

Механизм вторичной миграции и образования углеводородных ловушек

Тим Т. Шовальтер

Аннотация

Механизм вторичной миграции и образования ловушек углеводородов является довольно изученным физическим процессом, который может быть описан количественно в процессе исследования углеводородов. Основной движущей силой вторичной миграции углеводородов является выталкивающая сила (сила плавучести). Если известны плотности углеводородной и водной фаз, то можно определить силу выталкивания для любой высоты углеводородной залежи в пласте. Плотность углеводорода значительно отличается от плотности воды. Плотность пластовой нефти варьируется в пределах от 0.5 до 1.0 г/см³, плотность воды в свою очередь может меняться от 1.0 до 1.2 г/см³. При возникновении гидродинамических условий в подземной среде, сила выталкивания углеводородного столба будет значительно отличаться от силы выталкивания в гидростатических условиях. Зная потенциометрический градиент и угол падения пласта, можно определить силу выталкивания.

Основная сила сопротивления вторичной миграции – капиллярное давление. Величину силы сопротивления можно определить, если известны радиус поровых каналов пород, поверхностное натяжение углеводород-вода и смачиваемость. Для пор имеющих цилиндрическую форму сила сопротивления может быть найдена по уравнению $P_d = (2\gamma \cos \Theta) / R$, где P_d – это давление вытеснения углеводород-вода или сила сопротивления, γ – поверхностное натяжение, $\cos \Theta$ – смачиваемость породы и R – радиус самых больших связанных между собой поровых каналов. Радиус самых больших поровых каналов можно определить, применяя метод ртутной капиллярметрии, используя керн или обломки бурения. Поверхностное натяжение углеводородов и воды в пласте варьируется в пределах от 5 до 35 дин/см для гидрофобной системы и от 70 до 30 дин/см для системы газ-вода. Скопление мигрирующих углеводородов сталкивается с гидрофильными породами. Угол контакта углеводородов и воды, взаимодействующий с твердой поверхностью пород, рассчитанный по водной фазе, Θ , равен 0°, смачиваемость, $\cos \Theta$, принята за 1.

Правильное понимание выше перечисленных принципов может в качественном и количественном отношении помочь в процессе исследования и разработки запасов нефти и газа

Введение

Первичная миграция – движение углеводородов (нефти и природного газа) из органически-богатых зрелых материнских пород в место скопления капель или пропластков непрерывных фаз жидких углеводородов. Вслед за первичной миграцией начинается вторичная миграция. Место притока углеводородов из материнских пород – место, куда углеводороды могут начать мигрировать как непрерывная фаза флюидов через водонасыщенные поры. Таким образом, место притока углеводородов может быть там, где материнская порода находится рядом с породой коллектора, это может быть и место открытой плоскости разлома или открытого разлома. Вторичная миграция – движение углеводородов как непрерывной фазы флюидов через водонасыщенные породы, разломы, трещины и скопление флюидов в накопленных залежах нефти и газа. Было предложено большое количество механизмов первичной миграции. Основными предложенными механизмами вторичной миграции являются выталкивающая сила и гидродинамика.

С начала развития науки существуют разные точки зрения по поводу механизмов первичной миграции и времени вытеснения углеводородов. Предложенные механизмы первичной миграции углеводородов: растворение в воде, диффузия через воду, диспергированные капли, мыльные мицеллы, миграция непрерывной фазы через водонасыщенные поры и т.д. В более ранних работах одним из излюбленных механизмов было вытеснение углеводородов водной фазой уплотненных осадочных пород. Недавние

экспериментальные данные из области геохимии, изложенные в работах Корделла (1972), свидетельствуют о том, что нефть образуется на глубинах, где нефтяные материнские породы потеряли большинство поровых флюидов в результате уплотнения. На основании таких заключений, Диким был предложен вариант первичной миграции нефти как непрерывной фазы поступающих капель через поры материнских пород. Данный подход был документально изложен в работе Руфа и Рузерфорда (1958), которые считали, что посредством миграции нефти как непрерывной фазы из материнских пород можно объяснить химию нефтяных залежей. Однако, образование газовых накоплений может быть представлено либо как процессом первичной миграции непрерывной фазы либо как дисперсным (прерывающимся) молекулярным движением газа растворенным в воде. (Руф и Рузерфорд, 1958). Прайс (1976) предложил другую версию вытягивания. Он выдвинул идею о молекулярном растворении при высокой температуре, восходящем движении с уплотненными флюидами, выпадении веществ в осадок на низких глубинах в минерализованных водах при низкой температуре.

Несмотря на существование правильного ответа или комбинации нескольких ответов на вопрос времени и механизме первичной миграции углеводородов, вторичная миграция через пласт-проводник является следующим необходимым шагом для образования коммерческих залежей нефти и газа. Правильное понимание механизмов вторичной миграции и образования углеводородных ловушек необходимо при исследовании нефти и газа. Знания в этой области исследования могут быть необходимы при определении возможных путей миграции углеводородов, интерпретации углеводородных проявлений, прогнозировании способности образования вертикальных и латеральных непроницаемых покрышек, эксплуатации разработанных месторождений, и для общего понимания распространения углеводородов по поверхности. Важность понимания механизмов вторичной миграции и образования ловушек, в частности при исследовании малых стратиграфических ловушек представлена в работах Макнила (1961), Хармза (1966), Смита (1966), Стона и Хогера (1973), Берга (1975) и в других работах представителей Нефтяной исследовательской корпорации. Работы вышеперечисленных авторов дают прекрасное начало для правильного понимания принципов миграции и образования углеводородных ловушек. Однако ни в одной из этих работ не уделено достаточное внимание диапазону переменных величин, связанных с вторичной миграцией, и принципам их применения. Эти принципы, а также применение новых целесообразных методов исследования достаточно подробно рассматриваются в данной работе.

Механизм вторичной миграции и образования ловушек углеводородов

Если каплю нефти извлечь из материнской породы, находящуюся на дне моря, нефть стала бы подниматься вверх через морскую воду как непрерывная фаза, потому что плотность нефти меньше плотности воды, а также, потому что флюиды несмешиваемые. Скорость движения зависит от разницы давлений водной и нефтяной фаз. Основной движущей силой движения нефти вверх по простиранию по морской воде является выталкивающая сила. Сила выталкивания также является основной движущей силой миграции нефти или газа через водонасыщенные горные породы в пласте. В пласте, где нефть должна мигрировать через поры пород, существует сила сдерживающая миграцию углеводородов. Факторы, определяющие величину силы сопротивления:

1. радиус порового канала пород
2. поверхностное натяжение углеводород-вода
3. смачиваемость пород

Комбинация этих факторов называется капиллярным давлением. Капиллярное давление может быть определено как разность давлений нефтяной и водной фаз отделенных поверхностью раздела нефть-вода. (Левретт 1941). Berg (1975) указывал на то, что капиллярное давление между нефтью и газом в порах пород отвечает за образование ловушек нефти и газа в пласте. Более детальное капиллярное давление рассматривается в работах Берга.

Для того чтобы начать нашу дискуссию о механизме вторичной миграции, образовании ловушек и возможных связанных с этим переменных величинах, давайте рассмотрим процесс накопления нефти в коллекторе при статических условиях.

Движущие силы вторичной миграции.

При гидростатических условиях сила выталкивания является основной движущей силой вторичной миграции непрерывной углеводородной фазы. Когда два несмешивающихся флюида (вода и углеводород) встречаются в породе, сила выталкивания (сила плавучести) образуется в результате разницы давлений углеводородной и водной фаз. Чем больше разница давлений, тем больше сила плавучести (выталкивания) данной высоты углеводородной залежи (измеряется вертикально). Для статичного непрерывного столба углеводородов, сила выталкивания увеличивается вертикально вверх по углеводородному столбу. На рисунке 1 представлена сила выталкивания для образованного по стратиграфическому типу статического столба нефти в пористом песчаном коллекторе. Как показано в правой части рисунка, эффективный песчаник вертикально покрыт покрывающим породу непроницаемым слоем глины, нефть удерживается слоем алевролита, водонефтяной контакт проходит внизу по простиранию в зоне однородного эффективного песчаника. В левой части рисунка на горизонтальной оси графика изображено давление при данном весе нефтяного столба (плотность 0.77г/см^3) и давление при равном столбе воды (плотность составляет 1.00г/см^3); на вертикальной оси представлена высота над уровнем свободной воды (в футах). Уровнем свободной воды считается уровень, до которого поднимется вода в необсаженной скважине. Принимая во внимание силу выталкивания, уровень свободной воды – точка при которой сила плавучести равна 0. 100% уровень воды – вертикальная прямая, выше которой порода-коллектор имеет водонасыщенность ниже 100%.

При построении графика давления неподвижного флюида относительно глубины, каждый флюид имеет определенный угол наклона, зависящий от плотности флюида. Этот угол наклона или градиент давления неподвижного флюида (фунт на квадратный дюйм/фут) можно рассчитать, умножив плотность данную в г/см^3 на 0.433.

Например, на рисунке 1, градиент давления неподвижного флюида для водной фазы составляет $0.433(4.33 \times 0.1)$; для нефтяной фазы $-0.333(0.433 \times 0.77)$.

Уменьшение давления с изменением высоты над уровнем свободной воды (как показано в левой части рисунка) или градиент давления неподвижного флюида больше в более плотной водной фазе (0.433) чем в нефтяной фазе (0.333). Разница давлений водной и нефтяной фаз в любой точке над уровнем свободной воды- сила выталкивания в этой точке. Градиент силы выталкивания или скорость выталкивающей силы увеличивается в зависимости от высоты над уровнем свободной воды, и может быть определен, если мы отнимем градиент давления нефти (0.333) от градиента давления воды (0.433). Градиент силы плавучести для воды и нефти на рисунке 1 равняется 0.1 фунтов на квадратный дюйм/футы. При таких условиях высота нефтяной залежи равная 100 футам будет иметь движущую силу 10 фунтов на квадратный дюйм в верхней части, а нефтяной столб высотой в 500 футов будет иметь выталкивающую силу равную 50 фунтов на квадратный дюйм как показано на рисунке 1.

Аналогично поднимающейся по простиранию выталкивающей силе или движущей силе неподвижного нефтяного столба ведет себя движущая сила в деревянном столбе 2×4 , который опускают в резервуар с водой. Чем больше длина деревянного столба 2×4 , тем выше сила плавучести в верхней части. На рисунке 1 показано, что чем больше была бы длина вертикального нефтяного столба, тем больше бы увеличилась сила плавучести в верхней части нефтяного столба. Также чем ниже плотность столба 2×4 , тем больше выталкивающая сила столба данной длины. Если уменьшить плотность нефти и увеличить плотность воды для данной длины углеводородной залежи, то сила плавучести будет больше 50 фунтов на квадратный дюйм для нефтяного столба размером 500 футов (Рис.1)

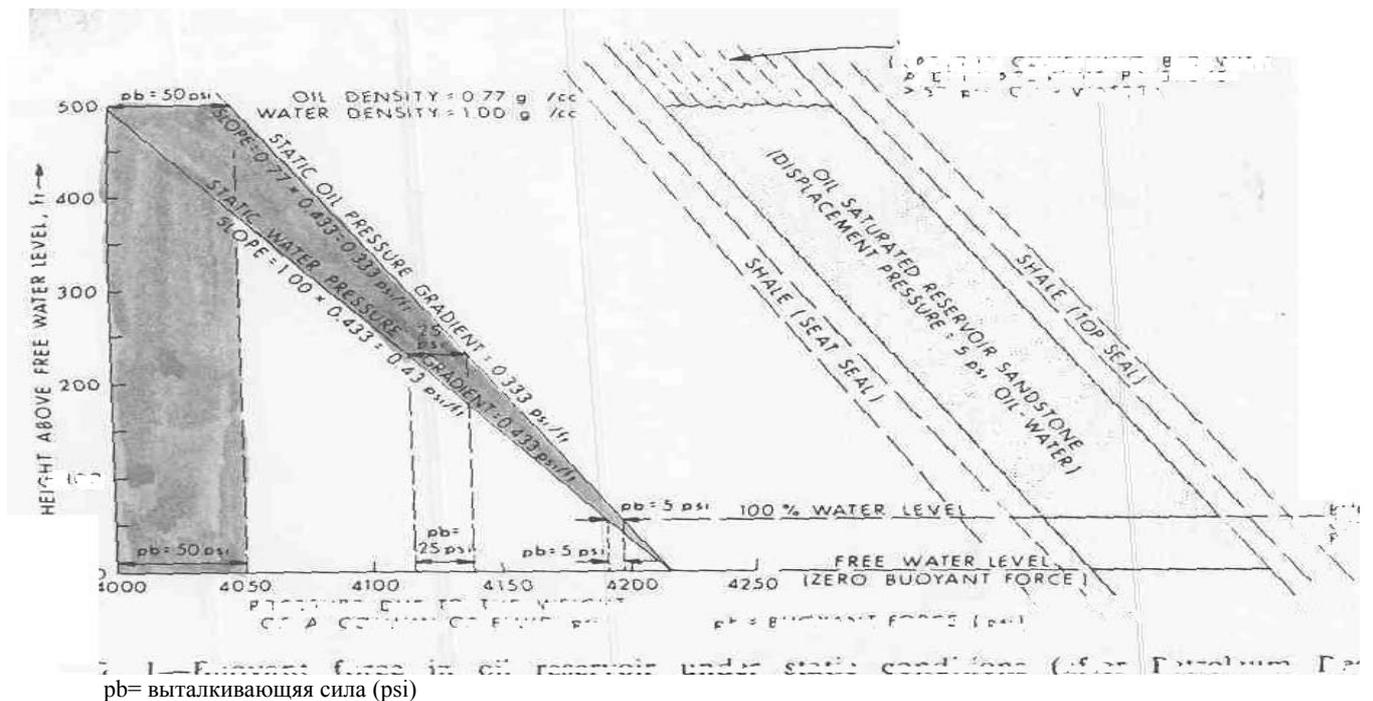


Рис.1- Выталкивающая сила в нефтяном коллекторе под воздействием статических условий (Нефтяная исследовательская корпорация, 1960; Смит, 1966).

Для определения движущих сил вторичной миграции и образования ловушек углеводородов важными являются значения плотностей углеводородных и водных фаз в пласте. Значения плотностей пластовой воды изменяются от 1.0 до 1.2 г/см³, что приводит к изменению градиентов давления неподвижной воды с 0.433 на 0.52 фунтов на квадратный дюйм /футы. Давления нефти в пласте составляют примерно от 0.5 до 1.0, что приводит к изменению градиентов давления неподвижной нефти с 0.22 на 0.43. Градиенты силы выталкивания (плавучести) вода-нефть имеющие такое давление могут меняться в пределах от 0 до 0.3 фунтов на квадратный дюйм/футы. Градиенты выталкивающей силы нефть-вода для пластовой нефти и плотность воды обычно близки к значению 0.1 фунтов на квадратный дюйм/футы. Однако обнаруженный диапазон значений плотностей нефти и воды в пласте свидетельствует о том, что существуют большие различия в способности нефти в различных водо-нефтяных системах мигрировать через определенную породу-коллектор или быть задержанной в ловушке.

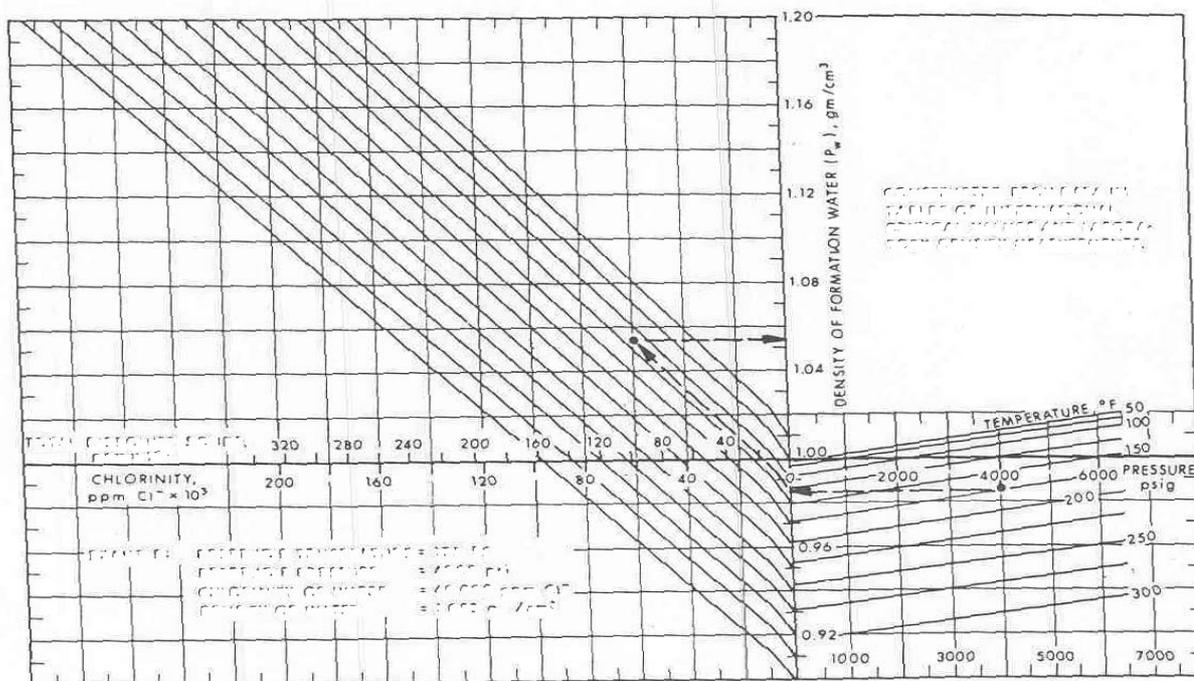
Плотности газа варьируются в пределах от 0.00073 г/см³ (для метана при атмосферном давлении) до 0.5г/см³ (для природных смесей газа при высоких давлениях, от 5,000 до 10.000 фунтов на квадратный дюйм). Градиенты статического давления для природного пластового газа варьируются в пределах от минимума 0.001 до 0.22 фунтов на квадратный дюйм на футы. Градиент силы выталкивания для систем газ-вода в пласте могут варьироваться пределах от 0.2 до 0.5 (фунтов на квадратный дюйм /футы). Миграция и образование ловушек природного газа в непрерывной фазе в пласте будет сильно изменяться в зависимости от рассматриваемой системы газ-вода. Системы газ-вода обычно характеризуются более высокой движущей силой чем системы нефть-вода.

Для того чтобы определить выталкивающую силу для данной системы углеводород-вода необходимо определить плотности водной и углеводородной фаз. Для того чтобы эти данные могли быть использованы при проведении разведочных работ, они должны быть получены из источников, которые доступны специалистам, занимающимся поиском нефти и газа.

3 основные переменные величины, влияющие на плотность воды в пласте : давление, температура, количество и виды растворенных твердых частиц.

Рис.2- Номограмма для определения плотности пластовой воды в пластовых условиях (Р.Е. Тенни)

Пример: температура пласта=175°



пластовое давление= 4000 psi
 содержание хлора в воде= 60,000 ppm Cl⁻
 плотность воды = 1.053 гр/см

На рисунке 2 представлен способ определения плотностей пластовой воды с учетом 3 ранее упомянутых величин. Когда доминирующим отрицательным ионом является хлорид, можно использовать шкалу концентрации хлоридов иона. Для вод содержащих значительное количество отрицательных ионов (не ионов хлорида), следует использовать верхнюю шкалу для полностью растворенных твердых веществ. Данные по содержанию хлора или полностью растворенных твердых веществ являются доступными для проведения исследований, а так же служат надежными источниками информации о температуре и воде. Можно использовать прямое измерение плотностей воды, но его нужно привести к пластовой температуре и давлению.

Плотность нефти в пласте зависит от состава нефти и растворенного газа, температуры и давления. Значение плотности нефти или конденсата в пласте можно с точностью определить, если известны данные о резервуаре товарной нефти с указанием плотности в градусах Американского нефтяного института, газовый фактор в стандартных кубических футах, объем нефти приведенной к нормальным условиям (коэффициент концентрации напряжений/число нормальных баррелей в нефти) (Рис.3). Инженеры-нефтяники проводят прямые измерения нефти и попутного газа рекомбинированного при температуре и давлении пласта. Когда известны параметры давление-объем-температура, можно получить надежные данные по плотности нефти в пласте.

Плотность газа в пласте – функция выражающая отношение массы к объему. Масса данного количества газа относиться к молекулярному весу газа. Занимаемый газом объем соотноситься с давлением, температурой и молекулярным весом газа. Отклонение в поведении газовой смеси от поведения установленного законом идеального газа связано с

газовыми и пластовыми условиями в результате воздействия явления сжимаемости (коэффициент сжимаемости Z). Уравнение, которое используется для определения плотности пластового газа:

$$p_g = 1.485 \times 10^{-3} \frac{m_p}{ZP}$$

Где p_g = пластовое давление газа (г/см^3), m = средний молекулярный вес, p = абсолютное пластовое давление (1 фунт/квадратный дюйм); Z = коэффициент сжимаемости; T = абсолютная температура пласта (Rankine).

Если нам известны данные по молекулярному весу (который можно найти по газовому составу), температуре пласта, давлению, мы можем рассчитать плотность газа рисунками 4- 6.

Значение p_g можно найти следующим образом:

1. определить приблизительный молекулярный вес газовой смеси подсчитав процентное соотношение и молекулярный вес каждого компонента газовой смеси (например, молекулярный вес метана, CH_4 , равен 16 т.к. молекулярная масса углерода равна 12, а молекулярная масса водорода равна 1)
2. по рисунку 4 определить относительно-уменьшенную температуру и давление
3. определить коэффициент сжимаемости, Z , по рисунку 5
4. по рисунку 6 определить плотность пластового давления

На каждом рисунке приведен пример, в котором молекулярный вес составляет 23, температура пласта равна 200°F , давление – 2,600 фунтов на квадратный дюйм.

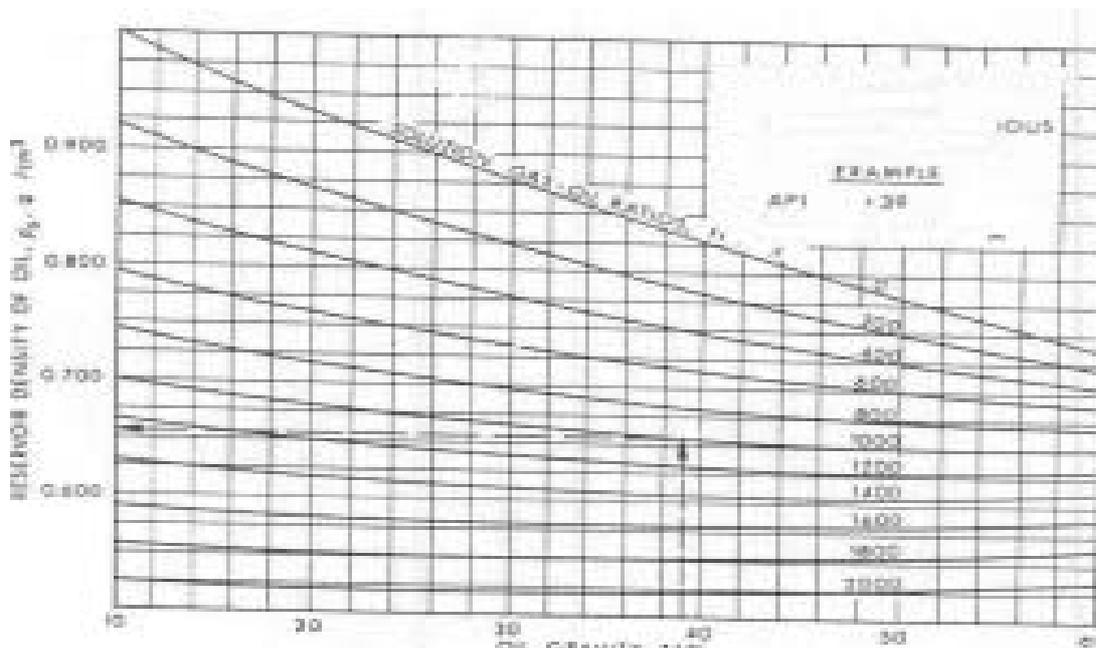


Рис.3- Номограмма для определения плотности пластовой нефти по плотности в градусах Американского нефтяного института и газовому фактору (Р.Т. Тенни)

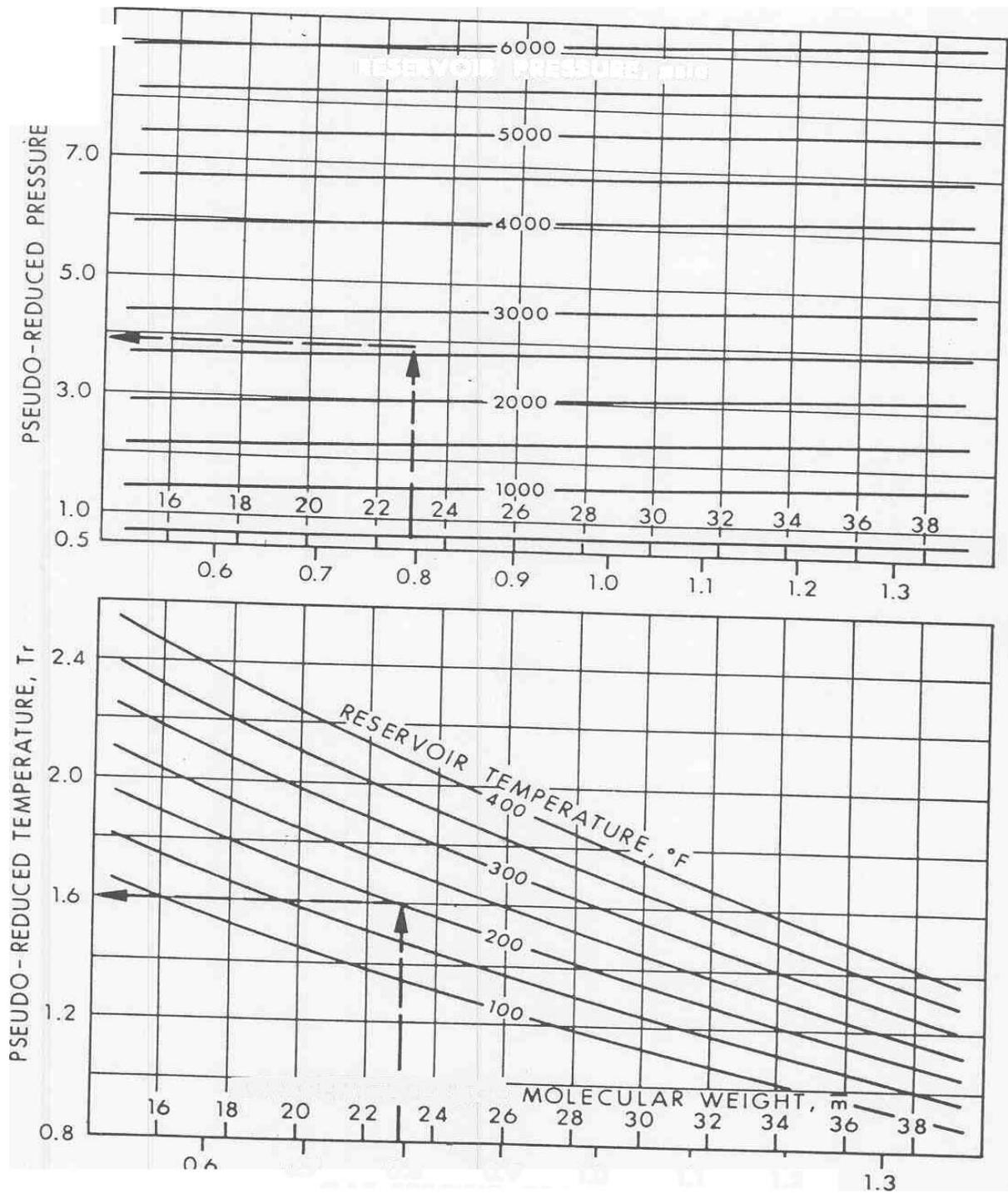


Рис. 4- Номограмма для определения относительно-пониженного давления и температуры по молекулярному весу, пластовому давлению, температуре (Р. Е. Тенни).

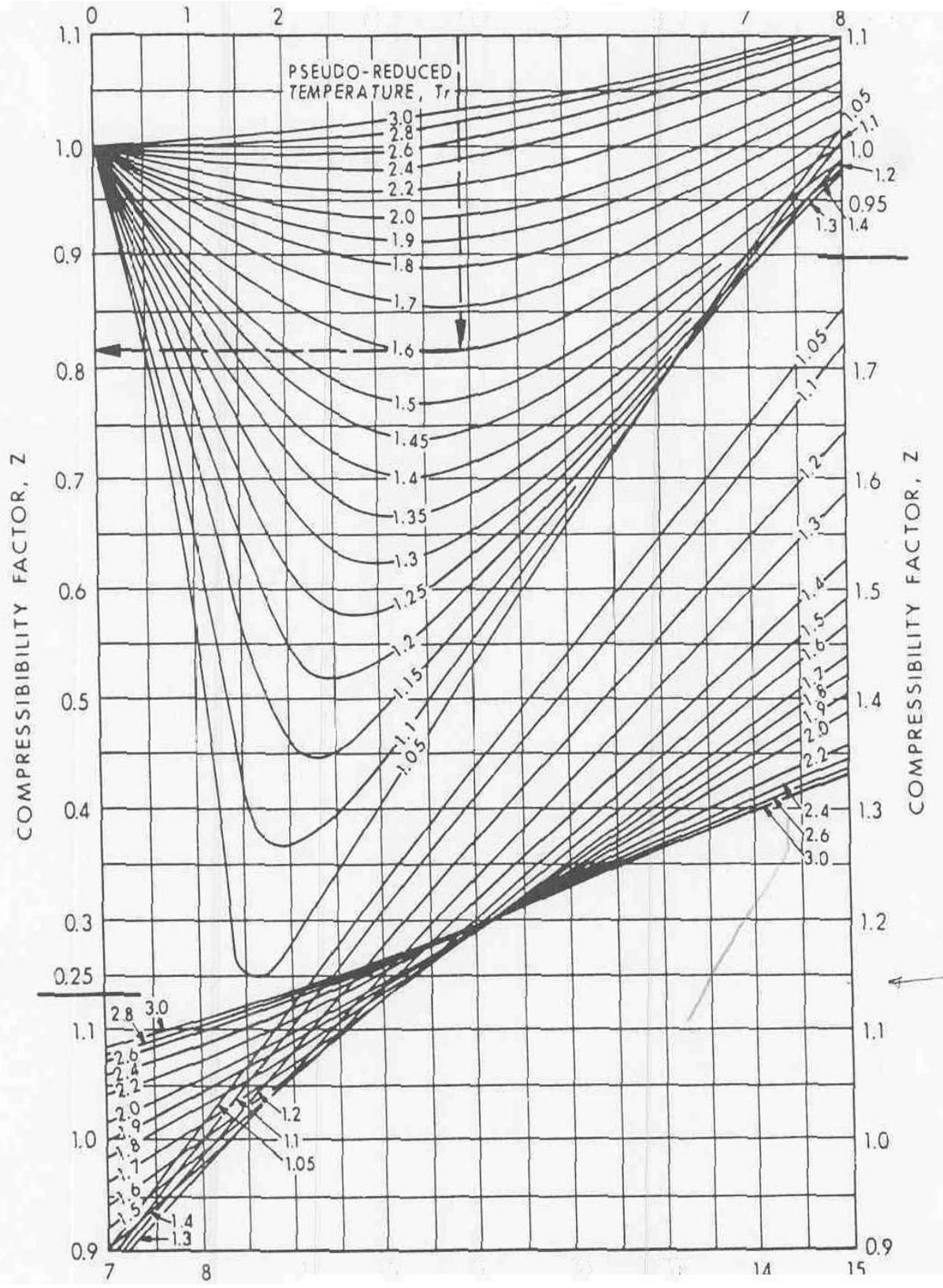


Рис. 5- Номограмма для определения коэффициента сжимаемости, z, при относительно-пониженной температуре и давлении (Р. Е. Тенни).

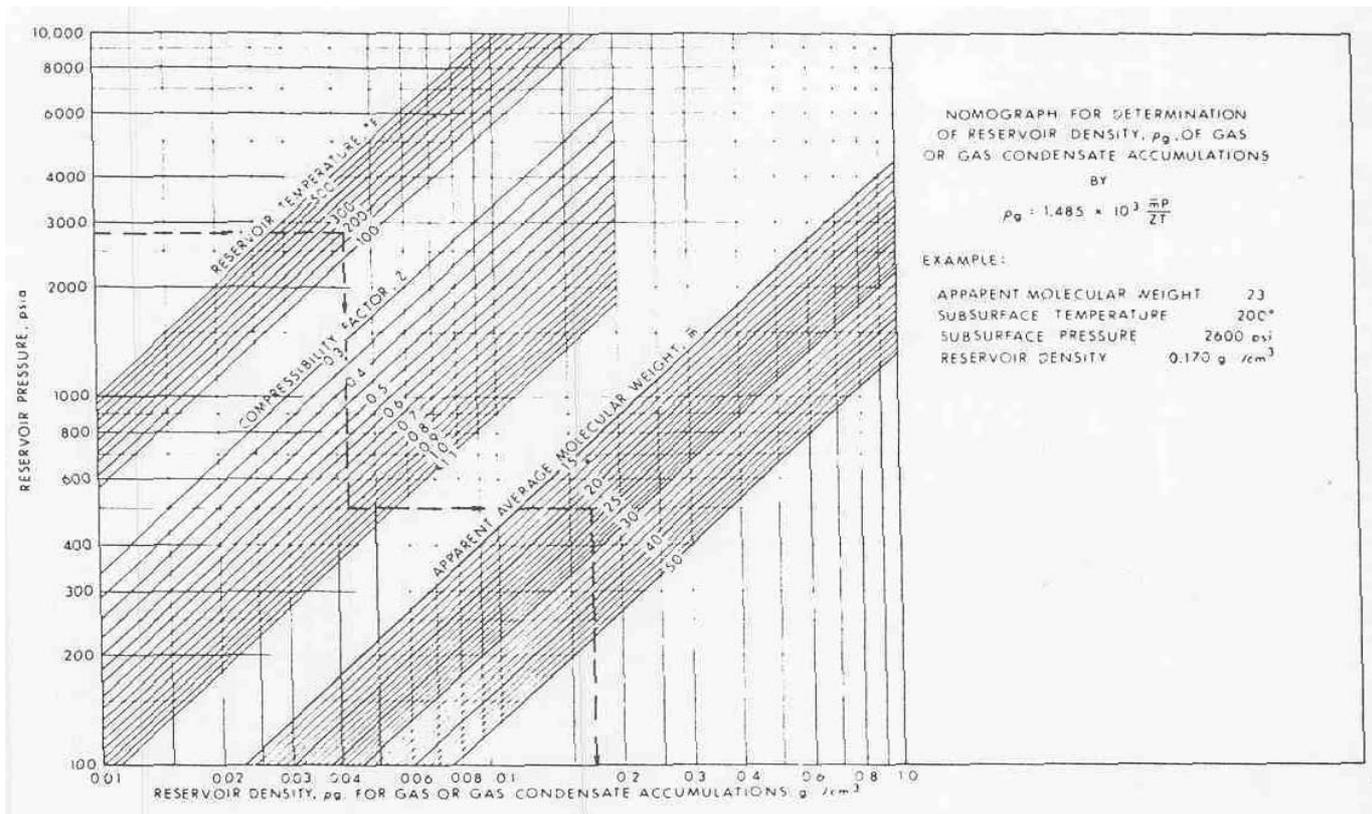


Рис. 6- Номограмма для определения пластовой плотности газоконденсата (Р.Е. Тенни)

Влияние гидродинамики на движущие силы

Важность гидродинамики при исследовании образования нефтяных залежей в структурных ловушках была подробно рассмотрена в работе Хуберта (1953). Большое количество других авторов в своих работах отмечали влияние гидродинамических условий на структурные нефтяные коллекторы. При рассмотрении вопроса о влиянии гидродинамических условий на вторичную миграцию углеводородов и прежде всего на образовании углеводородных ловушек стратиграфического типа, следует обратить внимание на влияние гидродинамических условий на силу выталкивания углеводородной нити в пласте. Гидродинамические условия в пласте влияют на силу выталкивания, поэтому меняется и потенциал миграции углеводородного столба определенной высоты. Сила выталкивания (сила плавучести), которая была определена для статической нефтяной нити, - это давление водной фазы минус давление нефтяной фазы при данной высоте над уровнем свободной воды. При воздействии гидродинамического условия давление в водной фазе (а, следовательно, и сила выталкивания) в любой точке будет отличаться от давления при гидростатических условиях. На рисунке 7 (в левой части) показана разница давлений водной фазы водоносного горизонта для артезианских гидродинамических условий гравитационного типа при движении потока вниз и вверх по простиранию. В результате влияния гидродинамического условия также изменится график давление-глубина воды в коллекторе. (Рис.7 правая часть). По отношению к гидростатическим условиям, движение вниз по простиранию увеличивает угол наклона графика давление-глубина, и наоборот движение вверх уменьшает угол наклона (Рис.7 правая часть).

График давление-глубина применялся для изучения выталкивающей силы определенного углеводородного столба, находящегося под воздействием гидростатических условий. На рисунках 7 и 8 для того чтобы представить как давление силы выталкивания определенного нефтяного столба изменится при воздействии гидродинамических условий, используется такая же кривая. При движении потока воды вверх по коллектору разница давлений водной и нефтяной фаз верхней части уловленного нефтяного столба

будет превышать разницу давлений при гидростатических условиях при равной высоте нефтяной залежи (Рис.8). Когда поток воды текущий вниз попадает в коллектор, разница давлений водной и нефтяной фаз в верхней части нефтяного столба меньше разницы давлений при гидростатических условиях при той же высоте нефтяной залежи. (Рис. 8)

По рисунку 8 можно заметить, что течение по направлению вниз по падению уменьшает силу выталкивания или потенциал миграции, а течение по направлению вверх по простиранию наоборот увеличивает выталкивающую силу или потенциал миграции любой нефтяной нитки в пласте. Если применить это наблюдение для описания латеральной способности непроницаемого слоя при образовании углеводородных ловушек по стратиграфическому типу, можно отметить что, движение потока вниз по простиранию увеличивает изолирующую способность данного латерального ограничивающего слоя, проходящего вдоль пути миграции, путем уменьшения выталкивающей силы любой углеводородной нити в пласте. Движение потока вверх по простиранию будет способствовать ухудшению изолирующей способности непроницаемого слоя в данной зоне, т.к. выталкивающая сила определенной углеводородной нити увеличится в результате влияния гидростатики. В процессе исследования едва различимых стратиграфических ловушек можно легко заметить важность влияния гидродинамики на процесс образования ловушек углеводородов. В работах нескольких авторов было отмечено положительное влияние гидродинамического направленного вниз по простиранию потока на улучшение изолирующих свойств непроницаемого слоя, а так же на процесс образования углеводородных ловушек коммерческого значения. Направленный вниз по падению поток или потенциал энергии могут являться результатом влияния либо гидродинамического потока гравитационного типа (артезианского или ограничивающего) либо - гидродинамического потока с аномально высоким пластовым давлением (обезвоживание). В работах Берри (1958), Хилла и др. (1961), Макнила (1961,1965), Стоуна и Хегера (1973) были рассмотрены различные версии характера протекания направленного вниз потока гравитационного типа (артезианского) влияющего на образование стратиграфических ловушек. Воздействия гидродинамических условий при аномально высоком пластовом давлении (обезвоживании) были рассмотрены в работах Мейера (1968), в которых были приведены примеры из Мексиканского залива США. В Мексиканском заливе гидродинамическое давление в блоках меньше аномально высокого пластового давления ограниченного разломом блока, создавая так называемые разломы-ловушки.

Вполне понятно, что влияние гидродинамических процессов следует принимать во внимание при оценке миграции и образовании ловушек углеводородов. Берг (1975) вывел формулу для определения влияния движущегося вверх или вниз по простиранию потока на силу выталкивания или на изолирующую способность непроницаемого слоя. Номограмма стала быстрым способом качественной оценки влияния гидродинамики на силу выталкивания или изолирующую способность непроницаемого слоя. Данные необходимые для проведения такой оценки: отображенный на карте потенциометрический градиент (футы/мили) коллектора, угол наклона пласта-коллектора (футы/мили) и плотность углеводородной фазы. Для упрощения расчетов плотность водной фазы можно принять за 1.0 г/см^3 .

Для того чтобы считывать показания по номограмме нужно разделить потенциометрический градиент (футы/мили) на угол наклона коллектора (футы/мили). Установите это значение на номограмме и идите до известного значения плотности углеводородов, затем идите вниз до значения, которое выражает в процентах влияние гидродинамики на силу выталкивания или на изолирующую способность непроницаемого слоя. Например, угол наклона коллектора равный 500 футов/миль, потенциометрический градиент равный 0.7 г/см^3 и плотность нефти равная 0.7 г/см^3 окажут влияние равное 50% на силу выталкивания и на латеральную изолирующую способность непроницаемого слоя (покрышки). При таких условиях сила выталкивания нефтяной нити уменьшилась бы до 50%, если бы направление потока шло вниз. Влияние на латеральную изолирующую

способность ловушки для различных фаций коллектора увеличилась бы наоборот до 50%. Движение потока вверх уменьшило бы способность изолировать до 50%, т.к. сила выталкивания нефтяного столба увеличилась бы на 50%.

Но применять номограмму или формулу Берга для определения влияния гидродинамики на процесс образования стратиграфических ловушек следует с особой осторожностью. Во-первых, в связи с отсутствием достоверных данных по давлению и в связи со структурными и стратиграфическими сложностями, потенциметрические карты не всегда являются точными. Во вторых, в этом подходе, так же как и в подходе Берга не принимались во внимание влияния потока воды, текущей в районе существующих нефтяных залежей, из-за низкой относительной проницаемости по воде в нефтенасыщенном коллекторе, а так же из-за изменения потенциметрического наклона вдоль разных по проницаемости фаций в пласте. Следующий фактор, который следует рассмотреть при проведении разведочных работ заключается в том, что положительное влияние способности повышать латеральную изоляцию в определенной группе пород не будет способствовать образованию нефтяных ловушек больших по объему, чем при гидростатических условиях. Данная ситуация не распространяется на случай продолжения вторичной миграции после возникновения гидродинамических условий. Также при возникновении движущегося вверх водного потока утечка углеводородов будет происходить не по причине недостаточной движущейся вверх по восстанью боковой герметизации, а по причине того что точка разлива находится по бокам стратиграфической ловушки и не обладает критической герметизирующей способностью.

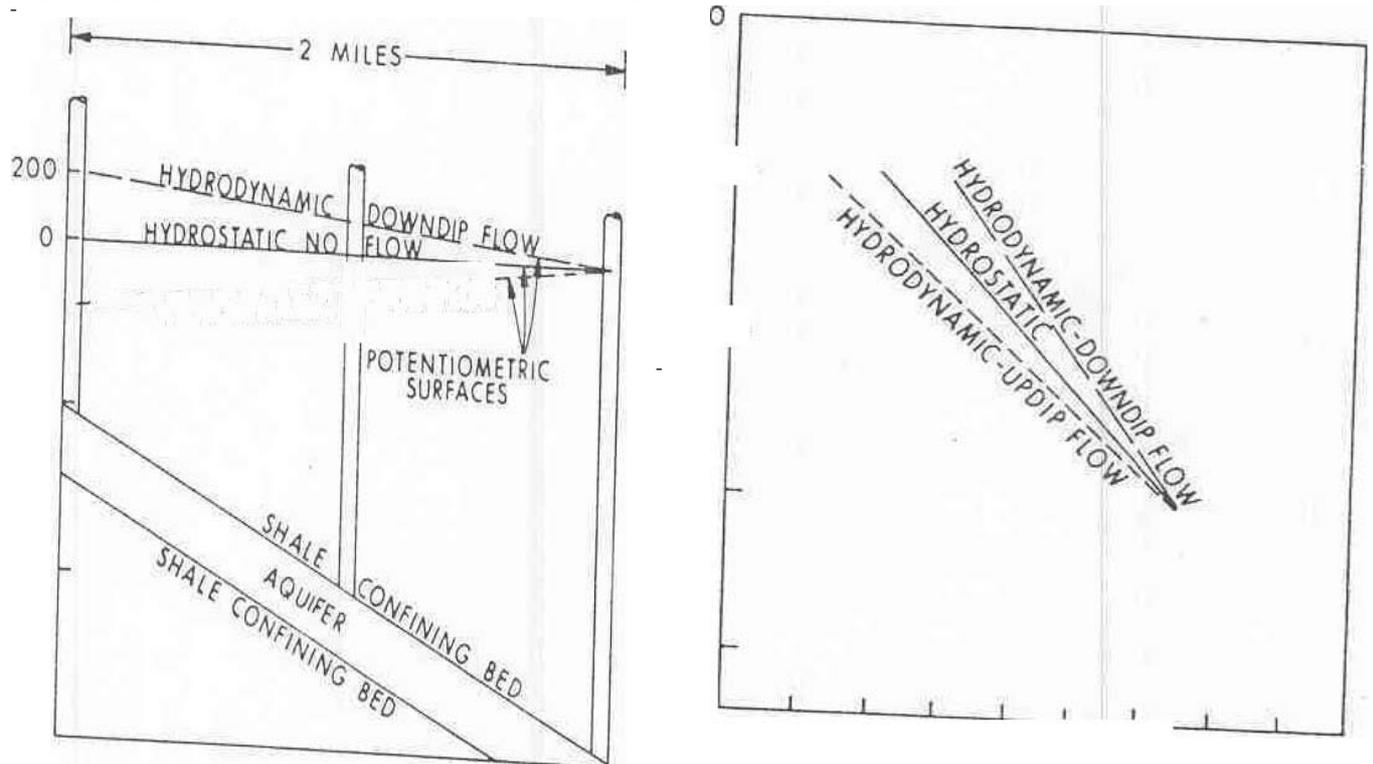


Рис. 7 - Влияние гидродинамических условий на график давление-глубина водной фазы в условиях артезианского бассейна.

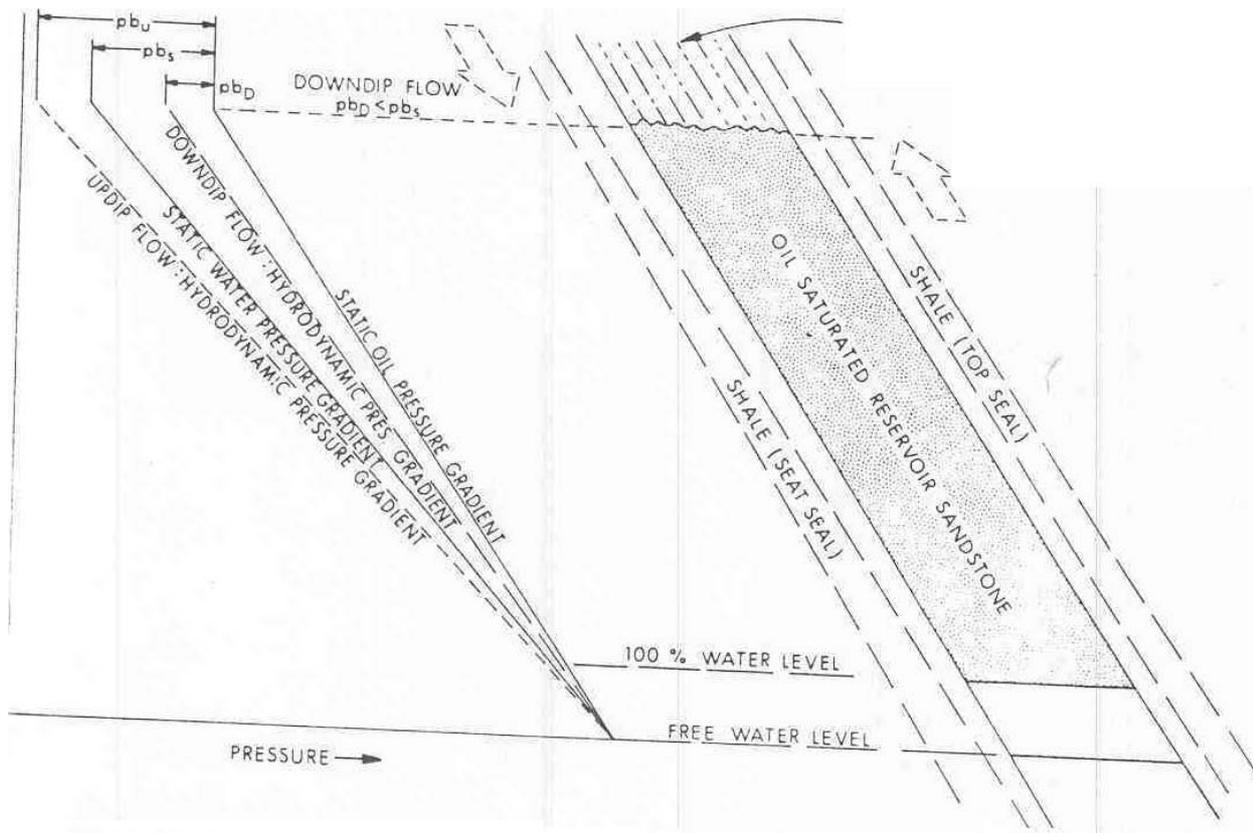


Рис.8- Влияние гидродинамических условий на выталкивающую силу в нефтяном коллекторе при постоянной высоте углеводородной залежи.(Нефтяная исследовательская корпорация)

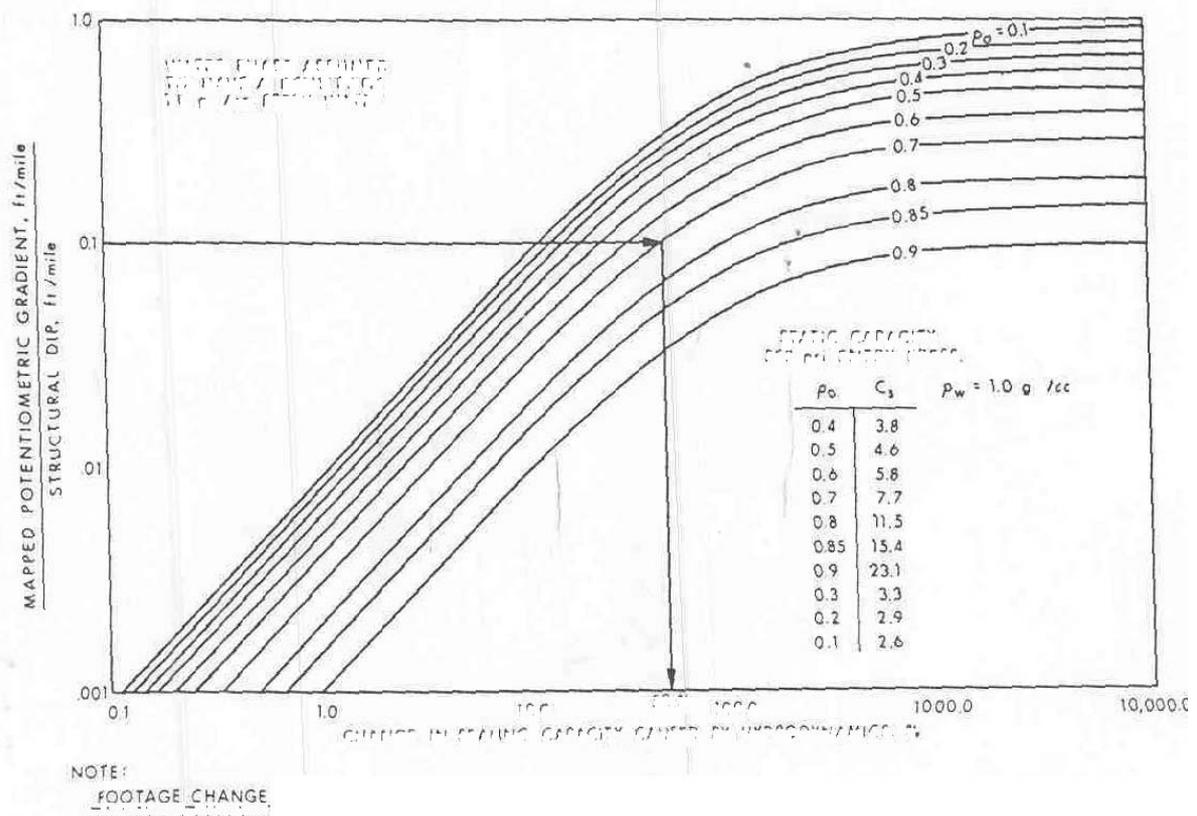


Рис. 9-Номограмма для определения влияния гидродинамических условий на изолирующую способность (в процентах); Плотность воды принята за 1.0 г/см (Хигби Вильямс)

Силы противодействующие вторичной миграции

В предыдущем примере мы рассмотрели как нефтяная нить, отошедшая от морского дна, проходит через толщу воды под воздействием выталкивающей силы. Для того случая, когда эта нефтяная или газовая нить проходит через водонасыщенную пористую породу, нужно также ввести силу, которая будет препятствовать движению углеводородов. Для того чтобы углеводородная нить или капля прошла через породу, нужно совершить работу по проталкиванию углеводородной нити через поры породы. Выражаясь более точно, поверхность углеводородной нити нужно увеличить настолько, чтобы эта нить смогла пройти через водонасыщенные поровые каналы пород. Величина этой силы сопротивления в системе углеводород-вода-порода зависит от радиуса поровых каналов пород, силы поверхностного натяжения углеводород-вода (поверхностная энергия), и смачиваемости. Смачиваемость выражается как угол контакта углеводорода и воды, взаимодействующих с твердыми стенками пор, и определяется по водной фазе. Сила, препятствующая процессу миграции, называется капиллярным давлением.

В качестве более простого примера представьте углеводородную нить, стремящуюся протолкнуться вверх через водонасыщенную цилиндрическую пору (Рис.10). Переменные величины силы, препятствующие движению углеводородов, можно увязать друг с другом в простом уравнении (Purcell, 1949):

$$P_d = 2\gamma \cos\Theta / R$$

где P_d - давление вытеснения углеводород-вода (дюн/см²); γ - поверхностное натяжение (дюн/см); Θ - смачиваемость, выражается углом контакта углеводорода и воды о твердую поверхность (градусы); R = радиус больших связанных поровых каналов (см). Давление вытеснения – сила, необходимая для того, чтобы вытеснить воду из цилиндрической поры и протолкнуть нефтяную нить через пору. Сила препятствующая вторичной миграции аналогична давлению нагнетания по определению Берга (1975, стр. 941).

Изменение любого из трех параметров в данной формуле повлечет за собой изменение давления вытеснения или силы сопротивления вторичной миграции (Рис. 10). Чем меньше радиус цилиндра, тем больше давление вытеснения. Чем больше поверхностное натяжение углеводород-вода, тем выше давление вытеснения. Чем меньше контактный угол углеводорода и воды, взаимодействующих с цилиндрической стенкой пор, тем выше давление вытеснения.

Смит определил давление вытеснения, или давление прорыва, для водонасыщенных пористых пород как минимальное давление, необходимое для прохождения связанной углеводородной нити через самые большие связанные между собой водонасыщенные поровые каналы породы. Когда непрерывная углеводородная нить прошла через поры породы, начинается вторичная миграция углеводородов. Если можно определить давление вытеснения для системы углеводород-вода-порода, то можно рассчитать вертикальный углеводородный столб, необходимый для миграции углеводородов через породу. Значение давления вытеснения для любой системы углеводород-вода-порода необходимо при проведении нефтепоисковых работ, т.к. величина этого значения будет определять изолирующую способность покрывающих пород, способность образовывать ловушки в результате разлома или латеральных фациальных замещений, а также это значение является необходимым при определении вертикальной высоты углеводородной залежи, необходимой для объяснения нефтепроявлений в данной породе.

При определении давления вытеснения или прорыва для некоторой системы углеводород-вода-порода в пласте, необходимо прежде всего подсчитать или измерить межфазное натяжение углеводород-вода, смачиваемость и радиус самых больших связанных поровых каналов. Далее мы рассмотрим диапазон этих переменных величин и методов определения пластовых значений для этих переменных величин.

Поверхностное натяжение

Поверхностное натяжение можно определить как действие необходимое для увеличения поверхности раздела между двумя несмешивающимися флюидами на единицу площади. (например, вода или нефть). Поверхностное натяжение - разница между взаимным притяжением одинаковых молекул в каждом флюиде и притяжением разных молекул вдоль поверхности раздела флюидов.

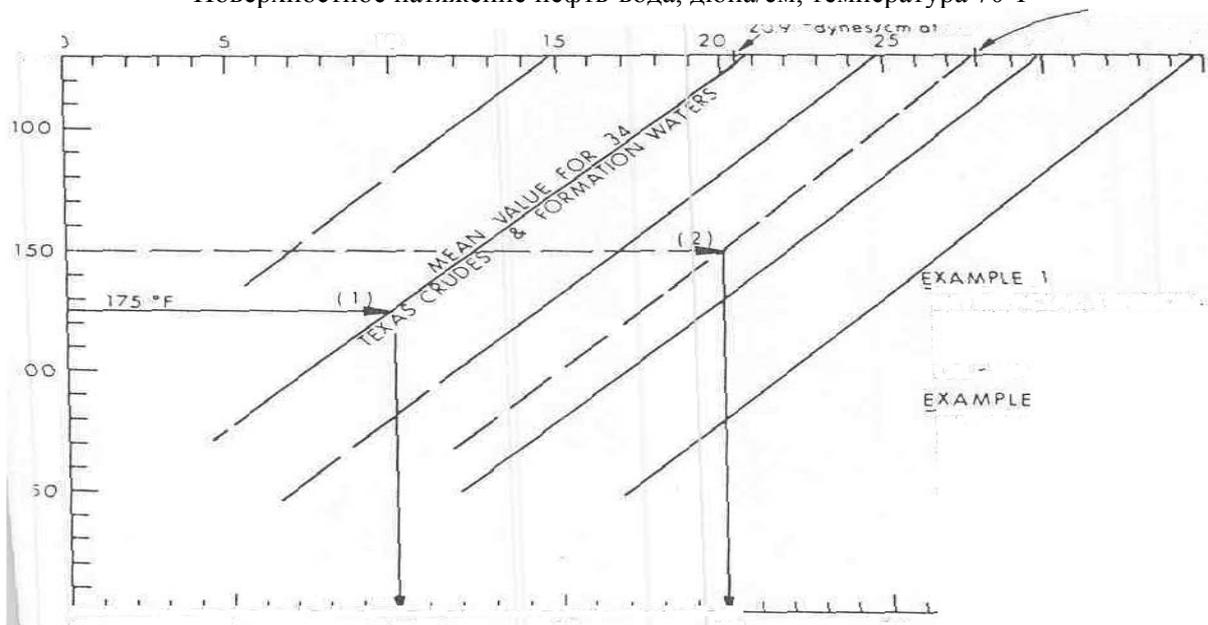
Поверхностное натяжение нефть-вода зависит от химического состава нефти, количества и вида поверхностно-активных веществ, вида и количества газа в растворе, Ph воды, температуры и давления. При атмосферном давлении и температуре 70°F поверхностное натяжение сырой неочищенной нефти и связанной пластовой воды колеблется от 13.6 до 34.3 дюн/см со средним значением 21 дюна/см для 34 нефтяных коллекторов разных периодов, расположенных в Техасе (Ливингстон, 1938). Поверхностное натяжение нефть-вода обычно уменьшается при повышении плотности в градусах API и уменьшении вязкости (Ливингстон, 1939).

С увеличением температуры поверхностное натяжение нефть-вода обычно уменьшается. Для чистых систем бензин-вода и декан-вода поверхностное натяжение уменьшается в интервале от 0.03 до 0.08 дюн/см/на градус Фаренгейта (Michaels and Hauser, 1950) в зависимости от давления. McCaffery (1972) установил, что для чистых систем додекан-вода поверхностное натяжение уменьшается до 0.03 дюн/см/ на градус Фаренгейта, и для чистой системы октан и вода поверхностное натяжение составляет 0.09 дюн/см/ на градус Фаренгейта при температуре от 100 до 250°F. По Ливингстону поверхностное натяжение природной неочищенной нефти и пластовой воды уменьшается от 0.1 до 0.2 дюн/см/ на градус Фаренгейта. Хокотт (1938) зафиксировал факт уменьшение поверхностного натяжения примерно в пределах 0.1-0.15 дюн/см/на градус Фаренгейта для сырой неочищенной нефти при температурах от 130° и 170°F. В предыдущих исследованиях подтвержден факт воздействия повышения температуры на поверхностное натяжение нефть-вода. Такая взаимосвязь довольно сложна, но в общем поверхностное натяжение уменьшается при увеличении температуры. Экстраполяция результатов для чистых систем и неочищенной сырой нефти а также для пластовой воды в целях исследования свидетельствует об уменьшении поверхностного натяжения нефть-вода примерно на 0.1 дюны/см/ на градус Фаренгейта. Такое предположение вполне обоснованно.

Влияние повышения давления на поверхностное натяжение нефть-вода довольно сложно. Для чистого бензина и воды, поверхностное натяжение уменьшается примерно на 0.3 дюны/см при изменении давления на 100 фунтов на квадратный дюйм; с увеличением давления поверхностное натяжение системы декан-вода увеличивается (Michael and Hauser). Поверхностное натяжение в системах додекан-вода и октан-вода увеличивается незначительно с увеличением давления (McCaffery, 1972). Поверхностное натяжение сырая нефть-пластовая вода увеличивается на 10% - 20% при повышении давления от атмосферного до давления насыщения, и незначительно уменьшается при дальнейшем увеличении давления (Хокотт 1938). Kusakov и другие (1954) однако установил, что при давлении примерно более 1500 фунтов на квадратный дюйм дальнейшее увеличение давления не влияет на поверхностное натяжение для систем неочищенная нефть- пластовая вода. Представленные здесь данные свидетельствуют о том, что в лабораторных условиях для чистых систем увеличение давления может повлечь за собой увеличение или уменьшение поверхностного натяжения нефть-вода. В системах сырая нефть- пластовая вода увеличение давления влечет за собой незначительное увеличение поверхностного натяжения, а при давлениях свыше 1.500 фунтов на квадратный дюйм может слегка повлиять или не оказать влияния вообще. В общем, влияние давления на поверхностное натяжение сырая нефть-пластовая вода является настолько незначительным что им можно пренебречь.

Для того чтобы подсчитать давление вытеснения нефть-вода-порода необходимо рассчитать и измерить значение поверхностного натяжения нефть-вода в пласте. Современное лабораторное оборудование может измерять поверхностное натяжение нефть-вода при пластовых значениях температуры и давления. Если такое оборудование является недоступным, межфазное натяжение можно измерить при атмосферных условиях во многих химических лабораториях. Результаты измерения атмосферного пластового натяжения должны быть экстраполированы на пластовые значения температуры и давления. Если не доступны никакие лабораторные данные для системы нефть-вода, в таком случае нужно провести расчеты. Принятое Ливингстоном среднее значение поверхностного натяжения для 34 образцов сырой нефти из разных коллекторов Техаса равное 21 дюн/см при температуре 70°F является лучшим значением для сырой нефти средней плотности (30-40 ° API). Правильно принятое значение для тяжелой нефти (более 40° API) равно 15 дюнам/см, для легкой нефти (менее 30° API) - 30 дюн/см. Эти данные полученные при атмосферном давлении (70° F) нужно экстраполировать на пластовую температуру. Значение межфазного натяжения нефть-вода при температуре 70° F уменьшится на 0.1 дюн/см/ на градус Фаренгейта температуре выше 70° F. Исходя из линейного характера зависимости, был изготовлен номограф (Рис. 11) для расчета межфазного натяжения нефть-вода при пластовой температуре. Так как нам неизвестно значение межфазного натяжения при высоком давлении и температуре, линии на номографе идут ниже 5 дюн/см. Совсем недавно в работе Картмилла было отмечено, что при высоком давлении и температуре межфазное натяжение нефть-вода будет уменьшаться вплоть до 0. Он постулировал, что такое уменьшение межфазного натяжения при высоком давлении и температуре может являться механизмом первичной миграции нефти из материнских пород в пласты проводники и коллекторы. Из уравнения давления вытеснения (Рис. 10) следует, что изменение поверхностного натяжения нефть-вода прямым образом влияет на давление вытеснения конкретной системы нефть-вода-порода. Из представленных данных межфазное натяжение нефть-вода в пласте может варьироваться в пределах от 5 до 35 дюн/см. Поэтому, давление вытеснения при межфазовом натяжении нефть-вода равном 5 дюн/см превышает давление вытеснения при межфазовом натяжении 35 дюн/см в 7 раз. Такая разница значений оказывается очень значительной при попытке подсчитать вторичную миграцию. Например, герметизирующая способность боковых фаций или покрывающая способность может измениться в 7 раз, если изменить водонефтяную систему пласта.

Поверхностное натяжение нефть-вода, дюна/см, температура 70°F



Пример 1

Поверхностное натяжение	неизвестно
Температура	175°F
Поверхностное натяжение для средних значений системы нефть-вода	10 дюн/см

Пример 2

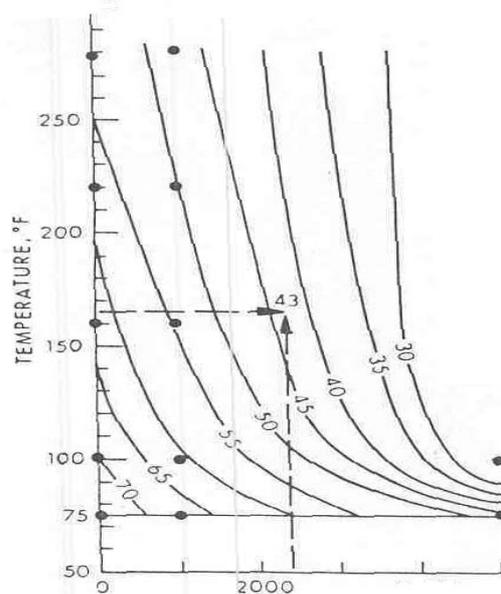
Поверхностное натяжение (значение при температуре 70° F)	28 дюн/см
Температура	150° F
Поверхностное натяжение пласта	20 дюн/см

Экстраполированное поверхностное натяжение нефть-вода, дюн/см, при пластовой температуре

Рис. 11 Применение номограммы для определения поверхностного натяжения нефть-вода при пластовой температуре. Номограмма предполагает уменьшение поверхностного натяжения на 0.1 дюну/см/°F при увеличении температуры.

Межфазное натяжение газ-вода -Межфазное натяжение метан-пластовая вода при атмосферной температуре и давлении равняется 70 дюна/см. Значение межфазного натяжения газ-вода зависит от количества активных агентов в воде, количества тяжелого углеводорода в растворе в газа, температуры и давления. Межфазное напряжение газ-вода уменьшается на 5-10 дюн/см на каждом отрезке увеличения давления на 1.000 фунтов на квадратный дюйм в зависимости от температуры (Hocutt, 1939; Hough и др.,1951). Межфазное натяжение газ-вода уменьшается при повышении температуры на 0.1-1.0 дюн/см/на градус Фаренгейта в зависимости от давления(Hough и др. 1951). Влияние температуры и давления на системы метан-вода представлено на номограмме (Рис.12) для того, чтобы подсчитать межфазное натяжение системы метан-вода при любой пластовой температуре и давлении. Расчеты по графикам достаточно точны для применения исследований межфазного натяжения для определения значений давления вытеснения систем газ-вода-порода. Большая доля этана, пропана и других тяжелых газов в газовой фазе будет способствовать уменьшению поверхностного натяжения чистых систем метан-вода как показано на номограмме.

Рис. 12- Номограмма позволяет определить поверхностное натяжение метан-газ при различных значениях температуры и давления



По рисунку 12 видно, что поверхностное натяжение метан-вода доходит до 70 дюн/см при температуре 75° и уменьшается примерно до 30 дюн/см при высокой пластовой температуре и давлении. В сравнение можно привести среднее значение межфазного натяжения систем нефть-вода для 34 проб взятых с тexasских нефтеносных пластов и пластовых вод, которое составляет 21 дюн/см при температуре 70°F (Ливингстон, 1938). Как было упомянуто раньше, межфазное натяжение нефть-вода уменьшается при увеличении пластовой температуры уменьшая, таким образом, межфазное натяжение нефть-вода в пласте до 10-20 дюн/см. Значения межфазных натяжений газ-вода обычно превышают межфазные натяжения нефть-вода как в пластовых так и в поверхностных условиях. Давление вытеснения газ-вода в таком случае выше давления вытяснения нефть-вода для одной и той же породы. Высокое межфазное натяжение газ-вода по сравнению с межфазным натяжением нефть-вода значительно уменьшает потенциал миграции газа через водонасыщенные породы в пласте. В дальнейшем мы обсудим величину потенциала миграции и рассмотрим несколько связанных с этим примеров.

Смачиваемость.

Смачиваемость - может быть определена как работа по разделению смачивающего флюида от твердого остатка. В пластовых условиях в роли смачивающего флюида выступает вода, твердый остаток представлен зернами кварца в песчанике, кальцита в известняке и т.д. Сила адгезии или притяжение смачиваемого флюида к твердому остатку в любой системе нефть-вода-порода является результатом совместного воздействия межфазной энергии поверхностей нефть-вода, нефть-порода, вода-порода. Математически смачиваемость выражается краевым углом поверхностей нефть-вода с породами или стенками пор, подсчитанным по водной фазе. Считается, что породы являются гидрофильными в системах порода- флюид, где угол контакта составляет от 0° до 90°; если углы контакта превышают 90°, то породы рассматриваются как гидрофобные. Гидрофильные породы будут скорее впитывать воду, чем нефть. Гидрофобные породы в свою очередь будут скорее впитывать нефть, чем воду. Хотя критической величиной считается угол равный 90°, Моггоу и др. (1973) установили, что в доломитовых лабораторных пачках, для того чтобы нефть впиталась краевой угол должен превысить 140°.

Охваченные водой осадочные породы в большей мере считаются гидрофильными из-за сильного притяжения воды к поверхностям пород, а так же первоначального поверхностного соприкосновения поверхностей пор с водой а не с углеводородами в процессе осадконакопления и раннего диагенеза. Вода считается идеальным смачивающим флюидом, и тонкая водяная пленка покрывает все поверхности зерен. При необходимости угол контакта в гидрофильной системе будет равняться 0. В таком случае значение смачиваемости в уравнении давления вытеснения будет равняться 1, т.к. косинус нуля равен единице. Предположим, что вода не является идеальным смачивающим флюидом и угол ВНК - больше 0, тогда давление вытеснения теоретически уменьшиться для данной водо-нефтяной системы пород. L.J.M. Smits (1971) провел эксперименты над гравийными пачками одинакового размера, которые показали, что меняющийся от 0 до 85 контактный угол нефть-вода-твердая порода незначительно влияет на давление вытеснения. Подобные результаты были получены Моггоу и другими (1973) после проведения исследований давления вытеснения в доломитовых пачках с углами контакта от 0 до 140°. Эти данные и общее предположение о том, что большинство пород являются гидрофильными свидетельствуют о том, что значение смачиваемости в уравнении давления вытеснения может быть принято за 1.

Если породы являются частично гидрофобными, то смачиваемость может значительно снизить давление вытеснения, в отличие от гидрофильной системы. В пласте породы редко бывают полностью гидрофобными, они частично гидрофильные. Полностью гидрофобные породы встречаются крайне редко из этого следует, что некоторая часть

зернистой поверхности является гидрофобной, а другая - гидрофильной. По утверждению Salathiel (1972), такое явление чаще всего встречается в породах-коллекторах, где нефть сконцентрировалась в ловушках, и поверхности зерен в больших порах стали взаимодействовать с активными молекулами в нефтяной фазе, образовали нефтяную пленку на поверхности зерна, превратив эту породу в гидрофобную. Поверхности пор в более мелких порах или в углах больших по размеру пор, которые не насыщены нефтью, останутся гидрофильными. Фэт и Кликофф (1959) установили, что если порода является частично гидрофобной, то водонефтяное давление вытеснения в системе нефть-вода – порода уменьшается. Они утверждали, что избирательная смачиваемость, необходимая для значительного понижения давления вытеснения для гидрофильной системы, должна составлять 25% гидрофобной поверхности зерен.

Salathiel (1972) утверждал, что образование нефтяной пленки на поверхности может стать причиной избирательной смачиваемости нефтяного коллектора. В дальнейшем это подтвердил Greiber и другие (1972), которые установили, что во многих исследованных коллекторах нефть смачивает породу лучше чем вода. Другие породы, которые способны образовать зернистые поверхности, которые являются частично гидрофобными, - это породы, содержащие большое количество органического материала. Например, материнские породы, способные поглощать нефтяных поверхностно-активных агентов. Породы богатые железом также могут являться частично гидрофобными, так как железо обладает свойством впитывать поверхностно-активные вещества из сырой нефти. Однако, большинство осадочных пород не содержит достаточное количество железа, чтобы повлиять на смачиваемость пород в целом.

В общем, органически богатые нефтяные коллекторы и породы, такие как материнские, являются самым главным исключением в случае с гидрофильными системами в пласте. Применение значений давления вытеснения системы углеводород-вода-порода в исследовательских целях, в общем, направлено на способность различных покрывающих пород создавать непроницаемый слой, на способность образовывать латеральные покрывки при фациальных замещениях в литологических ловушках и потенциал миграции углеводородов через пласт-проводник. Наличие гидрофобных пород в таких условиях очень маловероятно. Поэтому при работе со значениями давления вытеснения рекомендуется принять значение смачиваемости в уравнении давления вытеснения за 1.

Радиус поровых каналов

Третий важный параметр, который применяется для оценки давления вытеснения данной системы вода-порода, - радиус самых больших связанных поровых каналов в породе. При работе с уравнением давления вытеснения было установлено, что чем меньше радиус связанных поровых каналов породы, тем выше давление вытеснения. Давление вытеснения для коллекторного песчаника будет значительно меньше, чем давление вытеснения мелкозернистой глины. Для количественного описания процесса вторичной миграции и образования ловушек необходимо проведение специальных исследований распределения пор по размеру.

Существует большое количество разнообразных методик определения радиуса больших связанных поровых каналов пород. Размер порового канала и распределение пор по размеру можно определить визуально по шлифам пород (Ашенбреннер и Ахауер, 1960) или при сканировании фотографий электронного микроскопа. Определить поровую геометрию и распределение пор по размеру можно при изучении образцов пор выщелоченных карбонатных пород (Вордлоу, 1976). Проблема, связанная с методиками прямого измерения заключается в том, что измеряется только одна плоскость породы, а не трехмерные соединения пор друг с другом. Другая проблема в том, что применение этих методик нецелесообразно при работе с неколлекторными породами, поры которых слишком малы для визуального измерения. Неколлекторные породы также представляют особый интерес при разведки углеводородов, т.к. они контролируют процесс образования

углеводородных ловушек. Для изучения мелкозернистых пород должны быть использованы другие методики.

Berg (1975) вывел опытную математическую формулу для определения поровых каналов песчаника. Для проведения расчетов по формуле Берга необходимы значения пористости, проницаемости, гранулометрический состав песчаника. Значения пористости и проницаемости получают в результате исследований керна, поэтому этот подход может быть полезен в большинстве случаев. Berg рассмотрел несколько примеров использования этого метода для оценки размера порового канала. Однако по методу Berga можно получить только лишь приблизительные значения основных размеров поровых каналов природного песчаника.

Визуальные и опытные расчеты размера порового канала, которые мы рассмотрели в предыдущих разделах, достаточно сложны для проведения. Лучшим подходом является проведение прямых измерений давления вытеснения. Эти измерения можно проводить в лабораторных условиях путем закачки несмачивающего флюида в породу под воздействием растущего давления, при этом измеряется давление, при котором связанная нить несмачиваемого флюида распространяется вдоль пробы. Эта методика аналогична процессу вторичной миграции углеводородов через водонасыщенную породу. Подобные исследования называются исследованиями капиллярного давления. В течении нескольких лет в геофизических лабораториях проводились исследования капиллярного давления на образцах керна из коллектора. Капиллярные свойства или распределение пор по размеру можно определить, если непрерывно увеличивать закачку несмачиваемого флюида под давлением ниже, чем давление необходимое для создания связанной нити несмачиваемого флюида вдоль пробы.

При проведении исследований капиллярного давления на образцах керна можно использовать флюид любого вида для смачиваемой и несмачиваемой фаз. Хотя исследования с применением этих флюидов очевидно дали бы лучшие результаты при проведении разведочных работ, они вызывают определенные трудности при проведении и требуют много времени. Перселл (1949) рассмотрел и доказал целесообразность и правильность применения ртутной закачки при изучении капиллярных свойств породы. Сегодня исследования капиллярного давления с применением ртути широко используются в частных и коммерческих лабораториях. Результаты этих исследований дают ценную информацию необходимую для разведки и разработки месторождений. Результаты и применение исследований капиллярного давления были рассмотрены в работах многих авторов (Stout, 1964; Harms, 1966; Smith 1966; Roehl, 1967).

Ртутная капиллярометрия .

Прежде чем мы продолжим дальше, следует остановиться на исследованиях капиллярного давления с применением ртути. Вырезанные из керна образцы или большие обломки пород помещают в калиброванную камеру давления. Для проведения ртутной капиллярометрии используются образцы разной формы, т.к. объем образцов измеряется с точностью во время исследования. Ртуть (несмачивающая фаза) нагнетают в ячейку, и она впоследствии полностью обволакивает пробу. Затем ртуть закачивают в образец постепенно повышая ртутное давление. Накопленный объем ртути, закаченный при разном давлении, является показателем насыщения несмачивающей фазы. Эта процедура повторяется до тех пор, пока давление нагнетания не достигнет какого либо заранее установленного значения (обычно 1.500 фунтам на квадратный дюйм для обычного лабораторного оборудования). Этот процесс представлен на рисунке 13, где кривая – график зависимости капиллярного давления от объема закаченной ртути. Занимаемый поровый объем выражен в процентах.

По кривым капиллярного давления изображенным на рисунке 13 можно рассчитать давление вытеснения, остаточную водонасыщенность, толщину переходной зоны углеводород-вода, проницаемость. Остаточная водонасыщенность- это процент порового пространства, через который не могут пройти углеводороды; это явление часто называют

неэффективная пористость. Данная пористость является важной характеристикой породы-коллектора в геофизике.

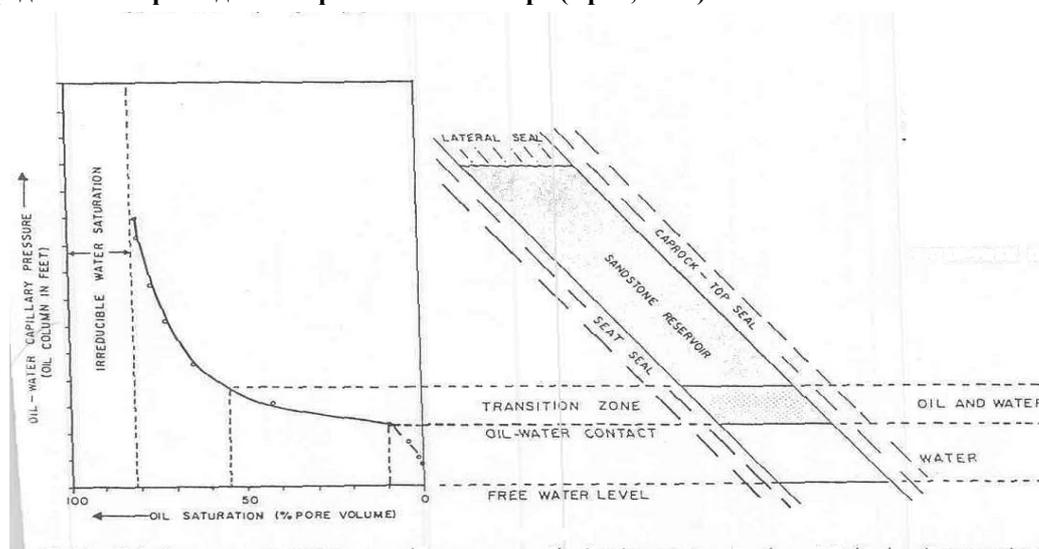
В статических нефтяных коллекторах, как показано на рисунке 1, нефтенасыщенность как процент занимаемого нефтью объема будет увеличиваться вверх по нефтяному столбу, т.к. сила выталкивания выше капиллярного давления. При увеличении нефтенасыщенности способность нефти притекать к стволу скважины будет увеличиваться до точки добычи безводной нефти. Интервал, от добычи воды у основания нефтенасыщенного коллектора до точки добычи безводной нефти выше по коллектору, называется переходной зоной нефть-вода. Толщина переходной зоны нефть-вода будет зависеть от капиллярных свойств пород и свойств флюидов системы. Эти зависимости представлены на рисунке 14 (Арпс, 1964). Арпс также рассмотрел применение этих принципов при оценке наклонных водонефтяных контактов и при решении проблемы минимального замыкания структурного и стратиграфического замыкания, необходимого для добычи свободной воды в продуктивном коллекторе.

Давление вытеснения, которое является критическим при оценке способности образовывать непроницаемый слой, ранее определялось как давление необходимое для образования непрерывной нити несмачиваемого флюида через большие связанные каналы пород. Перселл (1949) Томас и другие (1967) рассмотрели использование кривых капиллярного давления для определения проницаемости пород.

Важность определения капиллярных свойств пород подробно представлена в работах Ауфрихта, Коерфа (1957), Арпса (1964), Стаута (1964) и других авторов. Дальше в данной работе будет подробно рассмотрен вопрос перевода давления, рассчитанного в лабораторных условиях (ртуть), на давление системы нефть-вода.

На основании достоверности ртутных исследований, применяемых для оценки различных свойств пород, давления вытеснения, остаточной водонасыщенности, углеводородных переходных зон и проницаемости, выявляется степень неоднородности пород (Перселл, 1949). Если большинство пор в породе маленькие по сравнению с размером пор в образцах пород, то в результате исследований будут получены достаточно достоверные данные. Например, если данная порода является кавернозной карбонатной породой или трещиноватым песчаником, самые большие поры которых нельзя отобрать в качестве образцов для исследования, то достоверность полученных результатов будет низкая. Поэтому все геологические знания, которые доступны при решении определенной проблемы, следует применить при отборе образцов для исследований (ртуть).

Рис.14- Связь типичной кривой капиллярного давления (полученной при закачки ртути) с распределением флюидов в нефтяном коллекторе (Арпс, 1964)



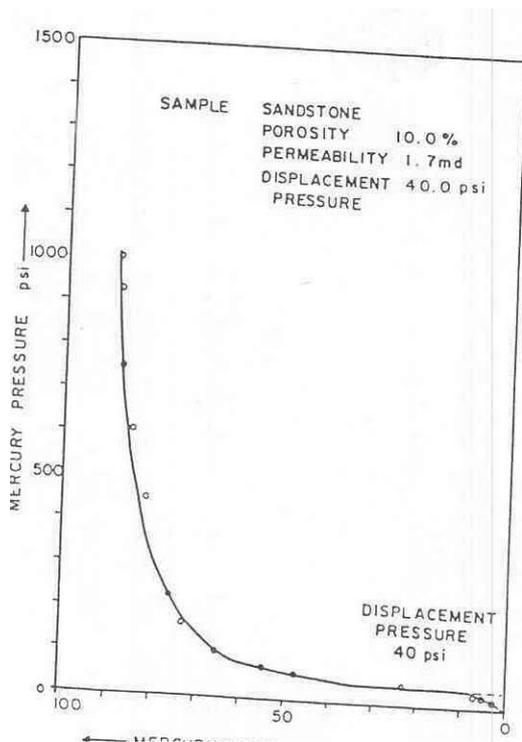
Давление вытеснения

Давление вытеснения является одним из важнейших предметов обсуждения данной работы, т.к. оно будет определять минимальную выталкивающую силу необходимую для вторичной миграции. Достаточно достоверные значения давления вытеснения, полученные в результате проведения исследований на нескольких образцах пород, являются критическими для количественного описания основных принципов миграции при проведении разведочных работ.

Для наступления миграции непрерывная углеводородная нить должна распространиться, чтобы пройти через связанные поры водонасыщенных пород. При определении давления вытеснения по кривым капиллярного давления было условно принято, что непрерывная несмачивающаяся нить будет находиться где-то на плоском участке кривой капиллярного давления. Такой подход является вполне обоснованным, когда пологий участок кривой является практически ровной как показано на рисунке 15. Следует отметить, что разница давления между водонасыщенностью 10 и 50% небольшая, и, несмотря на минимальную несмачиваемую насыщенность, возможность появления ошибки при подсчете давления вытеснения минимальная. Однако для пород с крутой кривой или для которых пологая часть отсутствует, как показано на рисунке 16, невозможно найти точное значение давления вытеснения, если не известно критическое значение насыщения несмачивающей фазы, необходимое для образования непрерывной несмачивающей нити, проходящей через породу. Данное значение насыщения аналогичны критическому значению газонасыщенности, которое необходимо для прорыва газа в коллектора, содержащих распространяющуюся нефть. Критические значения насыщения, необходимые для процесса миграции, по мнению Рада и Пэнди (1973) обычно меньше 10% для глины и карбонатных пород. Для того чтобы определить, насколько точно можно рассчитать значения давления вытеснения для различных видов пород, используя выше приведенные кривые капиллярного давления, нужно провести прямые дополнительные измерения критического значения насыщения.

Лабораторные тесты давления вытеснения

Два комплекта оборудования было использовано для проведения прямых измерений давления вытеснения и критического насыщения при прорыве. Система азот-вода применялась тогда, когда азот был вытеснен через наполненные водой образцы пород под воздействием горного давления. Давление азота последовательно увеличивается на одном конце образца породы, а скопление сточной воды постоянно контролируется с другого конца. Давление азота приводит к постоянно растущему притоку сточных вод, в случае если струя азота непрерывна по всей длине образца. Ртутный прибор под высоким давлением (500 psi – 35.15 тех. Атм.) так же был использован в случаях, когда образование непрерывной ртутной нити по всей длине образца было подтверждено прохождением электротока. Ртутная система преобладала над азотной, будучи значительно быстрее, а так же в связи с тем, что прорыв был четким и определялся мгновенно.



ртутное насыщение(%порового объема)

Рис. 15 Кривая капиллярного давления с пологим участком.

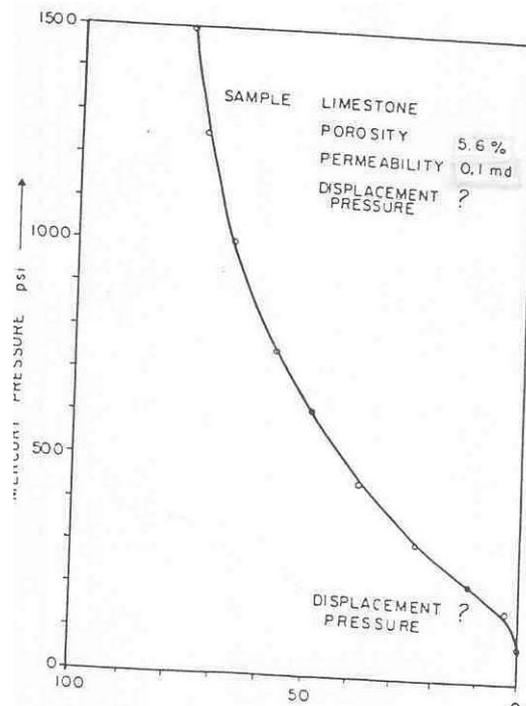


Рис.16 Кривая капиллярного давления без пологого участка.

Результаты исследований

Песчаники, сланцы, меловые отложения применялись при изучении прорыва. Четыре образца были исследованы с применением системы азот-вода. После выполнения этих исследований, образцы были очищены и применены для проведения стандартной ртутной капиллярметрии. Полученные данные давления вытеснения азота или давления прорыва были переведены в систему значений капиллярного давления ртути с применением коэффициент преобразования 5X (Персел, 1949) для того, чтобы сравнить их с результатами исследований, которые были проведены на других образцах с применения ртутного парометра.использованием ртутного оборудования. На пяти образцах были проведены исследования с применением камеры высокого ртутного давления. Результаты этих исследований приведены в Таблице 1.

Насыщение несмачиваемой фазы, необходимое для установления неразрывной нити по всей длине образцов, варьируется от 4.5 до 17% порового объема породы. Средняя насыщенность для всех образцов составляет 10%. Кривая капиллярного давления для каждого образца показана на рисунке 17, а процентное насыщение на прорыве обозначено на этой кривой как "X".

Кривые капиллярного давления на Графике 17 ясно демонстрируют, что широкий спектр распределения пор по размеру был исследован на девяти образцах. Критическое насыщение этих образцов, однако, имеет относительно ограниченное варьирование от 4,5% до 17%. Результаты, таким образом, показывают, что миграция может происходить в большинстве типов пород при насыщении несмачиваемой фазы составляющей примерно 10% от объема пор. Эти данные говорят о том, что давление вытеснения можно определить по стандартным кривым ртутного капиллярного давления, если определить давление ртути на кривой капиллярности при 10% ртутном насыщении. Современное

оборудование, которое применяется для проведения этих экспериментов, не потребуется для получения рабочих значений давления вытеснения в любых исследуемых породах.

При проведении разведочных работ можно применить полученные в результате таких исследований данные о том, что вторичная миграция углеводородов может происходить при 10% насыщении углеводородов. При нормальном бурении низкое 10% насыщение трудно определить как пластовое проявление. По углеводородным проявлениям при насыщении равном 10% можно определять переходные зоны углеводородов в захваченных накоплениях и определять пути миграции при проведении разведочных работ. Еще один интересный аспект этих данных может быть применен в геофизике яркого пятна. Флауерс (1976) продемонстрировал, что низкий процент свободного газа в коллекторе, слишком низкий, чтобы повлиять на показания каротажа, измеряющего сопротивление ствола скважины, должен сильно изменить скорость и, таким образом, стать причиной аномального уменьшения амплитуды на сейсмическом разрезе. На основании представленных в данной работе данных можно сделать вывод, что минимальное насыщение необходимое для миграции равно 10%. Показателей газового насыщения от 5 до 10% достаточно, чтобы вызвать аномальное уменьшение амплитуды на сейсмическом разрезе. Эти газовые накопления, таким образом, вероятно, представляют собой локально образованные газовые пузыри, которые не сформировали связанную газовую нить, которая должна мигрировать и образовывать промышленную залежь. Образования такого типа могут находиться вне структуры, как считал Флауерс (1976).

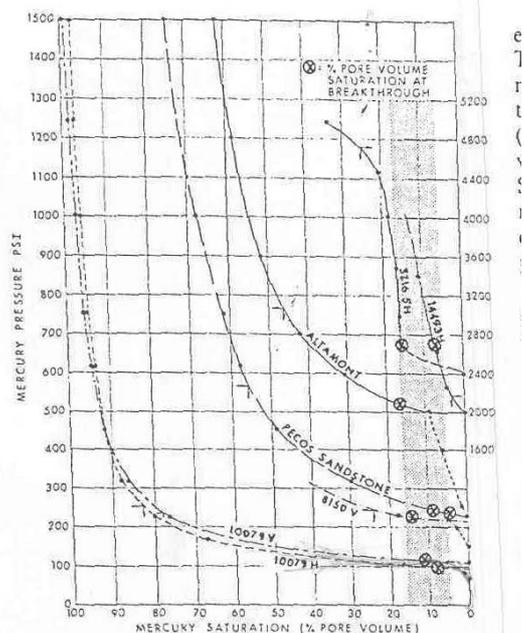


Рис.17 Кривая капиллярного давления прорывы насыщения по результатам тестов

Капиллярные характеристики бурового шлама

Практика показывает, что применение данных, полученных в результате проведения ртутной капиллярметрии, ограничено в ситуациях, когда доступны образцы керна одинаковые по размеру. Однако Персел (1949) в своих работах отмечал, что с применением оборудования для измерения капиллярного давления ртути можно с точностью и без труда определить капиллярные свойства кусков пород неправильной формы и образцов, размер которых равен обломкам бурения. Он определил капиллярные свойства двух образцов коллекторного песчаника, которые были разбиты на куски размера бурового шлама. Проницаемость, полученная на основе данных по капиллярному давлению посредством разработанной формулы, не расходится с данными, полученными в результате проведения исследований на кусках породы и данными, полученными при проведении исследований на образцах керна.

На четырех образцах породы различной литологии были проведены дополнительные исследования для того, чтобы в дальнейшем убедиться в надежности данных по капиллярному давлению, полученных на основе образцов размером с буровой шлама. Для проведения этих исследований применялись три образца песчаника и один образец меловых отложений. Каждый образец был разделен на 4 части, пронумерован от одного до четырех. Чтобы определить неоднородность в прилегающих образцах, на 4 проницаемых частях каждого образца была измерена пористость и проницаемость (Таблица 2). Пронумерованные части каждого образца были разбиты на куски различного размера (Рис. 18). На каждой части или группе кусков породы была проведена стандартная капиллярметрия. Кривые капиллярного давления, полученные по результатам измерений каждого образца, представлены на рисунках с 19 по 22.

Эти кривые демонстрируют тот факт, что между данными, полученными в результате исследований проводимых на образцах керна одного размера и на образцах породы разного размера, в общем, нет противоречий. Детальное исследование, однако, показывает, что пологая часть графика капиллярности постепенно снижается при уменьшении размеров кусков породы. Значение остаточной водонасыщенности увеличивается с уменьшением размера куска породы. Капиллярное давление при 10% насыщении приведено в Таблице 2 для сравнения значений давления вытеснения в образцах разного размера.

Эти данные свидетельствуют о том что, капиллярные характеристики кусков породы разной формы размером с образцы бурового шлама могут быть измерены с точностью, применимой для данных условий работы на стандартном оборудовании для измерения капиллярного давления. Чем меньше образец, тем вероятнее, что горизонтальная часть кривой капиллярности и давление вытеснения, принятое при 10% насыщения будет меньше, чем замеры, взятые с проницаемых образцов в полную величину. Эта техника применима к тем типам пород, у которых степень неоднородности меньше, чем в кусках породы.

В заключении можно сказать, что данные о капиллярных свойствах пород дают важные сведения для разведки и нефтегаздобычи, полезные данные, так же, можно получить с образцов керна полного диаметра, керна взятого со стенок ствола скважины, и бурового шлама.

Адаптация значений ртутного капиллярного давления к пластовому капиллярному давлению системы углеводород-вода

Количественное применение данных ртутного капиллярного давления к пластовым условиям требует адаптации значений ртутного капиллярного давления к условиям пластового капиллярного давления системы нефть-вода. Этот коэффициент преобразования можно получить, используя следующее уравнение (Персел, 1949):

$$(P_c)_{hw} = (\gamma_{hw} \cdot \cos\Theta_{hw} / \gamma_{ma} \cdot \cos\Theta_{ma}) \cdot (P_c)_{ma},$$

где P_{chw} = капиллярное давление для системы нефть-вода, γ_{hw} = межфазное натяжение системы нефть-вода (дина/см), Θ_{hw} = краевой угол нефть-вода (смачиваемость), γ_{ma} = межфазовое натяжение ртути с воздухом (энергия поверхностного натяжения), и Θ_{ma} = краевой угол ртути и воздуха с поверхностью породы. .

Табл. 1. Результаты экспериментов с капиллярным прорывом

Образец 1	Литология	ϕ (%)	$K_{\text{воздуха}}$ (md)	$K_{\text{воды}}$ (md)	Азот-вода P_d (psi)	Эквивалент Hg P_d (psi)	Измеренное Hg P_d (psi)	Определенное ² Hg P_d (psi)	Насыщение порового объема (%)	
Обна	Обнажение	Песчаник	18,9	0,12	0,06	40	200	—	245	8,9
Ресос	Песчаник	Данные по	18,9	0,12	0,06	39	195	--	245	4,5

	тому же образцу								
10079 h	Мел	22,1	22,6	1,0	18	90	—	100	8,0
10079 h	Мел	20	30,9	0,35	22	110	—	110	11,6
3216.5 h	Цементирующий кальцит песчаника	1,0	—	—	--	--	2700	2500	16,0
8150 h	Песчаник	9,14	0,5	--	—	—	220	220	7,5
8150 h	Песчаник	9,05	0,5	--	—	—	230	220	13,6
Альтамонт	Песчаник	4,96	<1,0	--	—	--	550	500	17,0
11538 h	Аргелитовый известняк	0,60	<0,01	--	—	--	>4500	>4500	--
14493 h	Алевритестая глина	2,25	<0,01	—	—	—	2600	3200	6,6

P_d = давление вытеснения

1. h или v после номера образца означает горизонтальный или вертикальный образец
2. капиллярное давление при ртутном насыщении 10%

В предыдущих разделах мы обсудили переменные значения межфазного натяжения углеводород-вода и разные методики подсчета этих значений. Как уже обсуждалось ранее, краевой угол систем углеводород-вода равен 0 и $\cos \Theta_{hw}$ равняется 1. Поверхностное натяжение ртути и воздуха в лабораторных условиях составляет 480 дин/см. Краевой угол ртути и твердой породы равен 40° , таким образом $\cos \Theta_{hw}$ равняется 0.776.

Значения капиллярного давления систем углеводород-вода в пластовых условиях можно найти, если рассчитать поверхностное натяжение углеводород-вода в пластовых условиях и ввести это значение в уравнение. На рисунке 23 представлен простой графический способ необходимый для определения коэффициента преобразования, который можно использовать для перевода из ртути в системы нефть-вода или газ-вода. Определив коэффициент преобразования по рисунку 23, необходимо умножить этот коэффициент на значение капиллярного давления. Например, (1) поверхностное натяжение нефть-вода в пластовых условиях 21 дюн/см; (2) коэффициент перевода из системы ртуть-воздух в систему углеводород-вода 0.055 (Рис. 23); (3) давление вытеснения ртути 200 фунтов на квадратный дюйм; (4) давление вытеснения нефть-вода = $200 \times 0.055 = 11$ фунт на квадратный дюйм.

Расчет высоты углеводородной залежи.

Как уже упоминалось для количественной оценки вторичной миграции и образования скоплений углеводородов важно рассчитать вертикальный объем углеводородной залежи, который будет покрыт непроницаемым слоем и захвачен в ловушку. Применяя данное уравнение Смита можно найти данное значение (1966):

$$H = \frac{P_d V - P_d R}{(p_w - p_h) \times 0.433}$$

где H= максимальная высота углеводородной залежи, которая может быть покрыта непроницаемым слоем в футах над 100% уровнем воды (воднефтяной контакт); $P_d V$ = давление входа на границе нефть-вода для граничащей породы-покрышки в пластовых условиях (фунт на квадратный дюйм); $P_d R$ = давление вытеснения на границе углеводород-вода (фунт на квадратный дюйм) для породы-коллектора в пластовых условиях; p_w =пластовая плотность воды (гр/см³); p_h =пластовая плотность углеводородов; 0.433= фактор перевода единицы измерения.

В предыдущих разделах были рассмотрены переменные величины и методы их расчета. Единственная переменная величина, которая не была введена в данную формулу — гидродинамика. Чтобы рассчитать влияние гидродинамики на способность изолировать, можно применить простую номограмму (Рис. 9). Влияние гидродинамики в процентах на способность изолировать, полученное по номограмме, можно умножить на значение, полученное из уравнения, и затем в зависимости от того, куда будет направлен гидродинамический поток (вверх или вниз) нужно прибавить или вычесть из него начальное значение.

Одну переменную величину в данной формуле можно изменить в зависимости от желаемых результатов. Если в данной формуле использовать значение $P_d R$, то

мы получим расстояние от вершины углеводородной залежи до уровня 100% воды. (Рис.1). Но исследователя в большей степени будет интересовать вертикальная высота до точки добычи безводной нефти, чем до уровня 100% воды. Это можно получить, определив капиллярное давление на границе нефть-вода в пластовых условиях для добычи безводной нефти для данной породы-коллектор (Arps, 1964; Рис. 14).

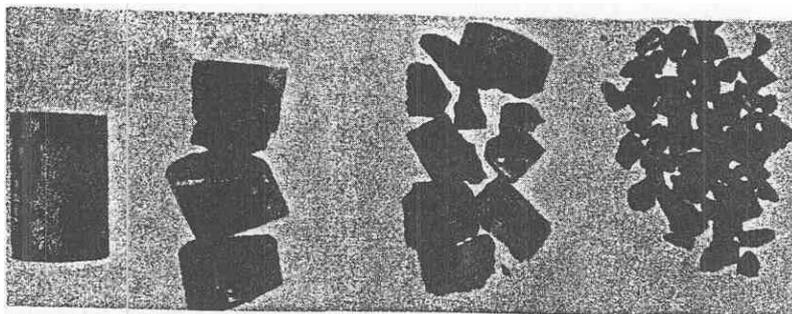
Для иллюстрации данного процесса можно привести пример расчета потенциала экранирующей породы.

Таблица 2. Результаты исследований капиллярного давления проводимых на обломках пород

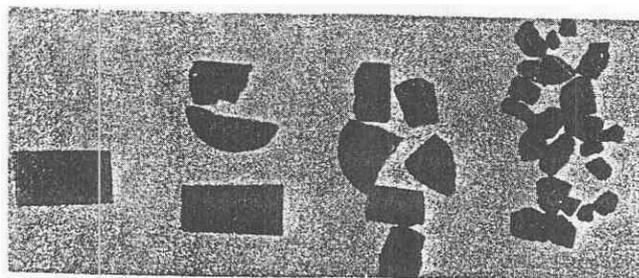
Образец	Литология	Ø %	K md	Hg P _d * (psi)
6405	-1 пропластки		7.0 0.64	1350
	-2 песка и глины		5.4 0.36	1350
	-3	16.8	0.56	1150
-	-4		6.2 0.22	900
20454	-1 песчаник		0.12	240
	-2	селезжаний	0.12	220
	-3 кремний	5.6	0.16	190
	-4	5.6	0.11	170
9587	-1 мел	18.5	2.32	170 !
	-2	21.4	2.00	130
	-3	17.3	4.6	160
	-4	24.5	5.66	80
Ресос	-1 песок	17.9	0.32	250
Песчанник	-2		18.2 0.42	240
	-3		17.9 0.31	240
	-4	18.1	0.53	190

*При 10% насыщении ртутью

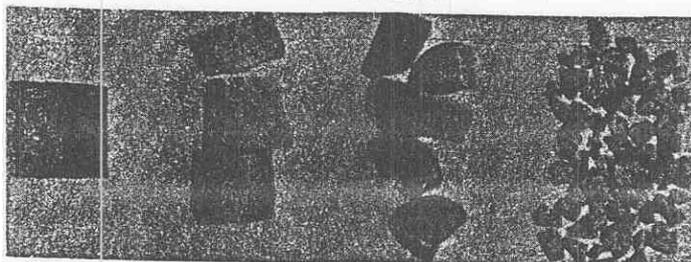
SAMPLE 6405



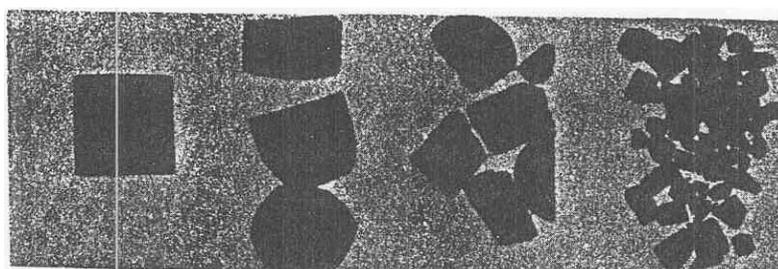
SAMPLE 20454



SAMPLE 9587



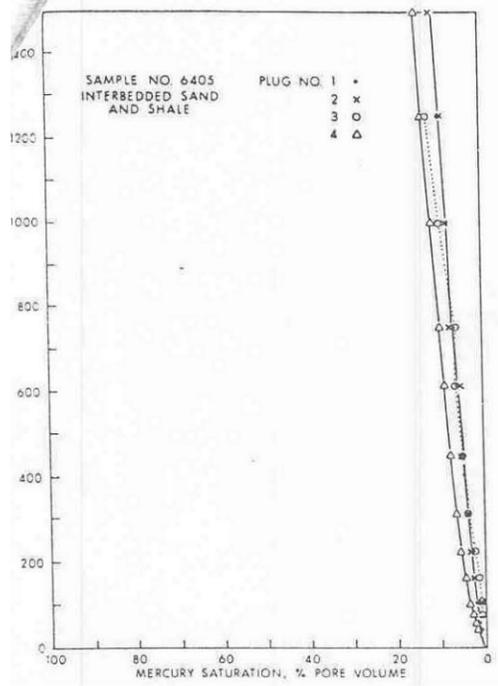
PECOS SANDSTONE



SCALE

1 inch

Рис.18- Фотографии образцов, которые были применены для определения капиллярных свойств обломков бурения



1G 19—Capillary-pressure curves for interbedded sand and shale, sample 6405 (Fig. 18)

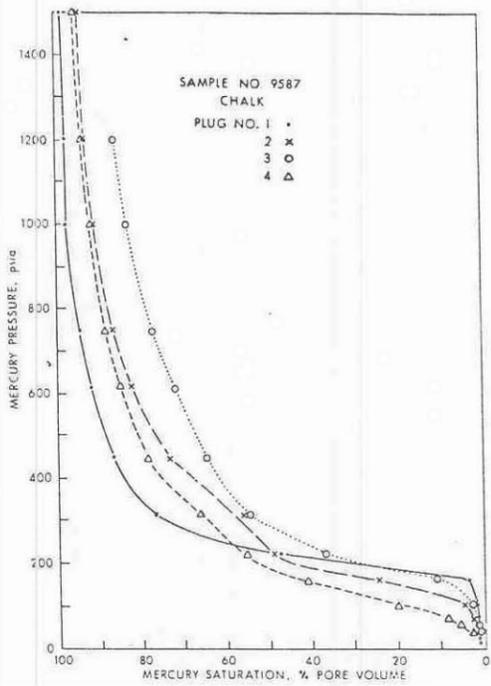
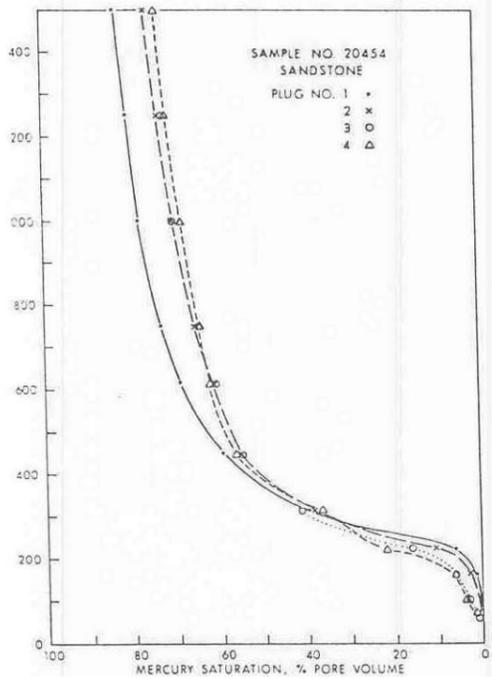


FIG 21—Capillary-curves for chalk sample 9587 (Fig 18)



1G 20—Capillary-pressure curves for sandstone, sample 20454 (Fig 18)

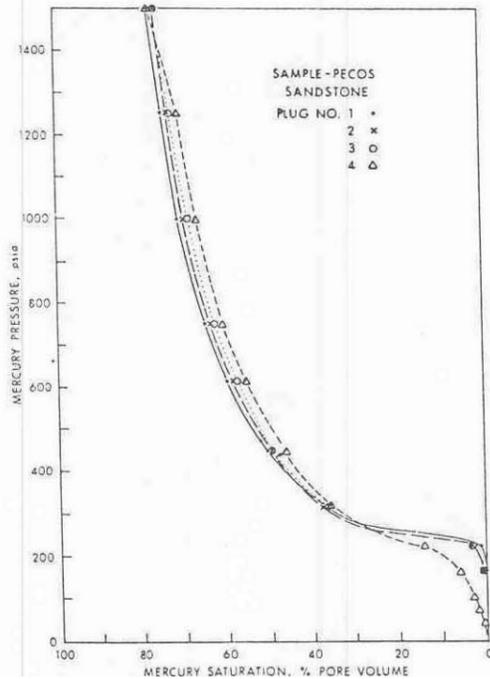


FIG 22—Capillary-pressure curves for Pecos sandstone (Fig 18)

Примеры расчетов.

Нам даны следующие свойства:

Давление вытеснения ртуть-воздух	220 фунтов на квадратный дюйм
Межфазное натяжение нефть-вода в пластовых условиях	неизвестно
Глубина	8,000 футов
Давление в пластовых условиях	4,000 фунтов на квадратный дюйм
Температура пласта	175° F
Поверхностное натяжение нефть-вода (Рис. 11) в пластовых условиях	10 дюн/см
Коэффициент перевода из системы ртуть-воздух в систему нефть-вода (Рис. 23)	0.025
Давление вытеснения нефть-вода	5.5 фунтов на квадратный дюйм
Химический состав воды	60,000 частиц хлорида на миллион
Плотность воды в пласте (Рис. 2)	1.05 гр/см ³
Свойства нефти	39° в единицах Американского нефтяного института
Плотность нефти в пласте (Рис. 3)	0.68 гр/см ³
Давление вытеснения нефть-вода в породе-коллекторе	1.0 фунт на квадратный дюйм
гидродинамический поток вниз по падению	
потенциометрический градиент	50 фунтов на милю
угол наклон	500 фунтов на милю
Влияние на способность изолировать ловушки в процентах (Рис.9)	50%

Расчет

$$H(ft) = \frac{PdB - PdR}{(pw - ph) \times 0.443} = \frac{5.5 - 1}{(1.05 - 0.68) \times 0.433} = 28 \text{ фунтов}$$

Гидродинамический эффект = 28 фунтов × 0.50 = +14 фунтов

Общая способность образовывать непроницаемый пласт = 28 футов + 14 футов = 42-углеводородный столб в футах.

В предыдущих разделах данной работы мы рассмотрели переменные величины, которые связаны с процессом вторичной миграции и образованием углеводородных ловушек, также мы рассмотрели, как рассчитать эти переменные величины на основе информации, которая доступна при проведении разведывательных работ. Для того чтобы продемонстрировать важность этих значений при оценке способности непроницаемого слоя, максимальные и минимальные значения для каждой критической переменной величины были заменены в расчетах другими константами (Таблица 3). Эта таблица демонстрирует, что порода, в которую закачивают ртуть под воздействием давления вытеснения 220 фунтов на квадратный дюйм может покрыть минимум от 12.5 максимум до 124 фунтов нефтяной колонны в зависимости от значения переменной величины. Для систем газ-вода та же порода (220 фунтов на квадратный дюйм) может изолировать от 31 до 95 футов газового столба.

На таблице 3 показана важность критических негеологических параметров при количественной оценке вторичной миграции и образовании углеводородных ловушек. Данная таблица также показывает, что данная порода может покрыть больший объем газового столба, чем нефтяного. Причина заключается в том что высокое поверхностное натяжение системы газ-вода по сравнению с системами нефть-вода противодействует высокому выталкивающему давлению, которое создается системами газ-вода.

В первой половине данной работы большое внимание было уделено определению минимального углеводородного столба, который необходим для миграции через данную породу. Если можно определить давление вытеснения для данной породы и если известны пластовые условия для проведения исследований, то расчеты можно проводить, пользуясь уже представленной методикой. Значение высоты углеводородной залежи может помочь при определении основных условий, при которых может осуществляться миграция углеводородов в породы-коллекторы. Также это значение важно при оценке свойств ловушки при проведении разведочных работ. Свойства ловушки определяются в результате количественной оценки экранизирующей породы и способности осуществлять латеральную изоляцию. При количественном описании других аспектов вторичной миграции углеводородов можно использовать такие же методики. Углеводородные проявления в любой породе можно интерпретировать количественно, если известны капиллярные свойства и значения нефтенасыщенности. Капиллярное давление породы при интересующем нас значении насыщения может относиться к максимальному углеводородному столбу, который связан с углеводородными проявлениями. Такой подход аналогичен оценке способности непроницаемого слоя, как представлено в данном примере. Данные такого рода можно использовать при оценки водонефтяного контакта в процессе разработки нефтяных или газовых месторождений а также при количественной интерпретации углеводородных проявлений в разведочных скважинах. В следующих разделах данной работы представлены подробные примеры применения этих методик.

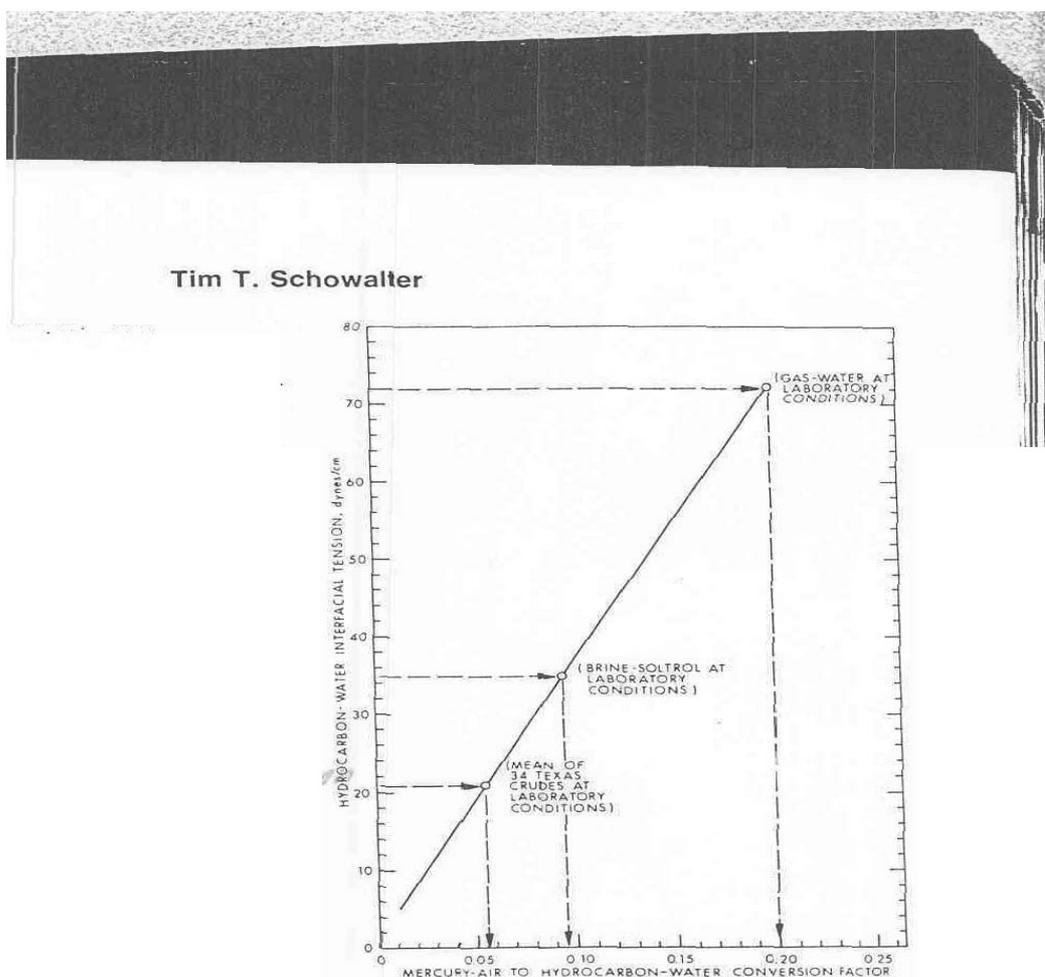


Рис.23- Номограмма для определения коэффициента перевода с системы ртуть-вода в систему углеводород-вода

Таблица 3. Влияние переменных величин на определение изолирующей способности

Критические переменные величины применяемые при расчете непроницаемых пропластков	Низкие значения	Расчет изолирующей способности фт	Пример из текста значения	расчеты изолирующей способности фт	Высокие значения	Расчеты изолирующей способности фт	
	Система нефть вода						
Поверхностное натяжение	5.0	12.5	10	28	35	124	
Плотность воды	1.0		32	1.05	28	1.2	20
Плотность нефти	0.5	19	0.68	28	0.9	69	
	Система газ- вода						
Поверхностное натяжение	25	31	50	66	70	95	
Плотность воды	1.0	74	1.1	66	1.2	60	
Плотность нефти	0.01	61	0.1	66	0.3	82	

Свойства покрывки

Оценка способностей различных пород образовывать непроницаемый слой (покрывки) может быть применена на различных этапах проведения исследований. При изучении процесса миграции и изменений в коллекторе важно определить, как различные покрывающие породы влияют на процесс миграции в нетронутых залежах. Определив структурный аспект, важно определить способность пласта над коллектором образовывать непроницаемый слой, для того, чтобы предсказать продуктивность нефтеносного пласта. В стратиграфических ловушках непроницаемые свойства типа породы над пластом-коллектором будут определять вертикальную высоту залежи, которая будет захвачена в результате горизонтальных фациальных замещений.

Прогнозирование поведения покрывающих пород (покрывок) по отношению к миграции углеводородов должно основываться на имеющихся геологических данных. Лито логически наилучшая порода-покрывка должна иметь очень маленькие поры (для захвата большой высоты залежи) и отличаться высокой вязкостью с тем, чтобы не поддаваться хрупким разломам. С точки зрения стратиграфии наилучшая покрывка должна быть толстой, горизонтально непрерывной и проходить поперек резервуара или интересующей нас площади. Данным требованиям отвечают пласты соли и глинистого сланца, и они обычно считаются покрывающими коллектор породами в процессе миграции углеводородов как непрерывной фазы. Там где не наблюдаются такие явно выраженные породы- покрывки, необходимы дополнительные данные и количественное применение принципов вторичной миграции, для того чтобы прогнозировать локальные и региональные покрывающие породу покрывки.

Для оценки свойств пород-покрывок при проведении разведочных работ применяют два вида информации. Первый вид необходимой информации касается капиллярных свойств интересующих нас покрывающих пород. Если эти данные известны, то можно расчитать высоту залежи, которую может покрыть поровая система пород-покрывок. Следующий вид необходимой информации - механические свойства породы (например, хрупкость) и структура интересующего нас пласта. Механические свойства пород можно определить в результате проведения прямых исследований в лаборатории или посредством эмпирических расчетов на основе паспортных данных. Структуру пласта можно получить в результате построения карт пластов и сейсмических разрезов. Эти данные необходимы, для того чтобы определить будет ли подвержен интересующий нас пласт образованию мелких трещин. Если мелкие трещины преобладают в пласте, то в таком случае данный пласт не будет являться качественной покрывкой, даже если поровая система породы может захватить большую высоту углеводородной залежи. В упрощенном примере, который будет обсуждаться в следующем

абзаце, все пласты пород в примере будут считаться вязкими и для определения свойств покрывающей, будут приниматься в расчет только лишь поровые системы данных пород.

На рисунке 24 упрощенная задача может служить примером прогнозирования поведения покрывающих пород. Антиклинальная потенциальная ловушка была определена как цель исследования. Коллектор с хорошими свойствами, богатый углеводородами, покрыт двумя пластами пород (пласт В и пласт С), которые не являются породами-коллекторами. Если пласт В представляет собой пласт-покрывающая мигрирующих углеводородов, то коллектор (пласт А) будет заполнен углеводородами до того, как будет достигнута точка разлива углеводородной ловушки, и таким образом образуется промышленную залежь нефти. Если пласт С является углеводородной покрывающей, а пласт В нет, то углеводороды из ловушки будут разливаться вверх до того как порода-коллектор пласта А заполнится нефтью. Во втором случае мигрирующие углеводороды будут захвачены, но залежь будет считаться экономически нерентабельной, т.к. в результате разработки пласта В, наполненного углеводородами, не будут получены экономически выгодные дебиты.

Для того чтобы решить данную проблему (Рис. 24), необходимо оценить свойства поровых систем пород пластов В и С образовывать непроницаемый слой. Если есть образцы пород, то исследования можно проводить посредством прямых измерений давления вытеснения как уже обсуждалось ранее. Можно рассчитать экранирующие свойства каждого типа пород в соответствующих пластовых условиях. Если порода пласта В отличается низкими свойствами покрывающей или порода является хрупкой, то возможно, что данная залежь может быть экономически нерентабельна для дальнейшей разработки.

Поэтому такого рода информация должна приниматься во внимание в процессе исследования нефтяных месторождений. В выше приведенном примере рассматривается ситуация, где две явно выраженные литологии значительной мощности покрывают потенциальную породу-коллектор. В ситуациях, когда слой, покрывающий потенциальный пласт-коллектор, тонкий, возможности одного вязкого пласта с высоким давлением вытеснения, который является покрывающей, очень велики. Хилл и другие установили, что в нефтяном столбе, который охвачен простым антиклинальным смыканием, выталкивающая сила (сила плавучести) направлена вертикально вверх и перпендикулярна пласту. Если первый тонкий пласт, покрывающий коллектор, имеет низкое давление вытеснения, а пласт, находящийся непосредственно над ним, имеет высокое давление вытеснения и может служить покрывающей для залежи, то нефть будет захвачена в породе-коллекторе, имеющее промышленное значение (Рис. 25).

Стратиграфические ловушки

Говоря о стратиграфических ловушках к рассмотренной нами проблеме свойств породы-покрывающей в структурных ловушках, прибавляется еще и проблема латеральных свойств покрывающей. Стратиграфические ловушки как класс включают все углеводородные накопления, которые образуются под воздействием барьеров давления вытеснения вдоль пластов-проводников. Любая латеральная граница вертикально изолированной породы-коллектора, который заполнен мигрирующими углеводородами, будет являться промышленно значимой стратиграфической ловушкой. Это определение подразумевает все латеральные границы коллекторов, образующиеся в результате литологических фациальных замещений, диагенетических фациальных замещений, разломов, несогласного залегания и т.д. Стратиграфические ловушки включают все ловушки кроме простых антиклинальных смыканий и наклонных водонефтяных контактов на структурных террасах, которые могут образовывать ловушки, не удерживающие углеводороды в гидростатических условиях, как указывал Хуберт (1953).

seal in units good. As pointed out by Hill et al (1961) in an oil column trapped by simple anti-

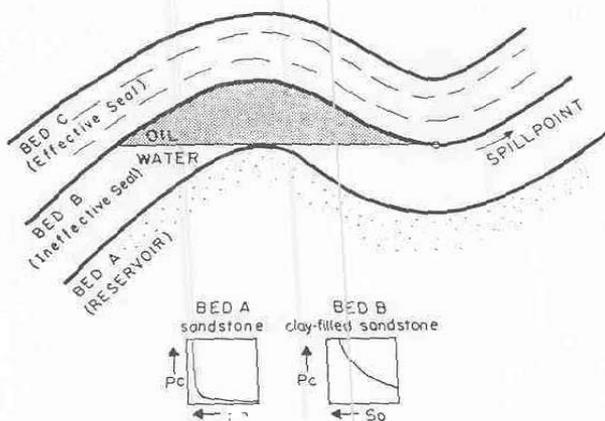


Рис. 24- Структурная ловушка в которой коммерческая добыча нефти ограничена из-за изолирующей способности покрывающей породы

of the reservoir will determine the stratigraphic trap capacity. The prediction of trap capacity for

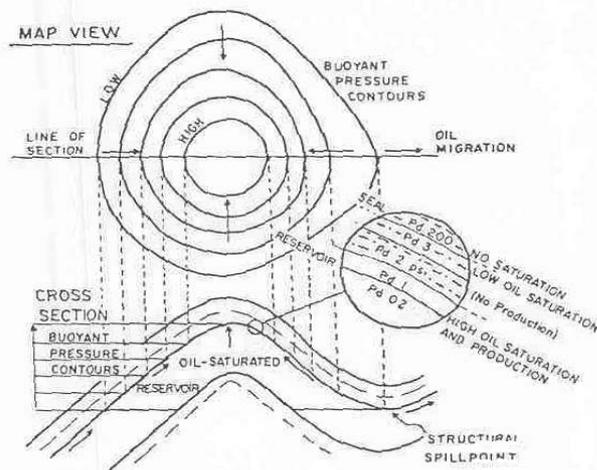
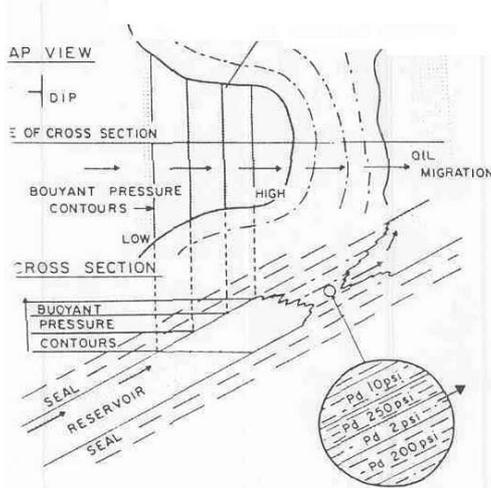


Рис. 25- Структурная ловушка (Хилл и другие, 1961)

Для того чтобы сравнить и противопоставить структурные и стратиграфические ловушки, на рисунке 26 представлена простая диаграмма упрощенной стратиграфической ловушки. Хилл и другие указывали на то, что в стратиграфических ловушках выталкивающая сила нефтяного столба направлена вверх параллельно пласту, но не перпендикулярно как в структурной ловушке (Рис. 25). В отличие от структурной ловушки, горизонт с самым низким давлением вытеснения на латеральной границе коллектора будет определять свойства стратиграфической ловушки. При прогнозировании свойств стратиграфических ловушек необходимо учитывать свойства покрывающих пород выше и ниже коллектора, а так же свойства покрывки, которая латеральна коллектору. Как показано на рисунке 26, маломощные непрерывные слои с низким давлением вытеснения могут контролировать свойства стратиграфические ловушки.

При количественном описании способности породы образовывать непроницаемый латеральный пласт, важно знать давление вытеснения породы на верхней границе коллектора, а так же вертикальную и латеральную протяженность потенциальной латеральной моноклинали. Если на карте определенные фации отмечены как потенциальные латеральные покрывки и имеются образцы пород, то оценить свойства экранирующих пород можно путем проведения ртутной капиллярметрии, а так же в результате проведения расчетов для гидростатических и гидродинамических условий (Рис.26). При отборе проб для оценки свойств покрывки необходимо отобрать большое количество образцов в вертикальном направлении поперек зоны, которая является латеральным аналогом пласта. Породы с низким давлением вытеснения будут являться контролирующими латеральными покрывками, свойства которых зависят от протяженности вверх и вниз по пласту. Берг (1975) описал несколько случаев, когда при попытке количественно описать свойства латеральных покрывшек, были получены достаточно достоверные данные.



Количественная интерпретация углеводородных проявлений

Другой случай, когда попытки рассчитать вторичную миграцию и образование ловушек углеводородов могут быть полезны в процессе исследования, - интерпретация углеводородных проявлений. В латерально-непрерывных породах-коллекторах, заряженных углеводородами, обычно встречаются два вида углеводородных проявлений. К первому виду относят непрерывную фазу углеводородной залежи, ассоциируемую с уловленными углеводородными накоплениями определенного размера.

Рис. 26- стратиграфическая ловушка (Хилл и другие, 1961)

Второй вид-остаточный углеводородный след вдоль пути миграции. В упрощенном подходе к описанию углеводородных проявлений поток нефти или газа во время бурения, испытания пластов на трубы или при пробной эксплуатации может свидетельствовать об уловленном скоплении углеводородов, нефть или газ вдоль линии миграции будет иметь остаточную насыщенность, но для добычи углеводородов будет недостаточно. Если мы можем установить, что данное проявление связано с заловленным скоплением углеводородов, то мы сможем рассчитать возможную протяженность залежи при помощи количественного применения принципов вторичной миграции и образования углеводородных ловушек.

ESTIMATE DOWNDIP LIMITS OF PRODUCTION

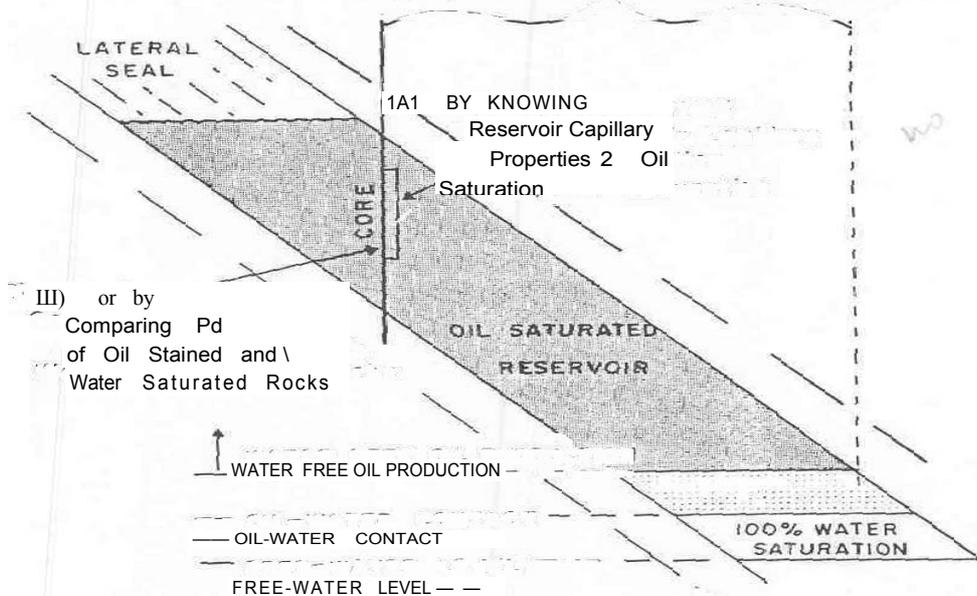


Рис. 27- Метод, применяемый для оценки нижних границ залежи в стратиграфической ловушке.

Существует несколько способов расчета протяженности углеводородных накоплений. Давайте рассмотрим, что можно сделать, когда разведывательная скважина пробурена в центре структурной или стратиграфической ловушки (Рис. 27). Когда скважина, как показано на рисунке 27, завершена, следующий этап - разработка месторождения. Ключевой вопрос, возникающий в процессе разработки, - где проходит водонефтяной контакт или на какую глубину можно пробурить скважины, прежде чем начнется добыча воды. Если мы имеем дело с однородными породами-коллекторами, то это можно определить, применяя механику вторичной миграции и образования углеводородных ловушек. Для определения глубины до точки добычи безводной нефти можно использовать два подхода. Если на основе геофизических исследований скважины можно определить точное значение насыщенности породы-коллектора, а также если известны капиллярные свойства породы-коллектора, то можно рассчитать высоту залежи, для которой характерна определенная выталкивающая сила, для того чтобы получить данную насыщенность. Методика, применяемая в данном случае, очень схожа с методикой расчета свойств покрышки за исключением того, что значение капиллярного давления при пластовой насыщенности применяется вместо давления вытеснения в коллекторе. Другой подход, который можно применить, в случае если доступен керн из коллектора, - провести исследования капиллярного давления на образцах керна, где нефть-насыщенные породы находятся рядом с водо-насыщенными породами. Рассчитать высоту нефтяной залежи в коллекторе можно, сравнивая нефтяной столб, который необходим, чтобы насытить нефтенасыщенный и ненасыщенный нефтью образцы. Например, нефтенасыщенные породы, которые имеют давление вытеснения эквивалентное нефтяному столбу 30 футов, могут быть тотчас же покрыты породой, давление вытеснения которой эквивалентно 40 футам. Высота нефтяной залежи, идущей вниз от данного образца, была бы больше 30 футов, но меньше 40 футов. В сложных стратиграфических ловушках сухие скважины с нефтяными проявлениями в породах - коллекторах, разработка которых экономически нецелесообразна, могут быть пробурены в середине рентабельного нефтяного месторождения. Если скважину такого типа первоначально пробурили в целях исследования, то, применяя только что описанный метод, можно рассчитать протяженность залежи вниз по простиранию. Понимание капиллярных свойств пород может помочь в процессе разработки месторождения в особенности, если существует большой разброс значений капиллярного давления различных фаций внутри продуктивного интервала или между продуктивными пластами, которые имеют общий водонефтяной контакт.

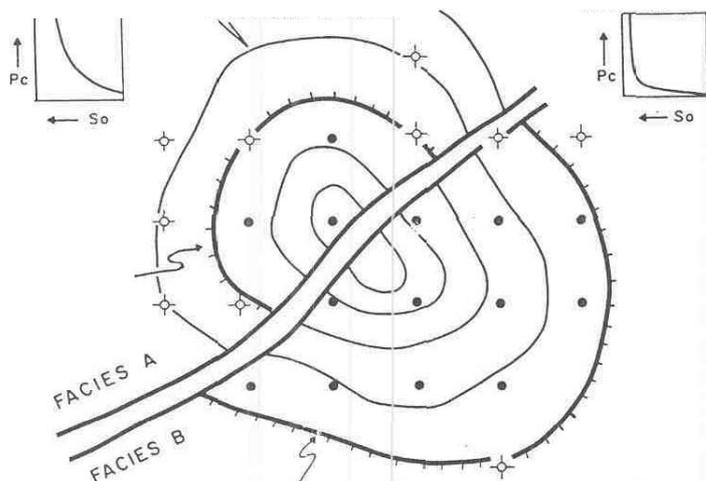


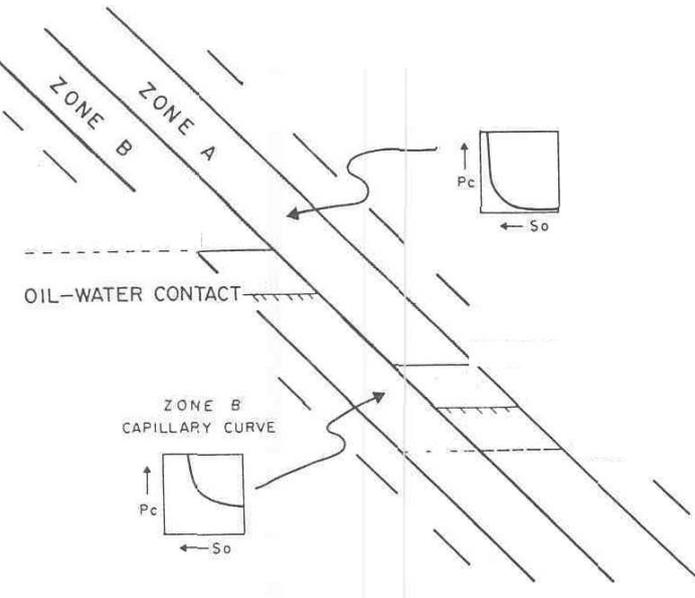
Рис.28- Влияние фаций на добычу безводной нефти (Джон Хоул)

На рисунке 28 проиллюстрирована потенциальная вариация продуктивного водонефтяного контакта, где две фации с довольно разными капиллярными свойствами пересекают свод закрытой структуры. На рисунке 29 представлена возможная вариация продуктивного водонефтяного контакта в структурной ловушке с двумя продуктивными пластами, обладающими разными капиллярными свойствами. На данной

диаграмме условно принят общий водонефтяной уровень, и связь между различными продуктивными пластами. Применяя методику, представленную выше, можно провести качественную оценку продуктивных водонефтяных контактов во время разработки

месторождения (если известны капиллярные свойства различных фаций или продуктивных зон).

Рис.29-Влияние капиллярных свойств на коллектор
(Джон Хоуэл)



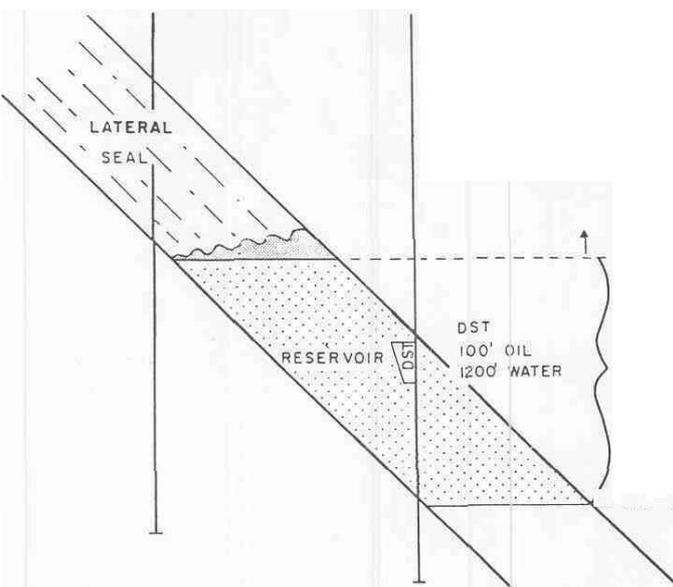
Количественная интерпретация углеводородных проявлений может быть важна в другой ситуации, когда мы имеем дело с верхней по простиранию частью стратиграфических ловушек. Стратиграфические ловушки, в верхней части которых происходят постепенные изменения от породы-коллектора до породы-покрышки, располагающейся в верхней части простирания, будут иметь зону, из которой будет экономически нерентабельно добывать нефть из-за плохого качества породы-коллектора или низкой нефтенасыщенности. Эта зона, представленная на рисунке 30, получила определение непродуктивная зона в работах Bob Dunham Shell (1973), т.к. нефть в данной зоне тратится впустую и ее нельзя добыть. В целях улучшения технологий разведки нефти выявление таких зон очень важно при исследовании стратиграфических ловушек. Если мы определим, что нефтенасыщенная зона в скважине является частью уловленной

углеводородной залежи, то можно провести расчеты для определения протяженности залежи вниз по простиранию. Подход в данном случае может быть таким же, как подход, описанный в предыдущем разделе. Расчеты можно проводить, применяя данные по капиллярным свойствам и нефтенасыщенности данной нефтенасыщенной породы либо путем сравнения давления вытеснения нефтенасыщенных и ненаасыщенных образцов.

Третий случай, когда количественная интерпретация углеводородных проявлений может помочь в процессе разведки месторождений, это когда разведывательная скважина пробурена в водонефтяной переходной зоне промышленно значимого коллектора (Рис. 31). В данном случае скважины исследуют нефть с точки зрения экономически высокой обводненности. Тогда очевидно, что соседняя скважина должна быть пробурена выше по простиранию для того, чтобы получить более высокую нефтенасыщенность за счет влияния больших выталкивающих сил. Вопрос заключается в следующем, где над первой пробуренной скважины будет добываться безводная нефть или нефть с низкой обводненностью.

На данный вопрос можно ответить, если известны капиллярные свойства пород и насыщенность. Используя метод, приведенный ранее, можно определить данное расстояние над скважиной, которое необходимо для добычи экономически рентабельного количества безводной нефти. Принцип, положенный в основу данного подхода, был рассмотрен Арпсом (1964). Данный вопрос очень важен в случаях, когда расстояние, которое требуется чтобы разработать рентабельную залежь больше высоты, которая необходима для проведения дополнительных исследований в структурных накоплениях. В случае со стратиграфической ловушкой этот вопрос так же может быть важен, если расстояние над скважиной в переходной зоне больше высоты, которую определяют сухие скважины, находящиеся в латерально расположенных покрышках как показано на примере (Рис. 31).

Рис. 31- Интерпретация нефтяных проявлений в водонефтяной переходной зоне



Модель процесса миграции и образования углеводородных ловушек

Механические принципы процесса вторичной миграции углеводородов можно логически применить с целью построения модели вторичной миграции и образования углеводородных ловушек. В общем, в соответствии с данными принципами, если движущая сила (выталкивающая сила) непрерывной фазы углеводородной залежи превышает препятствующую ей силе (давление вытеснения) породы, которая ведет себя как барьер процесса миграции, то нефть или газ вытеснят воду из удерживающих поровых каналов и будут мигрировать как непрерывная нить через большие взаимосвязанные собой поровые каналы пород.

Для построения правильной модели вторичной миграции углеводородов в качестве иллюстрации можно применить упрощенную геологическую среду. Например, можно использовать латерально-непрерывную однородную породу-коллектор. Сверху данная порода покрыта породой-покрышкой, обладающей высокой выталкивающей силой, а под ней находится материнская порода. Нефть и газ, покинув материнскую породу, начнут скапливаться у границы материнская порода – порода-коллектор. В данной работе не представлен принцип первичной миграции, но вышеупомянутые принципы могут быть применены всегда, когда покинувшие материнскую породу нефть или газ ведут себя как непрерывные фазы в породе, начиная от капель до более больших связанных между собой нитей. Когда нефть или газ начинают скапливаться у границы материнская порода-порода-коллектора, выталкивающая сила непрерывной нефтяной или газовой нити в конечном итоге превысит давление вытеснения породы-коллектора. Углеводородная фаза в дальнейшем будет мигрировать вверх через породу-коллектор до тех пор, пока она не столкнется с покрывающей породой. Вертикальный нефтяной или газовый столб, необходимый для миграции в вертикальном направлении вверх через породу-коллектор, будет зависеть от плотности углеводородной и водной фаз, размера самых больших связанных поровых каналов коллектора, поверхностного натяжения, смачиваемости системы углеводород-вода-порода. Более детально эти переменные были рассмотрены с применением методов расчета углеводородной вертикального столба, который необходим для протекания процесса миграции.

Применяя средние значения плотности нефти и воды, поверхностного натяжения, размеров поровых каналов, измеренных по шлифам, Ascenbrenner и Achauer (1960) установили, что для миграции вертикально вверх по восстанию через карбонатную породу-коллектор требуется непрерывная вертикальная нить равная $7\frac{1}{2}$ фут. Используя средние значения плотности и поверхностного натяжения, они также рассчитали высоту нефтяной залежи для гидрофильного среднезернистого песчаника, которая необходима для осуществления миграции. Данное значение приблизительно равно 1 фут. Прямые измерения давления вытеснения 23 песчаных коллекторов и 6 карбонатных коллекторов свидетельствуют о том, что критическое значение вертикальной высоты залежи, необходимой для процесса миграции, варьируется от 1-10 футов для песчаника и от 3-5 футов для карбонатных коллекторов. Гидрофильные породы, поверхностное натяжение 30 дюн/см, гидростатические условия и градиент выталкивающей силы, равный 0.1 фунтов на квадратный дюйм/футы, были условно приняты для расчета этих значений. Хотя эти значения для газа и нефти будут варьироваться, т.к. будут варьироваться значения плотности флюидов, поверхностного натяжения, смачиваемости, а также меняться гидродинамические условия, данные значения можно использовать для построения модели миграции углеводородов.

В модели нефть или газ будут мигрировать вертикально вверх по простирацию через коллектор, пока не столкнутся с границей покрывки. Впоследствии нефть или газ будут распределяться вдоль этой границы. Для дальнейшей миграции вверх вдоль границы покрывки необходим дополнительный объем нефти. Латеральная длина непрерывной нефтяной или газовой нити, которая необходима, для того чтобы получить критическую вертикальную высоту нефтяной или газовой залежи, будет зависеть от угла падения пластов. Чем круче угол падения пласта, тем короче длина углеводородной нити, которая необходима, чтобы достижения этого значения. Ашенбрехер и Ашауер (1960) построили диаграмму для определения минимальной длины углеводородной нити при различных углах падения пласта, которая необходима для достижения вертикальной высоты углеводородной залежи, равной 7½ фута, в процессе миграции через карбонатный коллектор. В результате постоянного притока нефти, мигрирующей из материнских пород и вертикально вверх через коллектор, мы получаем этот дополнительный объем. Когда будет достигнута критическая длина углеводородного столба, нефть начнет мигрировать латерально вверх по простирацию через коллектор.

Так как миграция направлена латерально вверх через коллектор, то нефтенасыщенность может быть очень низкой и составлять 10%, т.к. 10% - минимальная насыщенность, необходимая для миграции через образцы керн (диаметром в 1 фут каждый), которые применяются в лаборатории при исследовании проницаемости.

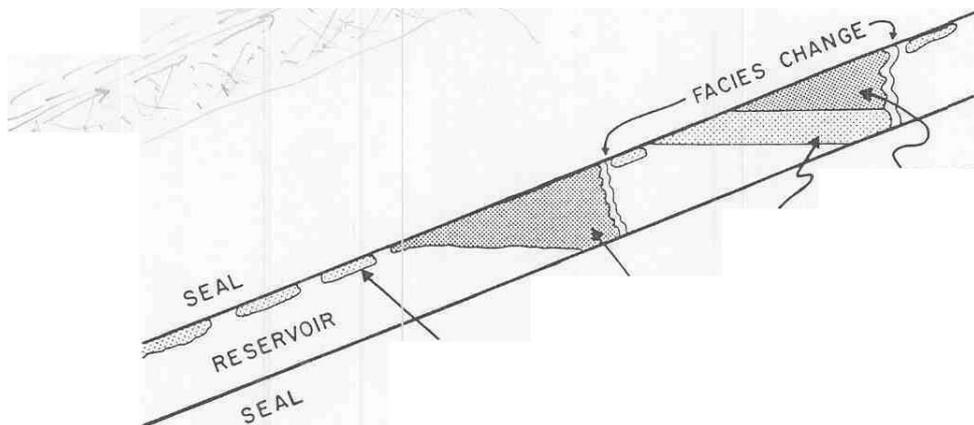


Рис. 32-Поперечное сечение пути миграции

Углеводородная нить распространится только на несколько футов верхней части пласта-проводника, оставшаяся часть коллектора будет заполнена малым количеством углеводородов (Рис. 32). У основания мигрирующей углеводородной нити останется несколько изолированных капель остаточной нефти, т.к. нефть мигрирует вверх. Такие нефтепроявления можно назвать “тропинкой углеводородных проявлений”, она может служить важным источником информации в процессе разведки нефтяных месторождений. Количество нефти, которое останется после миграции, будет зависеть от начальной насыщенности. Чем выше начальная насыщенность, тем больше остаточная насыщенность. Остаточная насыщенность вдоль пути миграции составляет примерно 20% или меньше, так как насыщенность углеводородов в процессе миграции варьируется от 10 до 30%. Эти остаточные капли нефти постоянно улавливаются капиллярными силами. Растворимая часть этой остаточной нефти может быть растворена в водной фазе и диспергирована диффузией. Для образования нефтепроявлений на образцах или керне должно остаться достаточное количество остаточной нефти как остаточной насыщенности. В однородном коллекторе этот

остаточный след миграции должен находиться непосредственно под крышкой, и только на несколько футов верхней части коллектора будут обнаружены явные признаки нефти. Именно по этой причине трудно определить путь миграции нефти во время бурения.

В результате миграции газ как отдельная фаза может не оставлять остаточную насыщенность как отдельную фазу из-за высокой растворимости газа. Из-за высокой растворимости газ, захваченный в результате действия капиллярной силы, будет растворяться или диффузивно рассеиваться.

Углеводородная нить будет извилисто мигрировать латерально вверх перпендикулярно простиранию, выбирая путь наименьшего сопротивления через породы с самыми большими связанными между собой поровыми каналами и с самым меньшим давлением вытеснения. Если проследить за этим извилистым движением по карте, то можно увидеть несколько пород с остаточной нефтенасыщенностью там, где проходил путь миграции, в соседних породах нефть будет полностью отсутствовать. При рассмотрении вероятности столкновения восьмидюймовой буровой скважины с путем миграции в потенциальном пласте-проводнике следует принимать во внимание этот факт. Эта взаимосвязь представлена на рисунке 33.

В результате того, что миграционная нить теряет нефть в виде остаточной нефти или газа у основания нити, углеводородная нить будет становиться короче, и выталкивающая сила будет уменьшаться. В конечном итоге выталкивающая сила нити уменьшится настолько, что она не сможет противостоять капиллярной силе пор пласта-проводника. В этой точке миграция приостановится до тех пор, пока другая углеводородная нить не начнет мигрировать вверх по восстанию и не столкнется с остановившейся нитью, и тогда эта остановившаяся нить снова начнет мигрировать. Такой непрерывный пульсирующий процесс будет продолжаться до тех пор, пока нефть будет поступать снизу. Это будет происходить за счет постоянного накопления нефти в материнской породе или притока нефти в результате вторичной миграции. Нефть или газ могут продолжать мигрировать латерально вверх по простиранию или вертикально через любую часть породы до тех пор, пока выталкивающая сила углеводородного столба будет выше силы сопротивления пласта-проводника. Поэтому при данных геологических условиях не существуют никакие физические ограничения, препятствующие прохождению нефти или газа определенного расстояния в процессе миграции латерально или вертикально.

Увеличив упрощенную геологическую модель до размера нефтяного бассейна, мы можем представить как нефть вытесняется в местах созревания внутри бассейна и начинает мигрировать вверх перпендикулярно простиранию через пласт-проводник. Фронт миграции нефти или газа может быть сконцентрирован в маленьких по площади зонах или путях миграции из-за структурных аномалий, таких как антиклинальные оси, погружающиеся в бассейн, или разновидности фаций внутри пласта-проводника. Нефть или газ будут улавливаться вдоль пути миграции везде, где есть закрытая антиклинальная ловушка или где присутствует барьер давления вытеснения внутри пласта-проводника. Эти ловушки могут быть разными по размеру. Если говорить о структурных ловушках, то размер будет зависеть от особенности антиклинали или способности экранирующей породы-крышки. Размер стратиграфических ловушек будет зависеть от способности барьера давления вытеснения латерально изолировать породу-коллектор, от размера и геометрии барьера давления вытеснения. Нефть и газ будут продолжать мигрировать латерально вверх в направлении ловушки по пути миграции до тех пор, пока ловушка не будет заполнена. В упрощенной модели, где пласт-проводник покрыт экранирующей породой с высоким давлением

вытеснения, любая структурная ловушка (Рис. 25) заполнится до ее геометрической точки разлива, затем нефть начнет мигрировать вверх и будет продолжать мигрировать вверх через пласт-проводник. Так как нефть или газ будут продолжать мигрировать вверх по направлению ловушки, то нефть будет разливаться из ловушки, и миграция нефти вверх по простиранию будет продолжаться как непрерывный процесс. Если вертикальный нефтяной или газовый столб, который может быть изолирован крышкой в структурной ловушке, меньше нефтяного или газового столба в точке разлива ловушки, то нефть или газ будут просачиваться вертикально через крышку и не будут разливаться вверх по простиранию.

Стратиграфические ловушки (Рис. 26) могут заполниться до точки, где нефть и газ будут разливаться вокруг барьера давления вытеснения вдоль простирания коллектора-проводника. Этот процесс аналогичен процессу, протекающему в структурной ловушке, которая заполняется до ее геометрической точки разлива и нефть разливается вверх. Другая возможность стратиграфической ловушки заключается в том, что по мере того как ловушка заполняется, выталкивающая сила углеводородного столба может превысить силу сопротивления давления вытеснения, и нефть может начать разливаться латерально вверх через барьер давления вытеснения и продолжать мигрировать вверх по простиранию через коллектор-проводник. Можно считать, что стратиграфические ловушки разливают нефть или газ вверх по простиранию или способствуют просачиванию нефти и газа вверх через барьер давления вытеснения или латеральную моноклинал.

Пока не меняются геологические условия, идет процесс накопления нефти вдоль пути миграции. Если меняется любой параметр, который является критическим для образования ловушек нефти и газа, то происходит вторичная миграция как непрерывная фаза. Такие процессы как изменение угла падения пласта, гидродинамических условий, плотностей углеводородной и водной фаз, экранирующей способности покрывающих пород или латеральной крышки будут являться причинами вторичной миграции нефти или газа как непрерывной фазы флюидов из моноклинали. Если геологические условия не изменяться, то нефть и газ останутся в ловушке и не будут разливаться в большом количестве. Однако углеводороды могут утекать из ловушки, но не в виде непрерывных капель или нитей. Если уловленные углеводороды растворимые, то они могут раствориться в водной фазе в коллекторе и рассеяться в процессе диффузии или быть смыты в растворе в движущейся водной фазе. Обычно молекулы нефти нерастворимые и потеря нефти из ловушки в результате растворения минимальная, за исключением случаев с неглубокими коллекторами в активных гидродинамических условиях. Газ, в частности метан, легко растворяется в пластовой воде и потеря газа в результате этого растворения или диффузии может быть значительной в случае уловленного углеводородного газа. Газ в растворе может диффузировать через любую водонасыщенную поровую породу и такая потеря газа, миграция через коллектор, пути миграции и материнские породы могут являться причинами скопления большого количества газа в растворе в пластовых водах в некоторых нефтяных бассейнах.

В разработанной модели миграции углеводородов мы выдвинули предположение о том, что нефть, мигрирующая в ловушку, будет постоянно улавливаться до тех пор, пока не изменяться геологические условия во время образования ловушек. Это говорит о том, давление вытеснения или давление прорыва крышки в структурной ловушке или латеральная крышка в стратиграфической ловушке не зависят от времени, поэтому капли или нити непрерывной фазы нефти или газа не будут просачиваться. Томас и другие (1967), при исследовании порогового давления вытеснения, которое удерживает природный газ в пласте, согласились с тем, что пороговое давление вытеснения не зависит от времени. Они провели эксперименты над двумя разными водонасыщенными образцами пород, которые подвергались воздействию давления газа в течение от 3 до 10 дней. Давление газа намного меньше порогового давления. В результате наблюдений было установлено, что в течение этого периода вода не выходила из керна. Данные лабораторных исследований соотносятся с теоретическими исследованиями, которые утверждают, что миграция как непрерывная фаза

будет иметь место только в случае если, выталкивающая сила в нефтяном или газовом столбе превышает силу сопротивления ограничивающей покрывки или барьера.

При построении модели миграции также возник вопрос : вытеснят ли нефть или газ воду из удерживающих поровых каналов и будут мигрировать как непрерывные нефтяные или газовые нити через поровые каналы пород, когда выталкивающая сила (сила плавучести) высоты нефтяной или газовой залежи превышает давление вытеснения ограничивающего барьера пористых пород. Следующий вопрос заключается в том, какое количество нефти вытечет из сужающихся поровых каналов, прежде чем вода снова попадет обратно в поровый канал и разрушит нефтяную или газовую нить. Какое количество нефти или газа вытечет из ловушки, когда начнется протечка через покрывку? В результате образовавшегося барьера будет ли мигрировать вся нефтяная залежь вверх по простиранию сразу или постепенно по каплям?

Для того чтобы углеводородная нить была разрушена, вода должна попасть в удерживающий поровый канал и разрушить нефтяную или газовую нить. Удерживающий поровый канал тогда будет заполнен водой и, в сущности, барьер миграции будет разрушен. Руф (1970) подсчитал, что для того чтобы это произошло в круглых порах основной край границы раздела нефти или газа должен распространиться до удерживающего порового канала на расстояние, которое в семь раз превышает радиус порового канала. Для того чтобы барьер миграции был разрушен в данной модели, размер пор должен быть больше размера порового канала. Позже Руф (1970) попытался смоделировать процесс миграции через поры по форме напоминающие пузырьки и определил, что барьер не будет разрушен, т.к. нефть и газ мигрируют через поры подобной формы. Тогда получается, что нефть или газ не будут просачиваться через ловушки или барьеры постепенно по каплям.

Какое количество нефти или газа будет утекать через миграционный барьер, прежде чем барьер миграции будет разрушен и порода будет снова изолирована? Нефтяная исследовательская корпорация (1959) установила, что для того чтобы разрушить нефтяную или газовую нить, нужно снизить капиллярное давление до $\frac{1}{4}$ - $\frac{1}{2}$ порогового капиллярного давления. Уменьшение капиллярного давления, необходимое до того когда вода пропитает породу и разрушит углеводородную нить, подтверждается эффектом гистерезиса во время нагнетания и отбора (Пикель и другие, 1966). Во время проведения исследований ртуть закачивали в образцы пород, и с увеличением давления увеличивалась насыщенность ртути. Однако когда понизилось капиллярное давление, воздух не закачивали обратно в образец породы до тех пор, пока давление не стало немного ниже порогового давления.

Эти данные свидетельствуют о том, что для того чтобы нефтяная нить, мигрирующая через породы, была разрушена, необходимо чтобы капиллярное давление уменьшилось и равнялось приблизительно $\frac{1}{2}$ давления вытеснения. В модели миграции можно уменьшить капиллярное давление между углеводородной и водной фазами, если половина нефтяной или газовой нити будет мигрировать через барьер давления вытеснения. При миграции нефтяной или газовой нити через барьер давления-вытеснения нефтяная или газовая нить будет разрушена, когда капиллярное давление или сила плавучести уменьшится до значения, при котором вода начнет течь в критические поровые каналы и разрушит нефтяную или газовую нить. Это значительно упрощает сложное явление, но с точки зрения построения модели миграции можно предположить, что когда выталкивающая сила углеводородной или газовой нити превышает давление вытеснения барьера вдоль пути миграции, большое количество уловленной нефтяной или газовой нити будет мигрировать через барьер до того, как нефтяная нить будет разрушена. Когда нефтяная нить будет разрушена, барьер будет снова изолирован и миграция нефтяной или газовой нити через барьер приостановится. Для более простого представления, давайте предположим, что для межгранулярной и межкристаллической проницаемости количество нефти или газа, проходящего через барьер давления вытеснения, составляет примерно половину высоты нефтяной или газовой залежи. Исключением может быть только кавернозная проницаемость, которая, как считал Руф, будет

являться причиной разрушения нефтяной нити после миграции нескольких капель через поровые каналы.

С точки зрения разведки, ловушка вдоль пути миграции, из которой нефть и газ разливаются просачиваются вверх по простиранию, будет вторично изолирована после миграции половины уловленной углеводородной залежи вверх по простиранию. При построении модели миграции возникает следующий вопрос: Каково будет давление вытеснения или пороговое давление барьера после его вторичной изоляции? Этот вопрос был рассмотрен Томасом и другими (1967). Они провели эксперименты по прорыву газа, которые показали, что порода может быть вторично экранирована в результате движения воды обратно в породу. Они считали, что, так как имеется достаточно времени для продвижения воды обратно в породу, порода может изолировать в точке ее первоначального давления вытеснения или порогового давления. Теоретические расчеты, при проведении которых был принят во внимание удерживающий поровый канал, также свидетельствуют о том, что после разрушения нефтяной или газовой нити и пропитывания критического порового канала водой, вытеснения порового канала будет равно первоначальному давлению вытеснения до утечки. Поэтому при построении нашей модели миграции мы можем предположить, что стратиграфические ловушки, из которых нефть или газ разливаются вверх по простиранию через латеральную покрывку, могут быть вторично изолированы и заполнены нефтью в соответствии с их первоначальной способностью, и при условии, что этому способствует изолированный барьер.

Дифференциация нефти и газа в разных типах ловушек.

В процессе построения модели миграции встал вопрос о первой главной углеводородной ловушке, проходящей вдоль пласта-проводника или пути миграции. Так как нефть или газ продолжает мигрировать вверх по простиранию выше первой основной ловушки, что произойдет и каким образом нефть и газ будут распределяться в процессе миграции? Впервые этим вопросом начал заниматься Гассов (1954). Он рассмотрел как нефть или газ покинувшие материнскую породу объединяться для образования непрерывной в пласте-проводнике и будут мигрировать вверх перпендикулярно структуре по пути миграции за породами с низким давлением вытеснения. Скопления будут собираться вдоль основных структурных выступов или барьеров проницаемости для образования так называемых нефтяных рек. Движение углеводородов вверх по восстанию пласта в виде потоков в пластах-проводниках и их конечная задержка принято называть процессом вторичной миграцией.

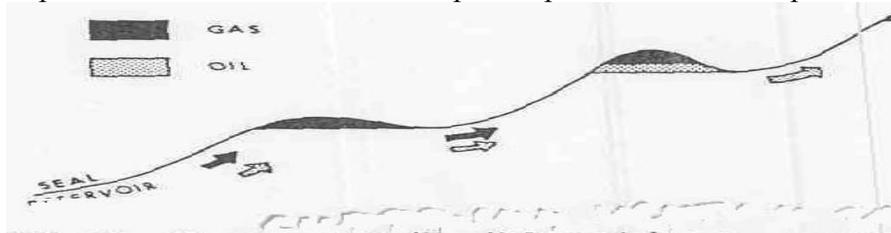


Рис. 34- Дифференциация нефти и газа в ловушках стратиграфического типа (Гассов, 1954).
На рисунке представлены ловушки, из которых нефть и газ разливаются вверх по простиранию, газ заполняет нижние по простиранию ловушки, а нефть-верхние.

Гассов (1954) предположил, что сначала заполняется самая нижняя ловушка вдоль пути миграции, затем начинается заполнение ловушки находящейся выше в структурном отношении и т.д. При наличии в разрезе нескольких структурных ловушек, которые заполняются последовательно снизу вверх, существует потенциал для образования различных нефтяных и газовых ловушек, когда присутствуют две фазы. Как показано на рисунке 34 и как считал Гассов, если в ловушке нефть и газ представлены как отдельные фазы, то газ будет располагаться в верхней части ловушки, а нефть будет присутствовать в нижней части. Так как накопление пополняется газом и нефтью, которые мигрируют в ловушку, газ поднимется на вершину структуры, и когда структура заполнится до точки

разлива, нефть будет разливаться вверх по простиранию. Так как ловушка постоянно пополняется газом, то нефть будет распространяться вверх по простиранию, до тех пор пока ловушка окончательно не заполнится газом и уже не сможет улавливать нефть. Как представлено на диаграмме, это приведет к тому, что нефть заполнит верхние ловушки, а газ-нижние ловушки вдоль пути миграции. Гассов привел большое количество примеров, которые демонстрируют дифференциальные образования нефтяных и газовых ловушек вдоль пути миграции, вдоль которой проходит целый ряд структурных ловушек. Он считал, что такая взаимосвязь является типичной за исключением случаев, когда наблюдается сильный гидродинамический поток углеводородов вниз по падению. Как считал Хубберт (1953) в структурной ловушке, в которой присутствуют две фазы (нефть и газ) при гидродинамических условиях нефть может быть вытеснена из ловушки, а газ остаться. В результате газ пойдет вверх отдельно от нефти, и это будет являться исключением из варианта, который представил Гассов.

Давайте теперь рассмотрим ситуацию, когда ловушки вдоль пути миграции представляют из себя ряд барьеров давления –вытеснения, которые будут удерживать определенную углеводородную колонну, а затем пропускать углеводороды, мигрирующие вверх по восстанию через барьер прежде чем ловушка заполнится до ее стратиграфической точки разлива. Нефтяная исследовательская корпорация (1960) в своем докладе о дифференциальных образованиях нефтяных и газовых ловушек рассмотрела данный вопрос.

На рисунке 35 представлено дифференциальное различие нефти и газа в ловушках структурного типа (сравните с Рис. 34). Когда нефть и газ присутствуют в стратиграфической ловушке как отдельные фазы, газ будет находиться в верхней части ловушки и будет пытаться прорваться через барьер. По мере заполнения ловушки и увеличения силы плавучести (выталкивающей силы) газ будет проходить сначала через барьер, когда давление вытеснения барьера будет достигнуто. Как уже обсуждалось, большое количество газа и немного нефти будет мигрировать до того, как этот барьер будет вторично изолирован. Так как процесс миграции продолжается, газ в конечном итоге будет являться единственной фазой, мигрирующей вверх по простиранию через барьеры давления вытеснения или проницаемости вдоль пути миграции. Это приведет к ситуации, при которой газ будет накапливаться выше по простиранию отдельно от нефти. Этот процесс будет совершенно противоположен процессу дифференциации нефти и газа в ловушках стратиграфического типа.

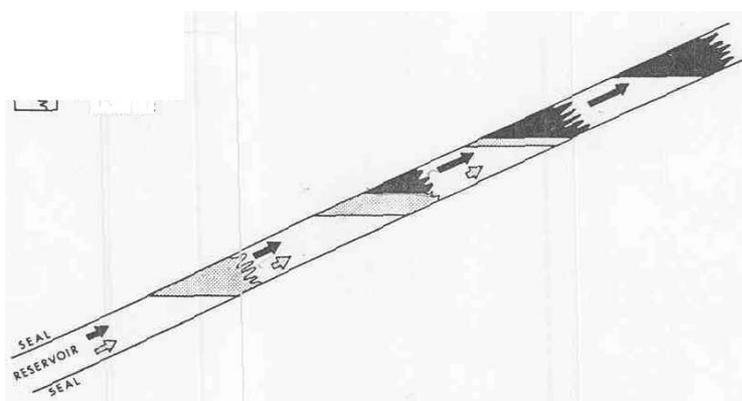


Рис. 35- Дифференциация нефти и газа в ловушках стратиграфического типа . (Гассов, 1954). На рисунке представлены ловушки нефти и газа, которые просачиваются вверх по простиранию. Нефть будет заполнять нижние ловушки по простиранию, газ- верхние.

Когда путь миграции включает в себя как структурные так и стратиграфические ловушки, распределение углеводородов является довольно сложным процессом в результате обратных процессов дифференциации нефти и газа в ловушках структурного и стратиграфического типов.

Для интерпретации распределения нефти и газа вдоль пути миграции другие факторы, такие как глубина залежи и возраст нефти и газа должны быть приняты во внимание. Например, газ залегающий неглубоко распространяется вверх вдоль пути миграции в результате дифференциации нефти и газа в ловушках структурного типа и может в большей степени являться местным биогенным газом чем газом, который в результате миграции прошел большое расстояние и был уловлен выше по простиранию отдельно от нефти. Термальное накопление нефти и газа так же повлечет за собой проблемы при интерпретации моделей распределения нефти и газа. Модели термального образования нефтяных и газовых ловушек предполагают, что нефть будет образовываться и вытесняться первой, затем пойдет газ и будет вытеснен. Такая последовательность процессов накопления и миграции нефти и газа может привести к тому, что газ будет распределяться внизу отдельно от нефти, что будет аналогично процессу дифференциации нефти и газа в ловушках структурного типа. Следующая сложность связана с тем, что как бы не менялось структурное падение пласта-проводника, будет происходить процесс вторичной миграции и дальнейшая корректировка распределения нефти и газа.

Дифференциации нефти и газа в ловушках вдоль путей миграции может привести к значительным химическим изменениям в составе нефти. Данное явление было детально рассмотрено Хобсоном (1962) и Силверманом.(1965). В общем, они предположили что при миграции нефти как единственной фазы через пласт-проводник произойдут небольшие, но вполне существенные изменения. Эти изменения, происходящие благодаря процессу вторичной миграции единственной углеводородной фазы, не объяснят такое существенное изменение в химическом составе некоторых углеводородов, которые генетически связаны друг с другом. Существует предположение, что такие большие различия в химическом составе генетически связанных углеводородов вызваны разделением фаз нефти и газа в процессе миграции, и этот процесс получил название разделение-миграция (Силверман, 1965). Для осуществления процесса разделение-миграция необходимо присутствие двух фаз нефти и газа в ловушки. Газ должен улечься, оставляя после себя флюиды. Так как газовая фаза мигрирует вверх в зону низкого давления, может произойти ретроградная конденсация и сформироваться жидкая и газовая фаза из газовой фазы, которая была отделена в процессе миграции. Образовавшаяся в результате этого процесса жидкая нефть по композиционному составу будет отличаться от оставленной материнской нефти. Силверман считал, что газовая фаза может быть отделена от нефтяной фазы в результате разлома покрывающей породы таким образом, что только газ может покинуть ловушку. Данный вид разделения аналогичен разделению нефти и газа в ловушке стратиграфического типа как уже рассматривалось в предыдущем разделе, где ловушка просачивается через барьер давления вытеснения. Газ будет скапливаться в верхней части ловушки, и когда выталкивающая сила (сила плавучести) нефтяной и газовой колонны превысит давление вытеснения контролирующего барьера миграции, большое количество газа будет просачиваться через барьер, который затем будет снова изолирован. В результате произойдет разделение нефтяной и газовой фаз и последующие химические изменения, о которых говорил Силверман.

Композиционные изменения, происходящие в процессе вторичной миграции, и процесс разделение-миграция относительно неважны для разведки нефти и газа из-за отсутствия значений, на основании которых можно делать прогнозы.

Выводы

Процессы вторичной миграции и образования ловушек углеводородов – вполне объяснимые физические процессы. Исследования распределения нефти и газа в пласте можно проводить в

логической последовательности, применяя основные принципы и используя данные, которые доступны в процессе разведки и добычи нефти и газа. Полное понимание этих процессов может быть очень полезно на всех стадиях нефти - газ разведки.

При исследовании новых нефтяных и газовых запасов эти принципы определяют критические факторы, которые необходимы при распределении нефтяных и газовых ловушек вдоль пути миграции. Критическими факторами для структурных ловушек являются изолирующая способность покрывающих пород, особенность структуры у основания покрывающей, угол наклона водонефтяного контакта при наличии гидродинамического условия. Для стратиграфических ловушек критическими факторами являются нахождение, форма, изолирующая способность латерального барьера миграции нефти и газа вдоль пласта-проводника. Изолирующая способность барьера, представленная вертикальной высотой углеводородной залежи, зависит от плотности углеводородной и водной фаз, гидродинамических условий в пласте-проводнике, размера поровых каналов барьера, межфазного натяжения углеводородной водной фаз, а также смачиваемости пород. Угол падения коллектора не будет влиять на изолирующую способность, но будет влиять на объем уловленных углеводородов.

Предположим, что местонахождение коммерческого месторождения определено, в целях дальнейшей разработки месторождения следует руководствоваться принципами вторичной миграции и образования углеводородных ловушек. Пределы залежи можно рассчитать количественным применяя данные по скважине, данную информацию можно использовать при планировании бурения.

Информация о процессах вторичной миграции и образовании углеводородных ловушек будет являться полезной для нефте-газ разведки только в том случае, если она будет использоваться совместно с доступной геологической информацией.