

МИГРАЦИЯ НЕФТИ В ПУСТОТНОМ ПРОСТРАНСТВЕ ГОРНЫХ ПОРОД:
ЛАТЕРАЛЬНАЯ ИЛИ ВОСХОДЯЩАЯ

И.Р. Захария

Государственное предприятие «НПЦ по геологии»
Филиал «Институт геологии»
ул. Купревича, 7, 220084, Минск, Беларусь
E-mail: ramzes0409@gmail.com

В формировании природных скоплений нефти (залежей, месторождений) весьма важную, определяющую роль играет миграция нефтяных углеводородов в земной коре. Процесс миграции в недрах недостаточно изучен для однозначных выводов о ее роли в образовании скоплений. Обосновано, что на процесс массопереноса флюидов в пустотном пространстве реальных горных пород особо сильное влияние оказывают признаки, определяющие взаимодействие фаз и самих флюидов: это энергетические свойства фаз и дисперсность породы. Детально рассмотрен процесс сорбции нефти, газов и воды на поверхности пустот породы. Показано преимущество смачиваемости и обратимость процесса физической адсорбции. Сделаны выводы о том, что основная сила, препятствующая движению нефти в пустотном пространстве горных пород – это сила межмолекулярного взаимодействия двух фаз, и о невозможности латеральной миграции нефти на сколько-нибудь значимые расстояния.

ВВЕДЕНИЕ

Успешность геологоразведочных работ (ГРР) на нефть и газ всегда определялась состоянием научных разработок по вопросам происхождения, миграции и аккумуляции в залежи [20]. Эффективность поисков тем значительнее, чем большие успехи достигнуты в разработке теорий генезиса углеводородов (УВ) и их миграции. Но реалии таковы, что средние коэффициенты успешности поискового бурения много лет остаются на уровне 20%. В последние десятилетия нет видимых успехов нефтегазовой геологии, как и в геологии в целом: стагнация, о которой писал еще известный геолог и философ И.П. Шарапов (1989), продолжается по причине недостаточного внимания к теоретическому знанию в геологии и открытию и формулированию законов геологической науки [33].

В нефтегазовой геологии, как нам видится, причины застоя кроются и в необязательности следования правильности применения понятий, определений, терминов (следовательно, и понимания?): явные гипотезы иногда возводятся в ранг теорий.

Эта ошибка особенно губительна в отношении самого важного вопроса нефтегазовой геологии – вопроса происхождения нефти. К понятию теории есть четкие требования: каждая теория* должна объективно отражать действительность и отвечать требованиям полноты, непротиворечивости, новизны, доказуемости, **фактоустойчивости**, простоты и эффективности [33].

Если рассмотреть в свете этих требований объяснения происхождения нефти с позиций биогенных, то объективно видно, что большинству вышеперечисленных требований эти объяснения не удовлетворяют. Следовательно, это еще не теория, а одна из гипотез, истинность которой нужно доказать для перехода ее в ранг теории. Поэтому необходимо искать разумные объяснения всем фактам, формулировать законы и формировать теорию нафтидогенеза. Аналогично и абиогенное

* Теория – это достаточно полная, внутренне непротиворечивая система новых (для времени своего появления), логически истинных идей вообще и номологических высказываний в особенности, причем система, имеющая описательную, номологически-объяснительную, эвристическую, экстраполяционную, прагматическую и эротематическую способности.

объяснение происхождения нефти еще не достигло стройности теоретического знания и находится в ранге гипотезы.

Обоснованное решение вопроса о возможности латеральной миграции и ее долевого вкладе в объемы перемещающихся пластовых флюидов в недрах могло бы оказаться ключевым как в извечном споре о генезисе нефти, так и отсюда вытекающей стратегии поисков. А выбор правильной стратегии – очень даже мощный экономический фактор, который позволит существенно повысить успешность ГРП на нефть и газ, которая, несмотря на сегодняшние всеохватывающие успехи научно-технического прогресса, почему-то никак не растет. И.П. Шарапов говорил, что геология – еще не наука, а пока еще «дисциплина описательная», так как наука должна базироваться на четких законах, коих в геологии практически нет [33]. Вопросы миграции, как и тесно связанные с ними (но редко увязываемые в едином рассмотрении) вопросы движения и взаимодействия пластовых флюидов в пустотном пространстве горных пород (не только фильтрации, так как в реальных средах далеко не все просто фильтруется), явно недостаточно научно разработаны, обоснованы для реального переноса знания механизма на ГРП. А научное обоснование поисков и разведки нефти и природного газа немыслимо без отчетливого представления о процессах миграции [6].

ПРОЦЕСС ДВИЖЕНИЯ ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДОВ В ПУСТОТНОМ ПРОСТРАНСТВЕ ГОРНЫХ ПОРОД

Что же подразумевается под понятием «миграция нефти»? По логике вещей, это процесс перемещения, движения нефти в пустотном пространстве (ПП) горных пород по системе пустот – пор, каверн, трещин, разломов от места ее образования (места рождения) до места аккумуляции – скопления, залежи (отсюда термин «месторождение» по отношению к скоплениям УВ, как и ряда других полезных ископаемых, некорректен). При миграции нефти происходит сложное взаимодействие с минеральным скелетом горных пород и с другими пластовыми флюидами в ПП.

Процесс движения флюидов в горной породе, в том числе и нефти, определяется целым рядом признаков (показателей), характеризующих породы и флюиды:

- строением пустотного пространства;
- размерами пустот;
- дисперсностью;

- минеральным составом скелета и энергетической характеристикой его поверхности;
- пустотностью;
- проницаемостью;
- удельной поверхностью;
- величиной смачиваемости поверхности пустот;
- величинами водо-, нефте- и газонасыщенности;
- характеристиками и свойствами нефти, газа, воды (реологическими, энергетическими, сольватантными);
- пластовыми давлением, температурой и градиентами давления в рассматриваемом пространстве;
- гидродинамическим режимом пластовых систем (гидрогеологический этаж и зона водообмена), степенью закрытости системы.

Определение приоритета и степени влияния каждого «причастного» к процессу признака, показателя должно помочь в раскрытии тайн не только аккумуляции нефти и образования скоплений, но и ее генерации.

Все перечисленные признаки можно разделить на признаки, относящиеся к строению и свойствам пустотного пространства – вместилища флюидов; к количеству, соотношению и свойствам пластовых флюидов; к гидродинамическим и термобарическим параметрам системы. Особый же интерес, особо сильное влияние собственно на процесс массопереноса флюидов в пустотном пространстве реальных горных пород оказывают признаки, определяющие взаимодействие фаз и самих флюидов, в частности это энергетические свойства фаз.

Всякий процесс имеет свои движущие силы и факторы, благоприятствующие процессу и/или препятствующие. Первейший фактор, побуждающий движение нефти в пустотном пространстве горных пород – присутствие нескольких флюидов разной плотности, отсюда и первая, и самая существенная, движущая сила – разность плотностей нефти и воды, или Архимедова сила, то есть сила всплытия более легкой фазы. Направлена она в соответствии с законом всемирного тяготения вертикально вверх. Влияют и другие силы, действуют и другие факторы (рассмотрены ниже), но их влияние в статике (вне рассмотрения динамических процессов) на порядки меньше.

Процесс перемещения, движения пластовых флюидов в пустотном пространстве горных пород может происходить в разных режимах в зависимости от действующих на пластовую систему факторов, их интенсивности и направленности.

Это динамический режим фильтрации и режимы медленных потоков, названные в литературе файлюацией [2].

Нами ранее [15] было обосновано, что в основном движение пластовых флюидов в недрах (на нижних гидрогеологических этажах) происходит при перепадах давлений, недостаточных для великомасштабной (напорной) фильтрации, и основная форма движения здесь – молекулярный массоперенос: **формирование осадочных толщ на этапе погружения земной коры сопровождается изоляцией пластовых гидравлических систем.**

Сравнение действующих градиентов напора по латерали с реальными значениями начального градиента фильтрации показывает, что сквозного латерального потока подземных вод из области питания к областям разгрузки по механизму фильтрации практически не наблюдается. Расход фильтрационного потока так мал, что по сравнению с расходом по механизму файлюации его величиной можно пренебречь без существенного ущерба для точности расчетов [1; 3]. Кроме того, в работе [2] А. Арье убедительно доказывает, что и в латеральном, и в вертикальном направлении флюидообмен реализуется в режиме файлюации, но скорость файлюационного потока по латерали составляет не более 10^{-6} его скорости по вертикали; градиент напора в такой гидродинамической системе направлен снизу вверх. То есть **миграция поровых флюидов может реализовываться только в вертикальном направлении.**

Сторонники неорганической гипотезы происхождения нефти на миграции особо не акцентируют внимание, так как здесь все ясно: заполнение ловушек происходит из глубинных источников по ослабленным зонам (зонам тектонической трещиноватости, активным разломам в земной коре) в четком соответствии с законами гидродинамики и учетом термодинамики. А вот у сторонников биогенной гипотезы нет такой четкости и стройности объяснения процесса образования скоплений, поэтому иногда они делают фантастические предположения. Например, утверждают о латеральной дальней миграции нефти из глубоководных зон на расстояния 120–140 км [30], 200–250 и даже до 600 км [28], не обосновав физическую возможность такого перемещения огромных объемов нефти. Причем в случаях, когда для формирования месторождения (Атабаска, Оренбургское нефтегазоконденсатное месторождение) недостаточно генерационного потенциала всего осадочного чехла в пределах месторождений, ищутся и весьма удаленные очаги генерации: так, для месторождения

Атабаска «единственным источником, способным генерировать необходимое количество жидких УВ, могла быть миогеосинклиналь гор Маккензи» – весьма удаленная (500–600 км), но единственная [28, с. 5–7].

Рассмотрим вкратце имеющиеся, устоявшиеся взгляды (пока только взгляды, мнения, суждения – по утверждению И.П. Шарапова – в геологии большая часть умозаключений не опирается на геологические законы по причине их отсутствия [33]) на миграцию-фильтрацию нефти с позиций биогенной (органической) гипотезы происхождения этого ценного сырья. В ней предполагается, что рассеянное органическое вещество (РОВ) так называемых нефтематеринских пород в процессе термодеструкции генерирует такие же рассеянные (или, по логике вещей, ещё более рассеянные!) микроглобулы УВ, которые устремляются в ближайшие ловушки для формирования месторождения нефти. Казалось бы, всё просто: определяем, какие породы были обогащены РОВ, обосновываем, были ли условия для генерации, рассчитываем, сколько её могло генерироваться – и смотрим, куда же могла мигрировать образованная нефть. Но практика порою показывает совсем иное. Вроде и РОВ в подстилающих (так называемых «нефтематеринских») породах много, и ловушка есть, а залежи нет. Или наоборот: открыты крупные или гигантские месторождения нефти (см. пример выше), а генерирующих нефтематеринских пород вблизи нет или явно недостаточно для формирования скопления. Обосновываем тогда нефтесборную площадь, к примеру, погруженную часть впадины, моноклиналь – и на некотором удалении, на структурном гребне, видим ловушку и обосновываем «зону разгрузки», аккумуляции – то есть формирования скопления. Аргументации – не расчеты, не факты, а всего лишь предположение: нефть образовалась где-то далеко и мигрировала сюда, т.к. здесь ловушка. И не считаясь с фактами, что от «очага генерации» до ловушки – порою путь во многие километры [30, 28], практически всегда через существенные препятствия в виде тектонических нарушений, зон отсутствия коллектора и литологических замещений пород.

Но никто еще не отменял законов диссипации и энтропии реальных физических систем и того, что в природе большинство процессов протекает по пути наименьшего сопротивления. А этот путь для перемещения микрокапельки нефти, которая как бы могла сгенерироваться, лежит только по направлению вверх: основная сила, на нее действующая, – это сила всплытия, Архимедова сила –

разность плотностей этой самой нефти в капельном виде и вездесущей все заполняющей в пласте воды, тоже пластовой. Но и с вертикальным перемещением капельки не все так просто: В.В. Доценко (2010) указывает, что «...в пористой среде коллектора градиенты давления, способствующие перемещению изолированных пузырьков или капель, отсутствуют...всплывание происходит не отдельными каплями, а струей...» [9, с. 9]. На процесс перемещения микрокапельки нефти, кроме Архимедовой силы, действует и другая, более существенная сила – это сила межмолекулярного взаимодействия двух фаз: энергетическое взаимодействие жидкости и твердого тела, выливающееся в смачиваемость внутренней поверхности пустот породы этой самой микрокапелькой жидкости – нашей капелькой нефти. А эта сила настолько велика, что не только капельку легко размазывает по внутренней поверхности пустот, но и в больших скоплениях нефти (залежах, месторождениях) прочно привязывает к этой самой поверхности от 30 до 80% всей нефти (в зависимости от дисперсности породы и свойств компонентов системы – пластовых флюидов и вмещающих пород)! Как пример, по различным оценкам коэффициенты извлечения нефти из недр в среднем в мире составляют 30–33% [14; 26; 27; 34]; в лабораторных исследованиях процесса вытеснения нефти пластовой водой из образцов горных пород при нефтенасыщенности порядка 80% коэффициенты вытеснения редко достигали 70% [13] – и это при весьма значительных перепадах давления и больших объемах прокачанной через модель воды.

Согласно биогенной гипотезе нефть генерируется в процессе термодеструкции рассеянного в породах органического вещества при температурах порядка 60–150°C на глубинах 2,3–4,6 км в пределах так называемого нефтяного окна [4; 10; 17 и др.]. Но «...никакая УВ молекула тяжелее метана не самообразуется из любых биотических молекул. И термодинамические расчеты, и эксперименты показали, что для синтеза углеводородных систем, сходных по составу с природными, необходима температура 700–1800 К и давление 15–80 кбар. Такие условия существуют в верхней мантии Земли на глубинах 50–240 км» [17, с. 41].

Далее согласно биогенной гипотезе происходит первичная миграция, или эмиграция при уплотнении так называемых нефтематеринских пород (НМП). И здесь тоже отмечается целый ряд несоответствий с реалиями: во-первых, выжимание генерируемых УВ должно было бы происходить только на стадии дегидратации глин (а это весьма

небольшие глубины, далекие от нефтяного окна – «на глубинах 200–300 м нефтематеринские илы и глины превращаются в плотные породы, содержащие органическое вещество (ОВ) в рассеянном состоянии», и это РОВ полностью сорбировано породой: «при содержании углеводородов в материнской породе в количестве сотых долей процента сорбционная емкость глины далека от насыщения» [23, с. 180]. Во-вторых, на стадии дегидратации глин происходит только некоторое изменение РОВ [29] и для образования УВ еще нет условий (соответствующих давлений и температуры). В-третьих, вследствие весьма низкой растворимости в воде этот вариант выноса нефти из нефтематеринских пород не представляется возможным. В-четвертых, высокомолекулярные компоненты и природную нефть в целом невозможно растворить даже в сильных газовых растворителях [23; 31], значит эмиграция в газорастворенном состоянии не происходит. Следовательно, первичная миграция, эмиграция нефти из НМП невозможна ни как отдельной фазы, ни в рассеянно-капельном виде, ни в водо- или газорастворенном [4; 9; 10; 23; 31]. По-видимому, такие выводы и послужили толчком И.И. Нестерову для создания своей гипотезы образования скоплений нефти *in situ* [25; 26]. Таким образом, первичной миграции как таковой не существует, есть собственно миграция флюидов, в том числе и углеводородов, в недрах, которая происходит в соответствии с законами гидравлики, геодинамики и гидродинамики медленных потоков.

Следуя далее биогенной гипотезе, после эмиграции нефти из НМП в породы-коллекторы она перемещается из «очагов генерации» по этим пластам в ближайшие ловушки, образуя скопления. Б.Р. Кусов (2010) приводит обоснование невозможности существования таких нефтесборных площадей [22]. Оно заключается в следующих моментах. Сопоставление плотности запасов нефти на месторождениях с плотностью так называемой генерации из РОВ предполагает сбор нефти с площади, в сотни и тысячи раз превышающей площадь месторождения, что в принципе невозможно по следующим причинам: 1) напрочь отсутствуют следы миграции нефти за пределами контуров залежей, что при весьма высоких величинах остаточной нефтенасыщенности как в лабораторных исследованиях вытеснения нефти водой, так и на разрабатываемых месторождениях свидетельствует, что ее (нефти) в законтурной области и не было; 2) в осадочном чехле не существуют блоки (участки) размерами хотя бы до нескольких десятков километров, лишенные разломов, которые являются

непроницаемыми экранами для флюидов; 3) вследствие литолого-фациального замещения и неоднородности пластов практически не существует выдержанных по площади пород-коллекторов, на некотором удалении от залежей породы могут быть полностью лишены проницаемости вследствие различных процессов. Вышеприведенное свидетельствует о том, что «при формировании нефтяных месторождений *латеральная миграция за их пределами места не имела*» [22, с. 16].

Нельзя не учитывать существенный вклад в процесс миграции конвективного массопереноса пластовых флюидов наряду с молекулярно-диффузионным перемещением [8; 21]. А.Н. Дмитриевский (1997) указывает, что массоперенос флюидов в результате тепловой конвекции значительно превышает таковой ювенильного потока [8]. Например, средний гидротермальный поток в океанических хребтах по меньшей мере в 3000 раз интенсивнее, чем ювенильный поток флюидов. Этот колоссальный массоперенос флюидов должен приводить к различным наблюдаемым следствиям (в частности, к образованию газогидратов). **Вектор суммарного теплового потока Земли направлен вертикально вверх**, и основная часть этого потока – конвективная составляющая – также имеет такую же направленность, а тепло- и массоперенос пропорциональны друг другу. Следовательно, и с позиций конвективного тепло- и массопереноса миграция пластовых флюидов, миграция углеводородов осуществляется в вертикальном направлении, латеральная миграция не принимается в расчет однозначно.

По мнению ряда специалистов, действие капиллярных сил может препятствовать восходящей миграции флюидов в порах. Но это не совсем так – капиллярный эффект может проявляться при фильтрации, то есть динамическом процессе, а в недрах в основном проходят очень медленные процессы перемещения жидкостей – флюидация [2], молекулярный массоперенос, диффузия. А действие собственно капиллярных сил обусловлено, контролируется поверхностными явлениями на границе раздела фаз жидкость – твердое тело. В геологическом времени действие капиллярных сил на процессы миграции не проявляется из-за того, что смачиваемость (основной атрибут капиллярного эффекта) как проявление поверхностных явлений подвержена изменениям в зависимости от свойств жидкой фазы и соотношения фаз, о чем будет сказано ниже.

ПЕРЕНОС УГЛЕВОДОРОДОВ В ПУСТОТНОМ ПРОСТРАНСТВЕ ПЛАСТОВЫМИ ВОДАМИ

Существенная «зацепка», аргументация сторонников биогенного синтеза – это перенос УВ в растворенном виде в пластовых водах. Относительно газообразных УВ – да, бесспорно! Пластовые воды являются основным поставщиком свободного газа в газовые скопления: и пластовые воды, и пустотное пространство горных пород имеют такую сорбционную емкость, которая способна аккумулировать огромные количества природного газа – как генерированного РОВ осадочных толщ, согласно точке зрения сторонников биогенной гипотезы, так и поступающего с глубинных источников, согласно неорганической гипотезе [5; 12]. К слову, метан – это единственный углеводород, имеющий и биогенное, и глубинное происхождение. Но растворение в пластовых водах каких-то значительных количеств более тяжелых углеводородов, представляющих собой жидкую фазу, не происходит в пределах допустимого диапазона температур и давлений ни в поверхностных условиях, ни в пластовых [27; 32]. И.И. Нестеров на примере Самотлорского месторождения рассчитал, сколько для образования месторождения потребовалось бы воды с растворенной нефтью «прокачать» через продуктивные пластовые системы (даже при принятой для расчетов неимоверно высокой растворимости нефти в воде 0,2%) или сколько необходимо газовой смеси с растворенной нефтью – и пришел к выводу, что и первое, и второе невыполнимо, нереально [26, с. 429].

Э.Б. Чекалюк и Ю.И. Филяс на основании экспериментальных и теоретических исследований процесса растворимости различных УВ в воде указывают, что до глубин 6 км, где пластовые температуры обычно не превышают 200°C, растворимость нефти в воде остается еще весьма низкой. «Здесь вода действительно не может играть заметной роли в процессах переноса нефти как эффективный растворитель» [32, с. 119–120]. И далее по тексту: «На больших глубинах (12–15 км) температура в недрах Земли обычно достигает критических значений гомогенизации водонефтяного раствора, но давления на этих глубинах значительно превышают критические давления растворимости, что обуславливает ретроградное расслоение водонефтяного раствора. Тем не менее предел органической растворимости нефти в водной фазе сохраняется здесь относительно высоким, примерно 5–6 об.% нефти в водном растворе. С возрастанием глубины монотонно поднимается и предел насыщения во-

дного раствора нефтью. Можно предполагать, что у подошвы земной коры на глубинах около 35 км вода способна растворять 8–10 об.% нефти, а ниже – в верхней мантии – еще больше» [32, с. 119–120].

Таким образом, глубинные воды, содержащие некоторое количество растворенных УВ нефтяного ряда, по мере их продвижения к поверхности Земли освобождаются от жидких УВ и к глубинам порядка 6 км полностью теряют способность к растворению. Отсюда можно предположить, что значительные резервы открытия новых нефтяных месторождений – на больших глубинах. Все залежи выше этого уровня должны быть вторичными или «впрыснутыми» непосредственно глубинными потоками, образование скоплений происходит в основном при образовании ослабленных проницаемых зон во время тектонических дислокаций.

Из этого следует вывод, что *вода может быть переносчиком нефти в растворенном состоянии только глубинной, и ни в коей мере не нефти биогенного происхождения*, образующейся в пределах глубин так называемого нефтяного окна, или главной зоны, главной фазы нефтеобразования (ГЗН, ГФН), нижняя граница которой в обоснованиях сторонников биогенной концепции со временем все углубляется – от 3,5 км по работам Н.Б. Вассоевича (1969) («На рубеже жирных и коксовых стадий метаморфизма ОВ, что соответствует глубинам 3,5–4,0 км, ГФН завершается») [7] до 6 км в работах современных геологов-органиков в связи с открытием месторождений нефти на все больших глубинах, что не вписывалось в «теорию» ГЗН, ГФН. Но, по данным К.С. Иванова (2018), уже известны месторождения нефти на глубинах 10,7 км, и экспериментально обосновано существование скоплений как минимум до глубины 12 км [17] – в связи с этим возникает вопрос: опять ГЗН надо сдвигать? Или все-таки концепцию пересматривать? Температуры в пределах «стандартной» ГЗН Н.Б. Вассоевича составляют порядка 60–150°C (нефтяное окно), что сильно не дотягивает до температур растворения нефти в воде. Следовательно, если и могло образоваться некоторое количество нефти в рамках ГЗН, то уж мигрировать она никак не могла – так на месте должна была и остаться как минимум по двум весьма важным причинам: как вследствие весьма низкой растворимости в воде, так и по причине невозможности преодолеть блокирующее действие сорбционных сил, способных прочно привязать значительные количества нефти к поверхности пустотного пространства горных пород. Но на глубинах ГЗН (3,5–6 км) вода уже неспособна была растворять

нефть, чтобы переносить ее «от очага нефтеобразования» в места аккумуляции, а только могла отдавать жалкие остатки незатруженной еще **глубинной** нефти, неорганического генезиса.

Еще один весьма важный аргумент, отрицающий возможность формирования скоплений УВ за счет их перемещения пластовыми водами – то, что некоторые исследователи-гидрогеологи обосновывают субвертикальную миграцию пластовых вод ниже зоны активного водообмена и отрицают возможность их латеральной миграции на какие-то значимые расстояния [21; 25; 26].

МЕЖФАЗНЫЕ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ И МИГРАЦИЯ НЕФТИ

Как было упомянуто в начале статьи, особо сильное влияние собственно на процесс массопереноса флюидов в пустотном пространстве реальных горных пород оказывают признаки, определяющие взаимодействие фаз и самих флюидов – это энергетические свойства фаз и дисперсность породы.

На границе раздела фаз нефть – порода возникают поверхностные явления, благодаря действию которых нефть сорбируется на внутренней поверхности пустот и теряет способность свободного перемещения в пустотном пространстве коллектора. Пластовые флюиды находятся в пустотном пространстве горных пород и взаимодействуют с ним. Это взаимодействие и есть очень важный фактор – основной фактор, влияющий как на процессы формирования, существования и разрушения скопления нефти, так и определяющий полностью извлечения нефти при разработке.

Превалирующий процесс, происходящий на границе раздела фаз – физическая адсорбция, где сорбентом служат горные породы, минералы, а сорбатом – пластовые флюиды: нефть, газ, пластовая вода. **Физическая адсорбция** слабоспецифична, **обратима**, и ее тепловой эффект невелик (единицы кДж/моль) [16].

Поверхностные силы, действующие на границе раздела фаз, способствуют сорбированию, «прилипанию» к поверхности значительного количества пластовых флюидов. Флюиды в пустотном пространстве могут находиться как в свободной фазе, так и быть связанными энергетическими связями с поверхностью пустот; связанный флюид в породах делится на прочно- и рыхлосвязанный. В работе [15] детально рассмотрены вопросы сорбции, прочность связи, монослой и другое, здесь же, в данной статье, под сорбирован-

ным флюидом мы подразумеваем именно прочно-связанную его форму, то есть те слои (монослой), которые вступают в непосредственное энергетическое взаимодействие с поверхностью твердых частиц. Объемы сорбата, привязанные к твердой фазе, непосредственно зависят от величины удельной поверхности сорбента. С уменьшением температуры адсорбата адсорбция увеличивается, а с увеличением температуры уменьшается. Чем больше дисперсность твердого вещества, а в нашем случае чем больше соответственно удельная поверхность пустотного пространства, тем больше площадь контакта флюида с породой и количество сорбируемого вещества, то есть нефти, воды, газа. В горных породах-коллекторах, по данным Ф.И. Котяхова, удельная поверхность зерна ($S_{уд}$) изменяется от $3,8 \cdot 10^4$ до $1,13 \cdot 10^5$ $\text{м}^2/\text{м}^3$; по данным Иммо Либерота, удельная поверхность илов с диаметром частиц 0,001 мм равна $6 \cdot 10^6$ $\text{м}^2/\text{м}^3$; по данным Б.Б. Квеско, среднее значение $S_{уд}$ для нефтесодержащих пород, имеющих промышленное значение, изменяется в пределах $4 \cdot 10^4$ – $2,3 \cdot 10^5$ $\text{м}^2/\text{м}^3$ [11; 18; 19]. Согласно справочным данным, удельная поверхность технических сорбентов – активированного угля и силикагелей при переводе на величины в системе СИ составляет порядка 5 – $6 \cdot 10^8$ $\text{м}^2/\text{м}^3$, что можно принять за верхние граничные (предельные) значения удельной поверхности реальных горных пород [14].

В мелкодисперсных породах, таких как глинистые сланцы, аргиллиты, бажениты, только в 1 м^3 внутренняя поверхность пустот может составлять от 6 до 80 км^2 (или 600–8000 Га, или $0,6$ – $8,0 \cdot 10^7$ м^2) и содержащийся в пустотах флюид контактирует с такой огромной площадью и взаимодействует с ней! При пустотности, к примеру, 20% и $S_{уд}$ 1 000 000 $\text{м}^2/\text{м}^3$ (10^6 $\text{м}^2/\text{м}^3$) – 200 литров нефти рассредоточивается, «размазывается» по площади 100 Га! И не просто рассредоточивается, она прочно удерживается поверхностными силами. Иммобилизация такой нефти весьма сложная задача, а полная экстракция из коллектора в природных условиях практически (и теоретически тоже) нереальна. Извлекаемое среднее количество при разработке месторождений – в среднем 30% – это, по-видимому, та часть нефти, которая в порах напрямую не контактирует с поверхностью (свободная и частично рыхлосвязанная); более легкий резерв добычи – это рыхлосвязанная нефть: для ее извлечения необходимы процедуры, позволяющие приложить усилия, и превышающие градиент сдвига или увеличивающие подвижность флюида (растворители, электро- и микроволно-

вое воздействие и др.). Для «отмыва» же основного количества прочносвязанной нефти необходимы методы замещения сорбированной нефти на внутренней поверхности пустот (физические, химические), например такие, как воздействие ПАВ и др.

Взаимодействие флюидов с твердой фазой, энергетические его характеристики и распределение в пустотах нефти, газа и воды, то есть все, что имеет отношение к адсорбции пластовых флюидов на поверхности пустотного пространства реальных горных пород – довольно сложный и неоднозначный процесс. Он зависит от многих факторов: как от состава, свойств самих горных пород и флюидов, так и от термодинамических параметров системы, а также определяется временем взаимодействия.

Процесс адсорбции флюидов на твердой поверхности определяется поверхностной энергией твердого тела и энергией поверхностного натяжения флюида. Чем менее энергетичны молекулы сорбата, тем легче они адсорбируются на твердой поверхности. Количество адсорбированного вещества зависит от удельной поверхности сорбента, его поверхностных свойств и свойств флюида, проявляемых во взаимодействии.

Поверхность имеет избыток свободной энергии по сравнению с объемом за счет нескомпенсированных химических связей находящихся на ней частиц. Как следствие универсального стремления систем к равновесию, то есть к минимуму свободной энергии, имеют место такие явления, как поверхностное натяжение, коалесценция жидкостей, адсорбция, прилипание, смачивание и др. Адсорбция жидкой фазы на поверхности твердого тела ведет к смачиванию поверхности этой жидкостью.

Смачиваемость твердой поверхности (поверхности пустот коллектора) пластовыми флюидами является одним из важнейших показателей, проявлений поверхностных взаимодействий флюид – твердое тело. В то же время сам процесс смачивания поверхности несколькими флюидами, одновременно находящихся в пустотном пространстве, преимущество смачивания, замещение на поверхности одного флюида другим недостаточно изучены, что порой выливается в заблуждения. Дело в том, что смачиваемость может меняться во времени. Так как фактор геологического времени – это далеко не одномоментное физическое взаимодействие, то ищутся другие показатели, определяющие процесс вне времени. И эти показатели смачиваемости – преобладающая фаза

многокомпонентного сорбата (пластовых флюидов) и поверхностная энергия участвующих в процессе взаимодействия веществ (энергия взаимодействия сорбата и сорбента).

По отношению к разным жидкостям породы бывают гидрофильными и гидрофобными, олеофильными и олеофобными. Мы рассмотрение вопроса смачиваемости начнем с того, что изначально, априори практически все горные породы «флюидо-фильные» и могут смачиваться как пластовой водой, так и нефтью (что можно наблюдать в лабораторных условиях при создании нефте- и водонасыщенных моделей пласта) [15]. Если вещество (флюид) сорбируется на поверхности, то по отношению к нему поверхность флюидна – она принимает этот флюид. Зависит это от поверхностной энергии твердого тела и флюида, а выражается в физических параметрах взаимодействующих компонентов – критическом поверхностном натяжении твердого тела (σ_t) и поверхностном натяжении жидкости (σ_j). Разница поверхностных энергий минеральных зерен горной породы и флюида (в пользу первых) всегда привязывает жидкость к поверхности, и **чем больше эта разница, тем прочнее связь, тем больше «-фильность»**. А «-фобность» – отталкивание – происходит уже не между твердым телом и флюидом, а между флюидами. Правильнее сказать, между собственно минеральными зернами горных пород, покрытых пленкой одного флюида, и другим несмешивающимся (нерастворимым) флюидом, имеющим другие свойства и несколько другое поверхностное натяжение.

Этой разницей поверхностных энергий порода-флюид также определяется и преимущество адсорбции жидкостей с меньшим поверхностным натяжением. Так как критическое поверхностное натяжение твердых веществ (σ_t) значительно выше поверхностного натяжения воды (σ_j) (например, для чистой поверхности кварца (стекла) $\sigma_t = 260\text{--}285$ дин/см, для воды $\sigma_j = 73$ дин/см), то изначально все горные породы должны смачиваться водой, то есть быть гидрофильными. Но поверхностное натяжение органических жидкостей составляет около 30 дин/см, они имеют преимущество при адсорбции на поверхности твердой фазы, и со временем могут замещать молекулы воды адсорбированного слоя, тем самым гидрофобизируя поверхность. Природный горючий газ обладает еще меньшей поверхностной энергией взаимодействия, поэтому может замещать все жидкости на поверхности твердого тела. Но процесс преимущественного смачивания фазы с мень-

шим поверхностным натяжением обратим: при уменьшении концентрации фазы, имеющей преимущество в смачивании, происходит постепенное вымывание, «выбивание» молекул из монослоя и замещение на молекулы вещества, концентрация которого больше (наряду с этим происходят процессы диффузии и растворения). И если считать, что для этого физического процесса (процесса изменения характера смачиваемости поверхности) геологическое время – это физически бесконечное время, то можно сделать вывод, что смачиваемость горных пород в стационарных закрытых системах определяется преобладающей фазой, ее концентрацией [15]. То есть нефти имеют преимущество в смачиваемости относительно воды вследствие меньшей величины поверхностного натяжения, и со временем вытесняют воду с поверхности твердой фазы, а газы обладают еще меньшей поверхностной энергией взаимодействия, поэтому могут замещать все жидкости на поверхности твердого тела. Несоответствие между смачиваемостью коллектора и характером насыщенности может свидетельствовать о недавнем в геологическом смысле изменении характера насыщенности или термобарических изменениях, процессах формирования или разрушения залежи УВ.

В недрах пустотное пространство горных пород насыщено в основном пластовой водой (за исключением большей части объемов УВ залежей). Водонасыщенные породы практически всегда гидрофильны. Исключение составляют породы с большим содержанием органики, но и здесь не все так однозначно, так как в процессе контактирования такой породы с пластовыми водами в течение длительного геологического времени происходит гидрофилизация поверхности пустот – преимущество в смачивании определяется преобладающей фазой.

Таким образом, приведенная краткая информация о процессах энергетического взаимодействия на границах раздела фаз показывает действительно весьма существенное влияние поверхностных явлений на сам процесс миграции нефти в пласте, обосновывает невозможность эмиграции так называемой микронепти из глинистых пород. Собственно миграция нефти в пустотном пространстве пород как отдельной жидкой фазы в межинверсионные периоды при наличии в пустотах свободной, несвязанной нефти происходит в основном под действием сил всплытия – за счет разности плотностей пластовых флюидов в режиме молекулярно-диффузионного массопереноса. Вектор направленности сил всплытия и определя-

ет вертикальный характер миграции как преобладающий.

Возможна и струйная, потоковая миграция при резких перепадах пластовых давлений вследствие катастрофических геологических процессов (активизация тектонических движений земной коры с раскрытием разломов и разгрузкой по ним пластовых давлений), приводящих к движению флюидов в поровом пространстве пород. Во время таких инверсионных этапов возрождаются или закладываются новые разломы земной коры, происходят контрастные подвижки отдельных блоков, эрозия осадочного чехла, рост складчатых сооружений на периферии осадочных бассейнов. Наступает существенное, охватывающее практически все осадочное выполнение, раскрытие недр и формирование флюидодинамических потоков (этот этап рассматривается некоторыми исследователями как главная фаза эмиграции нефти [24]). При возникновении в пластах значительных перепадов давления может происходить и кратковременная латеральная миграция флюидов по пласту до выравнивания давления при сохранении субвертикального тренда. Но такие процессы в геологической истории очень кратковременны, точечные в геологическом времени, и движение флюидов (в том числе и нефти) к зонам разгрузки быстро затухает и не происходит в каких-то значительных объемах и расстояниях, то есть носит весьма ограниченный локальный характер. К тому же в конечном счете это тоже процессы в основном вертикального перемещения флюидов, так как **разгрузка давления имеет вертикальную направленность** вектора снижения давления – то есть это латеральный подток вертикального потока. Эта сторона возможной «латеральной» миграции нефти только подтверждает роль тектонических разломов в образовании (и разрушении) скоплений УВ и преобладающее вертикальное ее перемещение.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Подведём итог, какие силы обуславливают движение нефти в пустотной среде горных пород. Прежде всего это сила всплытия – разность плотностей нефти и пластовой воды. Второе – гидродинамическая разгрузка эманаций глубинных процессов, третье – конвективный теплоперенос. Все три силы направлены вертикально вверх. Основная сила, препятствующая движению нефти в скопления в пустотном пространстве горных пород, – это сила межмолекулярного взаимодействия двух фаз, энергетическое взаимодей-

ствие нефти и поверхности пустот породы. Она препятствует движению нефти и в латеральном, и в вертикальном направлениях.

Таким образом, если латеральная миграция нефти как таковая в целом не происходит, невозможно на никакие значительные для влияния на процесс образования скоплений УВ расстояния, значит, в принципе невозможно формирование ее скоплений из продуктов переработки РОВ. Следовательно, поступление нефти в ловушки происходит не из «погруженных нефтесборных», нефтегенерирующих зон, а по зонам тектонического разуплотнения пород, по разломам в земной коре из глубинных источников или же из разрушающихся более погруженных скоплений.

И отсюда возникает следующий вопрос: зачем создавать такие сложные (и ложные) конструкции для объяснения гипотезы, которая опровергается целым рядом фактов, приведенных выше? Инъекции глубинных флюидов как в осадочный чехол, так и в разуплотненные зоны кристаллического фундамента (КФ) намного проще и логичнее объясняют процесс формирования залежей УВ, и аргументаций этому процессу предостаточно! И если месторождение нефти в выступе КФ Белый Тигр (Вьетнам) еще пытаются представить таким образом, что здесь нефть все-таки из осадочного чехла мигрировала, так как есть примыкание осадочного чехла к породам КФ (хотя для уже подсчитанных запасов и оцененных ресурсов – это же сколько чехлов понадобилось бы!) – то и весь Ближний Восток, и Атабаска, и Венесуэла являются свидетелями невозможности формирования там огромных запасов нефти из ОВ пород! И не получается объяснить все это дальними очагами генерации [28; 30].

Приведенные выше рассуждения, аргументации и объяснения показывают, открывают важность детального изучения вопроса миграции нефти не только для объяснения образования скоплений, но и для подтверждения ее глубинного происхождения.

В данной короткой статье автор вряд ли смог раскрыть все стороны весьма сложной и многогранной проблемы миграции нефти, но такая цель здесь и не ставилась: в принципе вертикальная, или восходящая миграция углеводородов в земной коре не вызывает в настоящее время возражения практически у всех исследователей (исключение – И.И. Нестеров, выдвинувший свою гипотезу образования скоплений нефти *in situ* [25; 26], но, скорее всего, он имел ввиду только первичную восходящую миграцию из НМП в коллектор), а вот вопрос

латерального движения нефти в пластах детально не исследовался. В работе акцент сделан автором на весьма важной стороне миграции – влияние поверхностных сил на границах раздела фаз. Это основная причина высоких значений неизвлекаемой, остаточной нефти после завершения разработки скопления, это основная причина невозможности дальней и вообще сколько-нибудь значимой латеральной миграции нефти. Это также обоснование восходящего движения нефти в недрах, отсюда и подтверждение глубинного ее происхождения. И в то же время это направление поиска оптимальных способов разработки залежей путем «отмыва» остаточной нефти, в основном сорбированной на поверхности пустотного пространства пород-коллекторов.

Решение вопроса миграции УВ в пустотной среде должно положить конец спорам между сторонниками различных точек зрения на генезис нефти. Даже если бы нефть и генерировалась из

РОВ, то чисто физически не смогла бы аккумулироваться в ловушки. Даже если и возможно хоть какое-то движение по латерали, то оно ничтожно малое относительно вертикальных перемещений: результирующая действия всех сил направлена в целом субвертикально, и вертикальная составляющая на порядки больше горизонтальных. Даже приняв чисто гипотетически возможность движения микронези, нефти по латерали по пласту, необходимо было бы констатировать, что действие поверхностных сил, энергетическое взаимодействие флюида и поверхности породы-коллектора так велико, что ничтожно малые количества «генерируемой» рассеянным органическим веществом пород нефти по отношению к объему породы и ее удельной поверхности просто «размажутся» по этой поверхности, так и не дойдя до места сбора в приподнятых участках структур с «очагов генерации» в удаленных погруженных участках.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Аномально** высокие пластовые давления в природных геофлюидодинамических системах / Г. В. Чилингар [и др.] // Геология нефти и газа. – 1997. – № 5. – С. 19–27.
2. **Арье, А. Г.** Особенности движения подземных вод нефтегазоносных бассейнов в свете геофлюидодинамики медленных потоков / А. Г. Арье // Геология нефти и газа. – 1995. – № 11. – С. 33–39.
3. **Арье, А. Г.** Роль межфазовых взаимодействий в процессе вторичной миграции нефти и газа / А. Г. Арье // Геология нефти и газа. – 1996. – № 2. – С. 9–16.
4. **Баталин, О. Ю.** Основные закономерности трансформации восходящего углеводородного потока / О. Ю. Баталин, Н. Г. Вафина // Актуальные проблемы нефти и газа. – 2018. – Вып. 4 (23). – С. 1–9.
5. **Большаков, Ю. Я.** Капиллярно-экранированные залежи нефти и газа / Ю. Я. Большаков. – Новосибирск : Наука, Сиб. отд., 1989. – 128 с.
6. **Ван Тайл, Ф. М.** Миграция и аккумуляция нефти и природного газа / Ф. М. Ван Тайл, Б. Г. Паркер. – Москва : Иностранная литература, 1948. – 176 с.
7. **Гидротермальный** механизм образования углеводородов в срединно-океанических хребтах (на примере Баренцева и Норвежского морей) / Дмитриевский А. Н. [и др.] // Геология нефти и газа. – 1997. – № 8. – С. 4–16.
8. **Главная** фаза образования нефти / Н. Б. Вассоевич [и др.] // Вестн. МГУ. – 1969. – № 6. – С. 3–27.
9. **Доценко, В. В.** Вторичная миграция нефти и газа : учебное пособие для вузов / В. В. Доценко. – Ростов-на-Дону : Изд-во Южного федерального университета, 2010. – 48 с.
10. **Доценко, В. В.** Эмиграция нефти и газа : учебное пособие для вузов / В. В. Доценко. – Ростов-на-Дону : Изд-во Южного федерального университета, 2010. – 47 с.
11. **Захария, И. Р.** Газоносность недр Беларуси / И. Р. Захария // Поиски и освоение нефтяных ресурсов Республики Беларусь : сб. науч. трудов БелНИПИнефть. – Минск : Экоперспектива, 2017. – Вып. 9. – С. 15–20.
12. **Захария, И. Р.** Математическая модель зависимости коэффициента вытеснения нефти водой от нефтенасыщенности породы и вязкости нефти / И. Р. Захария, В. Н. Кузьмин // Респ. межвед. науч.-техн. сборник. – Львов : Вища школа, 1990. – Вып. 27. – С. 71–74.
13. **Захария, И. Р.** Поверхностные явления на границе раздела фаз и нефтеотдача / И. Р. Захария, А. А. Цагельник // Поиски и освоение нефтяных ресурсов Республики Беларусь : сб. науч. трудов БелНИПИнефть. – Минск : Экоперспектива, 2017. – Вып. 9. – С. 50–58.

14. **Захария, И. Р.** Условия массопереноса в пустотном пространстве горных пород и физические границы коллектора / И. Р. Захария // Эффективные пути поисков, разведки и разработки залежей нефти Беларуси. – Гомель : РУП «ПО «Белоруснефть», 2007. – С. 231–239.
15. **Захарченко, В. И.** Коллоидная химия / В. И. Захарченко. – Москва : Высшая школа, 1974. – 216 с.
16. **Иванов, К. С.** О возможной максимальной глубине нахождения месторождений нефти / К. С. Иванов // Известия УГГУ. – 2018. – Вып. 4 (52). – С. 41–49.
17. **Квеско, Б. Б.** Подземная гидромеханика / Б. Б. Квеско. – Томск : Изд-во ТПУ, 2010. – 181 с.
18. **Котяхов, Ф. И.** Физика нефтяных и газовых коллекторов / Ф. И. Котяхов. – Москва : Недра, 1977. – 287 с.
19. **Кудельский, А. В.** Образование и миграция нефти / А. В. Кудельский, К. И. Лукашев. – Минск : Высшая школа, 1974. – 134 с.
20. **Кудельский, А. В.** Очерки по истории воды, нефте- и солеобразованию / А. В. Кудельский. – Минск : Белорусская наука, 2020. – 210 с.
21. **Кусов, Б. Р.** Генезис некоторых углеродсодержащих полезных ископаемых (от метана до алмаза) : монография / Б. Р. Кусов. – Владикавказ : ИПО СОИГСИ, 2010. – 164 с.
22. **Линецкий, В. Ф.** Миграция нефти и формирование ее залежей / В. Ф. Линецкий. – Киев : Наукова думка, 1965. – 199 с.
23. **Модельные** представления о структуре главной фазы нефтеобразования / Е. И. Тараненко [и др.] // Моделирование нефтегазообразования. – Москва : Наука, 1992. – С. 41–45.
24. **Нестеров, И. И.** Генезис и формирование залежей углеводородного сырья / И. И. Нестеров // Геол. нефти и газа. – 2004. – № 2. – С. 38–47.
25. **Нестеров, И. И.** Фундаментальные основы формирования залежей нефти и природных газов, их поисков, разведки и разработки / И. И. Нестеров // Геология и геофизика. – 2009. – Т. 50, № 4. – С. 425–433.
26. **Оценка** потенциальных ресурсов углеводородов на основе моделирования процессов их генерации и аккумуляции / С. Г. Неручев [и др.]. – Санкт-Петербург : Недра, 2006. – 364 с.
27. **Роль** миграции углеводородов в формировании крупных месторождений нефти и газа и основных закономерностей нефтегазоносности бассейнов / И. В. Орешкин [и др.] // Недра Поволжья и Прикаспия. – 2010. – № 62. – С. 3–19.
28. **Словарь** по геологии нефти и газа. – Ленинград : Недра, 1988. – 679 с.
29. **Физика** пласта, добыча и подземное хранение газа / О. М. Ермилов [и др.]. – Москва : Наука, 1996. – 541 с.
30. **Формирование**, переформирование и деградация нефтяных залежей Среднего Каспия / Н. В. Дорофеев [и др.] // Геол., геофизика и разраб. нефт. и газ. м-й. – 2014. – № 12. – С. 4–10.
31. **Хромовских, А. Ю.** Основной механизм и факторы формирования верхнеюрских залежей углеводородов Каймысовского свода (Томская область) : дис. ... канд. г.-м. наук / Хромовских А. Ю. – Томск, 2014. – 125 с.
32. **Чекалюк, Э. Б.** Водонефтяные растворы / Э. Б. Чекалюк, Ю. И. Филяс. – Киев : Наукова думка, 1977. – 128 с.
33. **Шарапов, И. П.** Метагеология: некоторые проблемы / И. П. Шарапов. – Москва : Наука, 1989. – 208 с.
34. **Improving oil recovery: a number 1 national priority** // Canadian Petroleum. – 1976. – Aug. – P. 16–19.

Статья поступила в редакцию 27.09.2022

Рецензент Я.Г. Грибик

МИГРАЦИЯ НАФТЫ В ПУСТОТНОЙ ПРАСТОРЕ ГОРНЫХ ПОРОД: ЛАТЕРАЛЬНАЯ ЦИ УЗЫХОДНАЯ

И.Р. Захария

Дзяржаўнае прадпрыемства «НВЦ па геалогіі»
Філіял «Інстытут геалогіі»
вул. Купрэвіча, 7, 220084, Мінск, Беларусь
E-mail: ramzes0409@gmail.com

У фарміраванні прыродных пакладаў нафты вельмі важную, вызначальную ролю адыгрывае міграцыя нафтовых вуглеводарадаў у зямной кары. Працэс міграцыі ў нетрах пазнаны недастаткова для адназначных высноў аб яе ролі ў фарміраванні пакладаў нафты. Абгрунтавана, што на працэс масапераносу флюідаў у пустотнай прасторы рэальных горных парод асабліва моцны ўплыў аказваюць прыкметы, якія вызначаюць узаемадзеянне фаз і саміх флюідаў: гэта энергетычныя ўласцівасці фаз і дысперснасць пароды. Дэталёва разгледжаны працэс сорбцыі нафты, газу і вады на паверхні пустотнай прасторы пароды. Паказана перавага змочвальнасці і зваротнасці працэсу фізічнай адсорбцыі. Зроблены высновы аб тым, што асноўная сіла, якая перашкаджае руху нафты ў пустотнай прасторы горных парод – гэта сіла міжмалекулярнага ўзаемадзеяння дзвюх фаз, і аб немагчымасці латэральнай міграцыі нафты на якія-небудзь значныя адлегласці.

OIL MIGRATION IN THE PORE SPACE OF ROCKS: LATERAL VS ASCENDING

I. Zakharia

State Enterprise "RPC for geology"
Branch "Institute of Geology"
7 Kuprevich St, 220084, Minsk, Belarus
E-mail: ramzes0409@gmail.com

The migration of petroleum hydrocarbons in the Earth's crust plays a significant, determining role in the formation of natural oil deposits. The knowledge of the migration process in the depths is insufficient for unambiguous conclusions about its role in the formation of clusters. It is substantiated that the process of mass transfer of fluids in the pore space of real rocks is particularly strongly influenced by the signs that determine the interaction of phases and fluids themselves: these are the energy properties of the phases and the dispersity of the rock. The process of the sorption of oil, gases and water on the surface of rock voids has been considered in detail. The advantage of wettability and reversibility of the physical adsorption process has been shown. It has been concluded that the main force preventing the movement of oil in the void space of rocks is the force of intermolecular interaction of two phases, and the impossibility of lateral migration of oil over any significant distances.