением сульфатов в стабильные формы (пирит (Fe S2), что обеспечивается присутствием сероводорода и реакционно-способного железа в карбонатных коллекторах. Наличие кроме пирита еще и сидерита (Fe СОЗ) дает основание утверждать, что железобактерий было много и их работа продолжалась долго.

Если принять, что эмиграция УВ происходит на начальной стадии погружения осадков (в интервале первых сотен метров), то скорость миграции и дальность разноса микронефти в коллекторах будет зависеть не только от времени, но и от глубины, учитывая уплотнение осадочных пород и их проницаемость. Линией отсчета латеральной миграции УВ, в соответствии с теорией конвергенции, может служить ближайший глубинный разлом (линеамент). Это немаловажный поисковый признак, вполне поддающийся прогнозному расчету, если считать газовые потоки движущей силой миграции.

Газовые потоки глубинного абиогенного генезиса, выделяемые в теории конвергенции УВ, как собиратели и носители рассеянной микронефти, явно просматриваются при формировании нефтяных и газовых залежей в Предкавказье.

Газ, восходящий из разлома в предгорном прогибе, накапливался в коллекторах юры, мела и палеогена и вначале заполнял передовые ловушки. Учитывая систему трещин, оперяющих глубинный разлом, и возможность межрезервуарных перетоков, вертикальная зональность залежей в передовом прогибе закономерна: наибольшее число нефтяных скоплений (более 90) выявлено в интервале от 500 до 1 500 м; в интервале 1 500–2 000 м их становится 29, 2 000–2 500 м – 18. Ниже в основном газовые залежи.

На платформенных территориях наблюдается иная картина: наибольшее количество газовых залежей приходится на интервал 500–1 000 м (более 20); в интервале 2 000–2 500 м – газоконденсатные скопления, ниже 3 500 м – небольшие нефтегазовые. Это говорит о том, что при латеральной миграции запасы нефти были исчерпаны, а УВ-газы продолжали поступать в больших объемах. В конечном счете и они прекратились в позднем палеогене, т. к. неогеновые ловушки оказались пустыми.

Гидродинамические расчеты показывают, что латеральная миграция газа и нефти различается на два порядка величины и более. То, что газ приходит в ловушку первым и освобождает ее от воды и тем самым решает проблему замещения, имеет очень важное значение. Опыты смешивания воды и нефти и размещения эмульсии внутри толченого песка или карбонатной породы засвидетельствовали, что самопроизвольного разделения фаз не происходит в течение более года. И только искусственное создание газовой фазы внутри вмещающей породы приводит к стратифицированному распределению флюидов газ–нефть–вода.

Рассмотрим модель формирования и закономерности размещения углеводородных залежей в прикаспийской впадине.

На современном этапе изученности Прикаспийской впадины данными нефтепоисковых работ установлена региональная нефтегазоносность ее осадочного выполнения от девонских отложений до современных, т.е. всего вскрытого бурением разреза. Рассмотрение результатов многих сотен анализов по общему, групповому, структурно-групповому и другим составам нефтей, а также газов и газоконденсатов этого региона, полученных из различных стратиграфических подразделений, приводит к выводу о чрезвычайном разнообразии ряда этих углеводородных соединений, в полярных точках которого находятся газоконденсаты и битумы (киры). Систематизация жидких углеводородов (УВ) (нефтей) по стратиграфическому принципу оказалось практически неосуществимой ввиду того, что в пределах каждого стратиграфического подразделения встречаются нефти от конденсатных до осмоленных. В то же время разные стратиграфические уровни содержат однотипные по составу нефти.

Эмпирически было установлено, что большая их часть, а именно восемь нижних продуктивных горизонтов, залегающих на глубинах 600–4 400 м в широком стратиграфическом диапазоне от конгломератового нижнетриасового горизонта до башкирских отложений включительно, содержат нефти одного состава. Они имеют парафино-нафтеновое основание, близкий углеводородный состав, плотность 0,82–0,84 г./см?, фракцию, выкипающую до 200? С (25–35%) и смолисто-асфальтеновую составляющую (10–14%). В то же время нефти пяти верхних горизонтов (глубина залегания 250–550 м), приуроченные к юрско-меловому комплексу и двум нижнетриасовым горизонтам, отличаются от нефтей нижних горизонтов повышенной смолистостью и почти полным отсутствием или значительным понижением бензиновой составляющей, что отражается и в их плотности (0,88–0,92 г./см?). Как показало изучение изолирующих свойств глинистых образований над верхними продуктивными горизонтами, они изобилуют открытыми микротрещинами, на стенках которых зачастую отмечаются примазки нефти. Эти микротрещины и явились путями фильтрации газовой и прочих составляющих нефтей из залежей и ухода их в атмосферу.

Повышение смолистости нефтей верхних горизонтов связано с увеличением воздействия на них гипергенных факторов.

Таким образом, эмпирически была установлена определенная вертикальная зональность в распределении составов нефтей по разрезу в пределах одного месторождения с самым большим стратиграфическим диапазоном нефтегазоносности.

Объяснение направленного изменения состава нефтей верхних горизонтов разреза в сторону их уплотнения за счет низких изолирующих свойств флюидоупоров над ними позволило сделать два основных вывода о нефтях нижних горизонтов. Первый из них сводится к тому, что однотипность их составов, учитывая широкий стратиграфический диапазон размещения и большую пространственную разобщенность, можно объяснить только единым источником заполнения ловушек, содержащих эти нефти, находящимся ниже. Второй вывод говорит о том, что между нефтесодержащими пластами существуют достаточно надежные флюидоупоры, исключающие возможность сколько-нибудь значительных перетоков УВ из одного продуктивного пласта в другой. Изучение изотопного состава УВ в узких фракциях нефтей (как нижних, так и верхних горизонтов), а также рассмотрение индивидуальных УВ, подтвердило сделанный вывод о едином их источнике, т.е. о вертикальном способе формирования этого месторождения. Сущность такого способа формирования состоит в том, что нефть по проводящему каналу струйно мигрировала вверх и заполняла под давлением по пути продвижения все встречающиеся коллекторские породы независимо ни от их стратиграфической принадлежности, качества, глубины залегания, экранирующих свойств флюидоупоров над ними, ни от структурного фактора. Поскольку напряжение в недрах нарастает относительно постепенно и его разгрузка осуществляется также не мгновенно, заполнение однотипными углеводородными флюидами происходит последовательно снизу вверх по мере постепенного разрыва сплошных горных пород до полного завершения этого процесса.

С затуханием тектонической активности и закрытием проводящего канала заканчивается первый этап формирования месторождения. К этому моменту однотипные углеводородные соединения, состоящие из нефтей с растворенными в них газами и имеющие такой же состав, как в нижних горизонтах, оказываются в разнообразных геологических условиях. С этого момента начинается второй этап – переформирование залежей в соответствии с этими условиями. Частным случаем является достаточная изоляция углеводородных скоплений, как наблюдается в восьми нижних горизонтах Кенкияка, где составы нефтей практически не изменились по сравнению с изначальными.

Значительно чаще встречаются случаи отсутствия в разрезе надежных флюидоупоров, что является причиной развития диффузионно-фильтрационных процессов, которые и порождают исключительное многообразие составов нефтей, наблюдаемое во впадине. Рассмотрим один из основных вариантов перераспределения углеводородных скоплений, когда между двумя залежами с однотипной нефтью находится толща с недостаточно хорошими изолирующими свойствами, а над верхней – надежный флюидоупор. Очевидно, газоконденсатные компоненты нижней нефтяной залежи вытеснят нефть из верхней ловушки по латерали через замок структуры. В верхней ловушке окажется не нефтяная, а газоконденсатная залежь. Нефть верхней ловушки, проходя через коллекторские пласты, будет фильтроваться, теряя по пути продвижения асфальтово-смолистые компоненты и превращаясь в нефть фильтрованного типа. Ее продвижение будет тем дальше от точки начала латеральной миграции, чем больше газоконденсатных компонентов поступает снизу. Вытесняющий ее газоконденсат на пути латеральной миграции по коллектору сформирует во встреченных ловушках дочерние газоконденсатные залежи. Это один из основных путей образования газоконденсатных залежей во впадине. В случае ограниченного подтока газоконденсатных компонентов снизу из верхней залежи мигрирует по латерали лишь часть нефти и в верхней ловушке залежь станет газонефтяной. Достаточно убедительным доказательством осуществления ухода газоконденсатных компонентов из нефтей является нахождение в различных стратиграфических подразделениях и на разных, иногда довольно больших глубинах нефтей тяжелых, отбензиненных, но не окисленных, так называемых псевдогипергенных.

Нефти нижней залежи, потерявшие легколетучие компоненты, становятся более тяжелыми, чем исходная нефть, и будут тем плотнее, чем большую часть подвижных компонентов они потеряли (см. рисунок).

Модель поэтапного формирования нефтяных и газоконденсатных залежей Прикаспийской впадины.

а – первый этап; б – второй этап

1 – газоконденсат; 2 – нефть; 3 – вода; 4 – плотность углеводородов (г/см?); 5 – непроницаемый флюидоупор; 6 – флюидоупор, проницаемый для легких УВ; 7 – субвертикальный канал струйной миграции УВ; 8 – след субвертикального канала миграции УВ; 9 – направление диффузионно-фильтрационного потока УВ; 10 – направление литеральной миграции УВ.

Можно сформулировать следующие выводы:

Формирование и размещение всех углеводородных залежей впадины обусловлено первичной вертикальной и вторичной вертикально-латеральной миграцией УВ.

Нефти впадины имеют единый источник и, как следствие, изначальный близкий состав, приведенный выше.

Отклонение от изначального состава нефти, обусловленное ее миграционным фракционированием, является поисковым критерием для открытия новых залежей углеводородов с прогнозом их местоположения, количественной оценки и фазового состояния.

Состав нефти любой залежи, выраженный через содержание в ней бензина и суммарное количество смол и асфальтенов и отраженный в ее плотности, – показатель механизма формирования залежи.

Процессы газообразования и газонакопления рассмотрены многими

исследователями. Однако вопрос о вертикальной миграции газа из нижних частей разреза отложений в верхние освещен, на наш взгляд, недостаточно полно.

Основные запасы газа, как известно, сосредоточены на относительно небольших глубинах. Предполагается, что формирование залежей здесь происходило за счет газа, образовавшегося на больших глубинах, в нижней зоне интенсивного газообразования.

Большая роль «нижних» газов при формировании залежей преимущественно газоносные области приурочены к глубоким бассейнам осадконакопления и что более 2/3 основных нефтегазоносных областей и провинций мира с мощностью осадочных пород свыше 4 км являются преимущественно газоносными, в то время как среди провинций с толщей осадков менее 4 км, наоборот, преобладают преимущественно нефтеносные.

Анализ пространственного размещения газовых месторождений с запасами более 100 млрд. м3 и геологических условий их формирования, проведенный П.К. Куликовым (1976 г.), показал, что эти месторождения имеют разный генезис и представлены несколькими типами. В частности, им выделены окраинные (по отношению к областям максимального погружения бассейнов осадконакопления) и центральные типы месторождений. Образование последних, по П.К. Куликову, является результатом миграции газа из глубокозалегающих газоматеринских толщ в верхние части разреза осадочных бассейнов, т.е. прямой дегазации глубинной зоны газообразования. Залежи этих месторождений в бассейнах с песчано-глинистым разрезом формируются в верхних горизонтах, а в бассейнах с мощными эвапоритовыми толщами – непосредственно под ними.

В глубоких зонах катагенеза (более 3 км) интенсивность процессов газообразования может быть достаточно высокой, а газоемкость поровых вод глинистых толщ незначительной, что приводит к возникновению избыточного (струйного) газа в материнских породах и перемещению его в природный резервуар. В последнем он будет находиться какое-то время в неподвижном состоянии. При критической газонасыщенности начнется перемещение газовой фазы в природном резервуаре и аккумуляция газа в ловушках. Формирование залежей газа в нижних зонах происходит также в результате его выделения из воды при восходящих тектонических движениях. Перенос газа в растворенном состоянии водой имеет подчиненное значение. Поэтому масштабы образования избыточного газа при их движении невелики.

В верхних зонах катагенеза условия формирования газовых залежей существенно отличаются от нижних. Здесь процессы генерации газа в породах протекают не столь интенсивно. Значительную роль в насыщении подземных вод в этих зонах играет «нижний» газ. Движение подземных вод, снижение регионального базиса разгрузки подземных вод и восходящие тектонические движения – все эти процессы приводят к дегазации пластовых вод и образованию газовой фазы.

Существенное значение в процессах концентрации первичнорассеянного газа имеет диффузия (и в нижней, и в верхней зонах катагенеза). В результате диффузии газ из нижних зон поступает в верхние. При региональном характере такого вертикального перемещения газа происходит донасыщение подземных вод в верхних зонах и образование избыточного газа после их насыщения.

Необходимость построения именно такой геологической модели вертикальной миграции регионального перемещения газа из нижних зон в верхние предопределяется как региональным характером накопления исходного ОВ в осадочных толщах и последующей газогенерацией, так и региональной первичной миграцией газа, а также чрезвычайно низкой интенсивностью этих процессов. Струйное поступление газа из нижних зон в верхние возможно лишь на локальных участках (прорыв газа из ловушек через породы покрышки, разрывные нарушения). Вертикальная струйная миграция УВ не может осуществляться повсеместно и одновременно. И, наоборот, региональная вертикальная миграция, происходящая одновременно и повсеместно на большой территории, не может быть струйной.

По мнению В.П. Савченко (1952 г.), современные залежи нефти и газа образовались главным образом за счет перераспределения УВ между ловушками посредством струйной миграции, а первичная миграция нефти и газа, в какой бы форме она ни происходила, для большинства нефтегазоносных районов является давно прошедшим этапом (1977 г.).

Таким образом, понятие о первичных и вторичных залежах имеет у В.П. Савченко иное толкование по сравнению с распространенным представлением, согласно которому первичными являются залежи, образовавшиеся в газоматеринской толще (в проницаемых ее прослоях), а вторичными – возникшие за пределами газоматеринских комплексов. Однако деление залежей на первичные и вторичные по признаку, предложенному В.П. Савченко, не вызывает принципиальных возражений.

Первичные и вторичные залежи формируются на конечных этапах за счет струйного газа с той лишь разницей, что при образовании первичных струйная миграция происходит лишь в самой ловушке или в ее границах улавливания, а при формировании вторичных переток УВ совершается из одной ловушки в другую или же из одного природного резервуара в другой. Вторичные скопления формируются в результате аккумуляции газа, до этого находившегося в залежах в концентрированном и газообразном состоянии. Первичные содержат газ, который прежде был рассеянным (в газообразном или растворенном состоянии).

При формировании первичных залежей, как показал В.П. Савченко, вертикальная миграция газа в пластах-коллекторах (от их подошвы до кровли) происходит в основном в растворенном состоянии. При незначительной интенсивности образования избыточного газа последний переносится в диффузионном потоке к кровле пласта, где и образуется газовая фаза. Выделившийся из пластовых вод газ в прикровельной части мигрирует в струйном виде, но уже не в вертикальном, а в латеральном направлении. Газ движется по восстанию слоев и аккумулируется в ловушках. Таким образом, формирование газовых залежей завершается аккумуляцией струйного газа, который до этого мог находиться в ином состоянии.

Широкомасштабная повсеместная региональная вертикальная миграция в осадочных толщах из газоматеринских и перекрывающих их отложений осуществляется в основном в растворенном виде (в диффузионном потоке).

Роль диффузионных процессов при формировании газовых залежей изучена не в полной мере. Несомненно, что диффузия способствует миграции газа в вертикальном направлении. Это приводит не только к рассеянию газа (из образовавшихся залежей в периоды их разрушения), но и концентрации его (в периоды газонакопления). Естественно, что эта миграция влечет за собой не только вынос газа из водогазонасыщенного пласта, но и поступление его в другой пласт, из которого, в свою очередь, газ также выносится в диффузионном потоке в следующий вышележащий слой и так далее.

В вертикальной и латеральной миграции, в «рассеянной и концентрированной» формах движения газа находят свое выражение процессы газонакопления в верхних и нижних зонах катагенеза, в результате которых образуются газовые залежи, как во внутренних, так и внешних, окраинных, частях осадочных бассейнов.

Средняя интенсивность этих процессов за какой-либо отрезок геологического времени, например за этап погружения, соизмерима с интенсивностью диффузии газа в водонасыщенных, точнее водогазонасыщенных, породах, что эти процессы имеют региональный характер и, следовательно, в определенных геологических условиях формирование первичных газовых залежей происходит за счет вертикальной региональной миграции первично-рассеянного газа из глубокопогруженных материнских пород в вышележащие отложения. Эта модель формирования первичных газовых залежей центрального типа представляется нам наиболее обоснованной для газоносных регионов, приуроченных к глубоким впадинам, в нижней части разреза

2. Сейсмическая съемка преломления воды

Сейсмический метод основан на свойствах распространения упругих волн в земной коре. Упругие волны искусственно создаются в земной коре путем взрывов в мелких скважинах. Законы движения сейсмических волн, идущих от места взрыва, аналогичны законам движения звуковых волн. Скорость распространения упругих волн в различных породах различна. Так, например, скорость их в глинах изменяется в пределах 1,8–2,1 километра в секунду, в известняках 3,2–5,5, в кварцитах 4–7 километров в секунду. Упругие волны способны преломляться при переходе из одной среды в другую, подобно тому как это происходит со световыми волнами при переходе их из одной, среды в другую, например из воздуха в воду. Встретив на своем пути препятствие из плотных пород, сейсмические волны отражаются от них, подобно тому как отобржаются звуковые волны от стен, образуя эхо.

В твердом теле при внезапном приложении силы возникают упругие колебания, или волны, называемые сейсмическими, сферически распространяющиеся от источника возбуждения. Сведения о внутреннем строении Земли получают по результатам анализа времен пробега сейсмических волн от источника колебаний к регистрирующим устройствам (времена пробега волн зависят от плотности среды на их пути).

Сейсмические волны генерируются или искусственными взрывами в неглубоких скважинах, или с помощью механических вибраторов. В морской сейсмике для возбуждения сейсмических волн используется пневмопушка. Применяются также эхолотные излучатели упругих колебаний большой мощности, электроискровые разряды и другие средства.

Направленные вниз генерируемые волны, достигая геологической границы (т.е. пород, состав которых отличается от вышележащих), отражаются подобно эху. Регистрация этого «эха» детекторами называется методом отраженных волн. Преломляющиеся на геологической границе волны распространяются также и горизонтально (вдоль ее поверхности) на большие расстояния, затем вновь преломляются, следуют к земной поверхности и регистрируются вдали от сейсмического источника.

Регистрация сейсмических волн ведется чувствительными приборами сейсмоприемниками, или геофонами, которые располагаются на земной поверхности или в скважинах на определенном расстоянии от места возбуждения волн. Геофоны преобразуют механические колебания грунта в электрические сигналы. При морских исследованиях для регистрации сейсмических волн используются детекторы давления, называемые гидрофонами. Упругие колебания записываются в виде трассы на бумаге, магнитной ленте или фотопленке, а в последнее время обычно на электронные носители. Интерпретация сейсмограмм позволяет измерить время прохождения волны от источника до отражающего слоя и обратно к поверхности с точностью до тысячных долей секунды. Скорость сейсмических волн зависит от упругости и плотности среды, в которой они распространяются. В воде она составляет ок. 1500 м/с, в неконсолидированных песках и почвах, содержащих воздух в поровых пространствах, – 600–1500 м/с, в твердых известняках – 2700–6400 м/с и в наиболее плотных кристаллических породах до 6600–8500 м/с (в глубинных слоях Земли до 13 000 м/с).

Отражение. При использовании метода отраженных волн регистрация осуществляется набором геофонов, равномерно располагающихся на земной поверхности на одной линии с источником возбуждения. Обычно используется 96 групп геофонов, каждая из которых насчитывает от 6 до 24 соединенных вместе приборов.

Поскольку известны расстояние до геофона и скорость распространения сейсмических волн в изучаемых породах, по временам пробега волн можно рассчитать глубину отражающей границы. Путь волны может быть описан в виде двух сторон равнобедренного треугольника (так как угол падения равен углу отражения), а глубина отражающего слоя соответствует его вершине. Суммарная длина сторон такого треугольника равна произведению времени прохождения волны и ее скорости. Глубины поверхности отражения рассчитываются в пределах достаточно обширной площади, что позволяет проследить конфигурацию пласта, обнаружить и нанести на карту соляные купола, рифы, разломы и антиклинали. Любая из этих структур может оказаться нефтяной ловушкой.

Преломление. Методом преломленных волн исследуются литология и глубина залегания горных пород, а также конфигурация залежей и геологических свит. Он используется и при инженерно-геологических изысканиях, в гидрогеологии, морской и нефтяной геологии. Сейсмические волны возбуждаются близ земной поверхности, а детекторы, регистрирующие преломленные волны, расположены на земной поверхности на некотором расстоянии от источника колебаний (иногда удаленном на многие километры). Первой достигает детектора та преломленная волна, которая следовала по кратчайшему пути от источника к приемнику. По годографу (графику времени прихода первого импульса волн к сейсмоприемникам, расположенным на разных расстояниях от источника) определяют скорость распространения волн, а затем вычисляют глубину залегания преломляющей поверхности.

Для успешного применения метода следует знать свойства пород, залегающих а данном районе. Поэтому необходимо иметь хотя бы один изученный разрез глубокой скважины. Сейсмическая разведка является одним из наиболее распространенных методов, применяемых для открытия структурных поднятий. В последние годы, в равнинных районах этот метод в сочетании с электроразведкой, а иногда и другими геофизическими методами, дает возможность обнаруживать антиклинальные поднятия там, где геолого-структурная съемка оказалась бессильной.

#

# Список использованной литературы

1 Паркер В.Г. «Миграция и аккумуляция нефти и природного газа» 1948 г., 176 с.

2 Ерёменко Н.Л. «Геология нефти и газа». М. Недра, 1961 г. 372 с.

3 Жданов М.А. «Нефтегазопромысловая геология». М. Недра. 1962 г. 537 с.