

УДК 622.276:681.5

**ВЛИЯНИЕ МАКРОМИРА НА ПРОЦЕССЫ
В НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ**

**INFLUENCE ON PROCESSES MACROCOSM
IN THE OIL AND GAS FIELDS**

Петров Н.А.

**Башкирское региональное отделение Российской академии
естественных наук, г. Уфа, Российская Федерация**

N.A. Petrov

**Bashkir regional branch of the Russian Academy of Natural Sciences,
Ufa, Russian Federation**

e-mail: napetroff@mail.ru

Аннотация. Приведён краткий обзор на тему миграции углеводородов в недрах, различных факторов, влияющих на процессы заводнения пластов и конусообразования в околосважинных зонах, переходных зон (ПЗ) из водонефтяных зон (ВНЗ) и водонефтяных контактов (ВНК), ореолов вторжения и рассеяния. Показано, что существенным фактором, ранее не учитываемым при описании всех перечисленных процессов, является влияние приливных горбов, формирующихся в результате действия гравитационных полей Луны и Солнца, а также неравномерности вращения Земли. То есть в целом не рассматривалось влияние макросистем на локальные процессы в нефтегазовых месторождениях и скважинах.

Наиболее важными факторами, обуславливающими внутрирезервуарную и внерезервуарную миграцию углеводородов при формировании их скоплений, считаются уплотнение пород, гидростатический фактор, гравитационные силы (плаучесть нефти и газа)

и в высокоамплитудных ловушках избыточное давление. Другие факторы сопровождают и осложняют основные формы перемещения углеводородов.

Во всех условиях капиллярные процессы сопровождаются встречным движением воды к нефти (противотоком) – вода внедряется по мелким поровым каналам в нефтенасыщенные зоны, а нефть – по крупным каналам в заводнённые зоны.

Обобщая ряд литературных источников, учёные называют следующие основные причины поступления в скважины подошвенной воды: приближение контурных вод по мере отбора нефти из пласта; образование конуса подошвенной воды; образование каналов в заколонном пространстве скважин.

За уровень ВНК может быть принята некоторая усреднённая величина, ВНК представляет собой наклонную и искривлённую поверхность. Сама водонефтяная ПЗ имеет некоторую протяжённость по толщине пласта, которая зависит от свойств пластовых флюидов и коллектора. Нефть в ПЗ окислена, является более тяжёлой и вязкой. Коллектор ПЗ обладает худшими фильтрационно-ёмкостными свойствами из-за его битумизации.

Стабильность водонефтяных зон на протяжении длительного геологического времени и всё большее ухудшение проницаемости коллекторов возможно, если происходит периодическое возмущающее внешнее воздействие на переходную зону вследствие чего нефть и вода постоянно смешиваются в результате инициирования основных и сопутствующих факторов. Этим возмущающим воздействием являются приливные горбы, порождаемые притяжением Луны и Солнца, а также меняющиеся инерционные моменты из-за неравномерности вращения Земли. Естественно эти факторы влияют и на процессы конусообразования и развитие ореолов вторжения газа в купольной части крыши.

Abstract. Is a brief overview on the topic of migration of hydrocarbons in the subsoil, the various factors influencing the process of flood recovery and

coning in holes zones, transition zones of water zones and the oil-water contact, invasion and scattering halos. It is shown that the essential factor, not previously accounted for in the description of all these processes is the influence of the tidal humps formed by the action of the gravitational field of the Moon and the Sun, as well as irregular rotation of the Earth. That is generally not considered the impact on the local macro processes in oil and gas fields and wells.

The most important factors in the rezervuar and migration of hydrocarbons in the formation of clusters of galaxies are considered the seal rocks, hydrostatic factor, gravitational forces (buoyancy of oil and gas) and of high-traps overpressure. Other factors accompany and complicate the basic forms of movement of hydrocarbons.

In all conditions, the capillary processes are accompanied by a counter movement of water to oil (counter) - water is introduced by small pore channels in oil-saturated zone and oil - on major channels in zone.

Summarizing a number of literary sources, scientists call the following main reasons for admission to the well bottom water: approximation of contour treatment as the selection of oil from the reservoir; bottom water coning; the channeling of the well annulus.

For OWC level can be taken by some averaged value KAP is an inclined and a curved surface. PP water-oil itself has a certain length in the thickness of the formation that depends on the properties of reservoir fluids and reservoir. Oil oxidized PP is more heavy and viscous. Collector PP has inferior filtration-capacitive properties due to its bituminisation.

The stability of the water zones for a long geological time, and an increasing deterioration of the reservoir permeability is possible if there is a periodic disturbing external influence on the transition zone whereby the oil and water is mixed as a result of the initiation of the main and related factors. This disturbance tidal humps are generated by the attraction of the moon and sun, as well as the changing moment of inertia due to the irregular rotation of the Earth.

Naturally, these factors influence the development of processes and coning invasion halos of gas in the dome of the tires.

Ключевые слова: миграция углеводородов, обводнение скважин, конусообразование, переходная зона, водонефтяная зона, водонефтяной контакт, ореол вторжения, тектонические движения, капиллярные противотоки, гравитационное воздействие, приливные горбы.

Key words: migration of hydrocarbons, watering holes, coning, the transition zone, water-oil zone, oil-water contact, halo invasion, tectonic movement, the capillary counter-gravitational influence, tidal humps.

Вопросы формирования залежей нефти и газа, в частности переходных зон (ПЗ), а также обводнения продукции скважин при их эксплуатации относятся к сфере фундаментальных. В зависимости от степени полноты изученности процессов зависит эффективность разрабатываемых технологических воздействий для устранения проблем и повышения эффективности технологических мероприятий. Поэтому вначале проанализируем состояние вопросов, касающихся формирования водонефтяных зон (ВНЗ), водонефтяных контактов (ВНК), заводнения залежей и образования конусов обводнения, естественного деформирования горных пород.

Факторы миграции углеводородов [1]

Нефть и газ мигрируют (перемещаются) в земной коре по разломам, макро- и микротрещинам. Ввиду закономерности изменения плотности нефти по разрезу в результате вертикальной миграции происходит естественная сепарация (фракционирование) нефти.

Скопления нефти и газа формируются из-за внутрирезервуарной миграции по проницаемым породам-коллекторам, так и внерезервуарной,

происходящей перпендикулярно к напластованию отложений по разрывным нарушениям или слабопроницаемым породам.

Под первичной миграцией подразумевается перемещение углеводородов из нефтегазоматеринских пелитовых (более уплотнённых) толщ в породы-коллекторы (менее уплотнённые). Вторичная миграция – это межформационное перемещение углеводородов по породам-коллекторам, разрывным нарушениям, трещинам, поверхностям стратиграфического несогласия, слабопроницаемым покрышкам и т.д.

Наиболее реальный и признанный механизм миграции углеводородов следующий:

- отжатие нефти и газа в растворённом состоянии в составе подземных седиментационных вод;
- растворение нефти в газах и миграция однофазной ретроградной смеси углеводородов;
- миграция нефти и газа в свободном состоянии (струйная миграция).

Решающее значение для миграции углеводородов имеет уплотнение пород. С повышением температуры и давления, а также при наличии в воде солей органических кислот, растворимость (мицеллярная, коллоидная и пр.) нефти в воде значительно возрастает. Первичной миграции также способствует увеличение давления газов в нефтегазоматеринских толщах.

К факторам, обуславливающим вторичную миграцию, кроме уплотнения пород относятся силы всплытия нефти и газа (гравитационные силы), гидравлические, диффузные и др.

Сила всплытия (F_c) нефти и газа пропорциональна углу наклона пласта (φ) и разнице плотностей углеводородов (ρ_y) и воды (ρ_v):

$$F_c = (\rho_v - \rho_y) \cdot \sin \varphi$$

В силу плавучести миграция нефти и газа возможна даже при незначительных (1°) углах наклона слоёв. Гравитационные силы неспособны преодолеть тормозящие капиллярные силы при малых

размерах пор (менее 1 мм). Однако величина капиллярного давления резко уменьшается при высоких температурах и в присутствии поверхностно-активных веществ. Поэтому тормозящее влияние капиллярных сил на всплывание углеводородов в этом случае ослабляется. Активная гидродинамическая обстановка, которая возникает при движении подземных вод значительно облегчает всплывание нефти и газа в водонасыщенной среде и способствует перемещению углеводородов как в растворённом, так и в свободном состоянии.

Согласно закону Дарси скорость одномерного движения жидкости прямо пропорциональна проницаемости пород-коллекторов, через которые происходит фильтрация, и перепаду давления, обуславливающему фильтрацию, и обратно пропорционально вязкости жидкости:

$$Q = k \cdot S \cdot (P_2 - P_1) / \mu \cdot \ell,$$

где Q – расход воды или нефти, проходящий через поперечное сечение, $\text{м}^3/\text{с}$;

k – коэффициент проницаемости породы, м^2 ;

S – площадь фильтрации, м^2 ;

μ – вязкость жидкости, $\text{Па} \cdot \text{с}$;

ℓ – длина пути в направлении движения, м ;

$P_2 - P_1$ – перепад давления ($P = \rho \cdot g \cdot h$), Па ;

ρ – плотность жидкости, $\text{кг}/\text{м}^3$;

g – ускорение свободного падения, $\text{м}/\text{с}^2$;

h – высота столба жидкости, м .

Для фильтрации газов формула Дарси имеет следующий вид:

$$Q = (k \cdot S) / (\mu \cdot \ell) \cdot (P_2^2 - P_1^2) / 2$$

В этом случае Q представляет собой объём газа, измеряемый при среднем давлении.

Определённую роль в локальной миграции углеводородов играют капиллярные силы. Этим объясняется явление вытеснения нефти водой из

мелких пор в крупные. Капиллярное давление понижается с увеличением диаметра пор и отсутствует в порах диаметром более 0,5 мм.

Миграция углеводородов может происходить также под влиянием упругих сил (напряжения) расширения флюидов и заключающих их пород. Как известно, жидкости, прежде всего вода, обладают способностью в незначительной степени сжиматься.

Движение водонефтяного контура при эксплуатации залежей нефти и газа, например приуроченных к ловушкам литологического типа (изолированным песчаным линзам внутри глинистых отложений), доказывает возможность миграции нефти и газа под влиянием упругих сил расширения воды.

Вода сжимается значительно меньше, чем нефть, и поэтому она оказывает давление на нефть, а также способствует растворению в ней газа и понижению её вязкости и плотности. Это в свою очередь увеличивает подвижность нефти и облегчает дифференциацию флюидов под влиянием гравитационного фактора.

Как известно, расширение воды при разработке месторождений и падении пластового давления в природном резервуаре обуславливает упруго-водонапорный режим.

Под диффузией, которая может быть причиной миграции углеводородов, подразумевается взаимное проникновение молекул одного вещества в другое вследствие разности концентрации и стремления выравнять их. Диффузия происходит по закону Фика. Наличие диффузного потока в скоплениях нефти и газа скорее приводит к разрушению залежей и рассеиванию углеводородов. Однако в некоторых благоприятных условиях (при наличии надёжных соленосных и монтмориллонитовых глинистых покрышек) не исключена возможность, что углеводороды, диффундирующие из одних толщ, могут собираться в других, образуя небольшие скопления. Этому способствует также

понижение температуры снизу вверх по разрезу, что ведёт к уменьшению коэффициента диффузии углеводородов.

Миграция углеводородов допускается и вследствие изменения объёма пор породы. Уменьшение объёма пор происходит при вторичной цементации пород, перекристаллизации минералов, деятельности бактерий, выпадения вторичных осадков вследствие окисления углеводородов и пр. А процессы растворения и выщелачивания горячими подземными водами, наоборот, ведут к увеличению объёма пор.

Так перераспределению залежей нефти препятствуют геохимические процессы, протекающие на контакте «нефть-вода». В зоне водонефтяного контакта в результате окисления углеводородов и восстановления сульфатов вод выпадают вторичные карбонаты, а также окисленные нефтяные продукты (битум, асфальт), приводящие к образованию вокруг залежи практически непроницаемой оболочки, которая, по-видимому, и препятствует перемещению залежей нефти к современному своду структур. Об этом свидетельствуют данные разработки ряда местоскоплений Волго-Уральской провинции, где наблюдается резкое ухудшение коллекторских свойств пород в зоне водонефтяного контакта, создающее трудности при закачке воды в пласт при законтурном заводнении для поддержания пластового давления.

Миграция углеводородов может быть обусловлена также разными коэффициентами расширения пород и заключённых в них флюидов при повышении температуры в результате погружения.

Вертикальная внерезервуарная миграция углеводородов может происходить также через слабопроницаемые покрышки путём прорыва газа или нефти под влиянием избыточного давления, возникающего вследствие различия плотностей флюидов. Особенно это характерно для зон развития высокоамплитудных ловушек, содержащих скопления газа или лёгкой нефти, где возникают избыточные давления из-за значительной высоты залежей в силу различия плотностей нефти, газа и воды.

Выделить значение каждого из рассмотренных выше факторов при миграции нефти и газа в земной коре очень трудно. В природных условиях миграция углеводородов обусловлена всем комплексом факторов, которые действуют одновременно или последовательно в зависимости от конкретных горно-геологических, геохимических и термобарических условий, существовавших и существующих в нефтегазоносных провинциях.

В зависимости от физического состояния нефти и конкретных геологических и термобарических условий масштабы как латеральной (боковой), так и вертикальной (межформационной) миграции могут быть различными.

В направлении миграции, как правило, наблюдается уменьшение плотности нефти, обогащение её лёгкими фракциями и снижение содержания смолисто-асфальтеновых компонентов, которые сорбируются породами на путях миграции.

Сравнительно недавно некоторые исследователи исключали возможность вертикальной миграции нефти на значительные расстояния на том основании, что в разрезах нефтяных местоскоплений отсутствуют следы промигрировавшей нефти. Хотя, если нефть мигрирует в растворённом состоянии в газах и водах, таких следов может и не быть. В сжатых газах растворяются не только лёгкие компоненты нефти, но и высокомолекулярные углеводороды и даже смолистые вещества.

Локальная миграция – это перемещение углеводородов на небольшие расстояния в пределах одной структуры или группы близко расположенных структур, приводящее к появлению локальных скоплений нефти и газа.

Процессы формирования и разрушения скоплений нефти и газа протекают одновременно в пределах даже одного и того же местоскопления в различных его частях (тектонических блоках).

Тектонические движения, способствующие миграции и аккумуляции углеводородов, при усилении могут в дальнейшем привести к эрозии нефтегазосодержащих комплексов, а следовательно, к частичному или полному разрушению залежей нефти и газа. Диффузионные процессы с момента возникновения скоплений углеводородов действуют в направлении их рассеивания, в особенности газа.

Наиболее часто разрушению и переформированию залежей углеводородов способствуют раскрытие ловушек, эрозионные, геохимические (биохимические) и гидродинамические (гидрогеологические) процессы, дегазация нефти, а также глубинный метаморфизм пород-коллекторов и содержащейся в них нефти на больших глубинах.

Вследствие дифференцированных подвижек блоков фундамента на отдельных этапах развития некоторые локальные структуры раскрывались. Следует отметить также разрушающее действие процесса метаморфизма пород-коллекторов на заключённые в них углеводороды. При нагружении толщи осадков на большие глубины (т.е. в зону высоких температур и давлений) происходит уплотнение пород, в том числе и пород-коллекторов, деструкция нефти и переход их в газ (метан и др.) и твёрдые вещества (антраксолиты).

Геохимические процессы, протекающие в зоне водонефтяного или газоводяного контакта, приводят к окислению и разрушению углеводородов и восстановлению растворённых в подземных водах сульфатов при участии сульфатредуцирующих бактерий. Сероводород, получающийся при окислении углеводородов, образует над разрушенными залежами нефти и газа скопления свободной серы.

Влияние различных факторов на процесс заводнения [2]

Макронеоднородность пластов выражается в виде изменения по объёму залежи пористости, проницаемости, нефтенасыщенности и

полноты вытеснения нефти водой. Микронеоднородность пористой среды выражается в виде изменения размеров и смачиваемости поверхности пор (поровых каналов).

Принцип движения жидкости по линиям наименьшего фильтрационного сопротивления (принцип экономии расхода энергии) неизбежно обуславливает избирательную фильтрацию жидкости в микронеоднородной пористой среде.

Подтверждением избирательной фильтрации жидкости в реальных условиях разработки нефтяных залежей может служить явление раннего появления небольшого количества воды в эксплуатационных скважинах задолго до прорыва основного фронта обводнения.

Электрические методы и методы ядерной геофизики (ЭК, БЭЗ, ГК, НГК, НА, ИННК и др.) используются для контроля за процессом заводнения пластов и продвижения водонефтяного контакта, определения степени насыщенности пласта углеводородной жидкостью.

Обычно при рассмотрении динамики обводнения эксплуатационных скважин на темп обводнения учитывается влияние лишь физико-геологических факторов: соотношение вязкостей нефти и воды; неоднородность пласта и постоянных технологических факторов (плотность сетки скважин, удалённость от контура питания и др.) Однако на обводнение продукции сильно влияют и внешние факторы: различные воздействия на призабойную зону и режим работы данной и соседних скважин.

Механизм процессов, происходящих в призабойных зонах обводнённых скважин при внешнем воздействии всех видов (длительные простои, глушение водой, цементные закачки) в основном одинаков. При этом язык воды продвигается за скважину, конус воды из обводнённых слоёв поднимается в нефтенасыщенные, образуется водная блокада в призабойных зонах, в результате фазовая проницаемость их для нефти снижается и повышается для воды.

При нарушении установившегося движения жидкости, т.е. при создании в какой-либо точке пласта импульса давления (пуск или остановка скважины, увеличение или уменьшение отбора жидкости, закачки воды и т.п.), происходит перераспределение давления и перемещение границ зон дренирования в разных слоях (зонах) с различной скоростью ввиду отличия их пьезопроводностей.

Для наблюдения за особенностями обводнения продукции скважин используется зависимость нарастающего водонефтяного фактора от относительной накопленной добычи нефти за водный период. Колебания обводнённости продукции скважин вследствие возникновения в пласте попеременных импульсов давления, очевидно, полностью необратимы.

К естественным факторам, которые влияют на результаты заводнения залежей относятся:

- неоднородность пластов (макронеоднородность) и пористой среды (микронеоднородность);
- трещиноватость пластов;
- соотношение вязкостей нефти и воды;
- начальное состояние водонефтяного контакта залежи и насыщенности пласта;
- капиллярная характеристика пористой среды, обусловленная микронеоднородностью, и смачивающие свойства жидкостей.

В практике разработки нефтяных месторождений приходится встречаться с залежами, имеющими начальное состояние водонефтяного контакта от вертикального (при разрезании залежей на блоки) до горизонтального. Вследствие малого наклона пластов при горизонтальной границе раздела нефти и воды водонефтяные зоны залежей достигают 60-80% от общей площади залежей. Первоначальные запасы нефти, сосредоточенные в водонефтяных зонах, достигают 50-60% и более от начальных запасов залежей.

Промысловые исследования перемещения обширных водонефтяных контактов показывают, что на тех месторождениях, где вязкость нефти больше вязкости воды продвижение внешнего контура нефтеносности сильно отстаёт по сравнению с продвижением внутреннего контура и в некоторых зонах наблюдается даже полная неподвижность водонефтяного контакта.

Другой причиной, способствующей обычно слабой подвижности внешней зоны водонефтяного контакта, может быть известное, но мало изученное явление повышения вязкости нефти от кровли пласта или свода залежи к ВНК. При поинтервальном отборе проб установлено, что вязкость нефти у ВНК может быть в 2-3 раза выше, чем в кровле пласта. Этот слой более вязкой нефти на контакте выполняет роль частичного экрана аналогично снижению проницаемости пласта на контакте. Эффект частичного экранирования залежи объясняется тем, что он обусловлен вторичной гидрофобизацией пласта на контакте.

Поверхность начального водонефтяного контакта в процессе разработки месторождения испытывает неодинаковое воздействие. Зона, прилегающая к начальному внутреннему контуру нефтеносности, является зоной активного подъёма контакта. Тогда как зона, прилегающая к внешнему контуру нефтеносности, является зоной пассивного подъёма контакта.

Считается, что до начала разработки нефтяных залежей на границе раздела фаз поверхностно-молекулярные силы уравновешаны силами тяжести. А при разработке залежей равновесие сил нарушается и движение жидкости в пористой среде за счёт созданного перепада давления происходит при непрерывном проявлении внутренних сил, которые стремятся вновь придать многофазной системе равновесное состояние.

В поровых каналах на границе раздела фаз (нефти и воды) на мениске развивается капиллярное давление, которое по величине может достигать 0,003-0,03 МПа. Разность давлений в фазах представляет собой

капиллярное давление на мениске (P_k), направленное в сторону фазы, менее смачивающей поверхность каналов:

$$P_k = P_v - P_n = 2 \cdot \sigma \cdot \cos \theta / r,$$

где P_v – внутреннее давление в более смачивающей фазе (воде), Па;

P_n – внутреннее давление в менее смачивающей фазе (нефти), Па;

σ – поверхностное натяжение, Н/м;

θ – угол избирательного смачивания, градус;

r – эффективный радиус канала, м.

Явление внедрения фильтрата раствора в пласт и приток нефти из него в скважину, где давление гидростатического столба раствора выше, чем в пласте объясняется одновременным встречным движением в пористой среде воды и нефти.

Существует мнение, что пласты, занимаемые современными залежами нефти, первоначально были полностью водонасыщенными и гидрофильными. Следовательно, в период формирования нефтяных залежей происходило вытеснение воды нефтью, т.е. вытеснение более смачивающей поверхность пор жидкости менее смачивающей.

Более высокая эффективность вытеснения из гидрофильных неоднороднослоистых пластов воды нефтью (до 70-94%) и меньшая эффективность вытеснения нефти водой (до 60-80%) объясняется так. По-видимому, только в условиях нейтрализации или многократного нарушения равновесия капиллярных сил могло происходить заполнение объёма залежей в полном соответствии с проявлением сил тяжести. Нейтрализация или нарушение равновесия поверхностно-молекулярных сил в процессе формирования нефтяных залежей могли обуславливаться различного рода колебаниями пласта и изменениями структуры пористой среды – тектоническими и колебательными процессами в земной коре, динамическим метаморфизмом пластов, пластической необратимой деформацией пористой среды и др.

За счёт перепада капиллярных давлений возможен капиллярный противоток нефти и воды, т.е. менисковое внедрение воды в нефтенасыщенную зону по мелким каналам с вытеснением нефти по наиболее крупным каналам в заводнённые слои. Причём в один крупный поровый канал нефть может вытесняться из нескольких каналов меньшего сечения одновременно или поочерёдно в соответствии с балансом расхода нефти и воды и замедлением движения менисков в расширениях каналов. Глубина проникновения или высота подъёма менисков в каналах меньшего диаметра будет определяться «равновесными высотами».

Установлено, что самопроизвольное перемещение границ раздела жидкостей продолжается до тех пор, пока приращение потенциальной энергии по высоте (длине) канала не становится равным нулю, т.е. до отметки, на которой достигается равенство капиллярного давления гравитационному перепаду его. Эти отметки в каналах и называются «равновесными высотами».

Установлено, что с повышением гидрофильности пород уменьшается остаточная нефтенасыщенность, т.е. увеличивается полнота вытеснения нефти. Однако смачиваемость поверхности пор переменна. Под действием внешних факторов может происходить усиление или даже инверсия смачиваемости пористой среды, для чего, очевидно, также требуется дополнительная внешняя энергия.

В реальных нефтеносных пластах, обладающих слоистой макронеоднородностью и неоднородностью внутренней структуры пористой среды, происходят капиллярные процессы, направленные на повышение водонасыщенности нефтенасыщенных слоёв и увеличение нефтенасыщенности заводнённых слоёв. Эти процессы сопровождаются встречным движением (противотоками) нефти и воды под действием внутренней энергии пластов. Однако при стационарных условиях в пласте возможности самопроизвольной капиллярной пропитки в послойно заводнённых слоях несколько ограничены. Чтобы капиллярные процессы

при заводнении пластов имели практическое значение, требуются определённые технологические приёмы.

Так, для повышения гидрофильности пластов, усиления капиллярного вытеснения нефти водой из слабопроницаемых слоёв и зон в заводнённые высокопроницаемые, для повышения коэффициента вытеснения и коэффициента охвата заводнением неоднородных пластов необходимо увеличивать скорости движения жидкости и создавать неустановившееся состояние давления в пластах или избыточное давление в водонасыщенных слоях. На практике это осуществляется путём импульсного воздействия на пласты или циклической закачкой воды.

Прямым следствием капиллярной пропитки (противотоков) послойно обводнённых пластов будет «перемешивание» нефти и воды – повышение нефтенасыщенности заводнённых слоёв и водонасыщенности нефтенасыщенных слоёв, т.е. выравнивание насыщенности фаз в объёме залежи. В результате этого в заводнённых слоях появляется подвижная нефть, а в нефтенасыщенных – подвижная вода, что в свою очередь обуславливает изменение соотношения расходов нефти и воды, т.е. обводнённости добываемой продукции.

Скорость капиллярной пропитки протекает медленно и затухает во времени. Вода самопроизвольно проникает из заводнённых слоёв в нефтенасыщенные под действием капиллярных сил на небольшую глубину. Способствует увеличению глубины капиллярной пропитки создание неустановившегося давления в пластах или многократный переменный гидростатический перепад давления между водонасыщенной и нефтенасыщенной зонами, что технологически осуществляется циклической закачкой воды или циклическим отбором жидкости.

Дополнительный коэффициент охвата заводнением пластов вследствие капиллярных процессов может достигать 8-16% и более.

Водонефтяные зоны и водонефтяной контакт [3]

Интегральный профиль водоплавающей залежи нефти обычно дифференцируют на нефтяной пропласток, переходную зону и водонасыщенный пропласток.

При статическом режиме эксплуатации скважины конус обводнения проходит ниже, чем при динамическом режиме.

В призабойной зоне пласта образуются три области фильтрационных потоков. Первая прискважинная область характеризуется нарушением закона фильтрации. Вторая околоскважинная область ограничена границей перехода к плоско-радиальному течению жидкости. В третьей области фильтрация приближается к закону Дарси.

Площадь первоначальных водонефтяных зон достигает от 31 до 80,3% общей площади нефтеносности 49-и крупных нефтяных месторождений платформенного типа. Выработка запасов ВНЗ происходит в 1,5-2,0 раза медленнее по сравнению с чисто нефтенасыщенными участками. Водонефтяной фактор на скважинах с ВНЗ оказывается в 2-3 раза выше, чем в первоначально чисто нефтяных зонах (ЧНЗ). По статистике безводный период эксплуатации для ВНЗ составляет 6-8% срока службы скважины, а по ЧНЗ – более 50%.

При наличии контакта между нефтеносной и водоносной зонами пласта (в условиях незначительного влияния переходной зоны) быстрое обводнение продукции скважин неизбежно из-за процесса конусообразования. Методы борьбы с конусообразованиями связаны с определением оптимальных депрессий на пласт и интервалов перфорации.

В результате многочисленных исследований установлено, что водонефтяной контакт не является ярко выраженной поверхностью. В результате воздействие ряда факторов – капиллярных и гравитационных сил, химических реакций, структурных и термодинамических изменений пластовых флюидов в области их контакта, в нефтеносных пластах, подстилаемых подошвенной водой, формируется зона постепенного

перехода от нефти к воде (переходная зона). В зависимости от свойств коллекторов и пластовых флюидов толщина переходной зоны может изменяться от сантиметров до нескольких метров. Образование ПЗ «нефть-вода» является результатом длительного перераспределения нефти и воды в ловушке.

Так как водонефтяной контакт не представляет собой единой чётко выраженной поверхности раздела нефти и пластовой воды, то определение отметки ВНК однозначным образом затруднителен. Некоторые учёные за ВНК предлагают принимать отметку, где фазовая проницаемость для нефти равна нулю, что соответствует нижнему краю переходной зоны.

Искривление поверхности ВНК является следствием действия гидродинамических капиллярных и гравитационных сил. При динамическом режиме, характеризующимся неуравновешенностью различно направленных сил, происходит движение флюидов под влиянием разности потенциальных энергий. Следствием этого является образование негоризонтальных контактов между углеводородами и водой.

Существует корреляционная связь между толщиной ПЗ и толщиной нефтенасыщенной части коллектора в пластах с подошвенной водой. При увеличении толщины нефтенасыщенной части коллектора от 3 до 15 м толщина ПЗ возрастает от 2 до 4,6 м. Дальнейшее увеличение толщины нефтенасыщенной части коллектора практически не влияет на толщину ПЗ. В пластах даже незначительной мощности (с интервалом перфорации менее 9 м) обнаружено наличие переходных зон. Вместе с тем сама граница нефтеводораздела размазана.

С приближением к ВНК плотность и вязкость нефти возрастают, а газосодержание уменьшается. В условиях, например, Ромашкинского месторождения при увеличении расстояния от ВНК до 30-40 м плотность нефти уменьшается на 1,7%, вязкость – на 28%, а газосодержание увеличивается на 16%. С приближением ВНК нефть становится более окисленной, что связывают с химической активностью подошвенных вод.

Исследование кернов коллектора переходной зоны показало, что для данных коллекторов характерна интенсивная, послойно неоднородная битумизация, выделение вторичных материалов (карбонатов, пирита, каолинита и др.). Определение коллекторских свойств песчаников с твёрдым битумным цементом до и после экстрагирования показало более чем в 2 раза повышение пористости коллектора и более чем в десятки раз повышение проницаемости.

Максимальное значение коэффициента нефтенасыщенности $K_n = 1$, соответствующее полностью гидрофобным коллекторам (в которых плёнка нефти полностью обволакивает твёрдые частицы) встречается очень редко. В многочисленных исследованных скважинах максимальное значение K_n равно 0,9, так как подавляющая часть коллекторов гидрофильна, ввиду того, что твёрдые частицы, образующие коллектор, смачиваются водой.

При разработке ВНЗ эволюция водонефтяного раздела происходит следующим образом:

- глобальные деформации поверхности ВНК, связанные с темпами отбора нефти, закачки воды, сеткой скважин, а также неоднородностью пласта по коллекторским свойствам;

- локальные деформации границы раздела «нефть-вода», вызванные режимами эксплуатации отдельных добывающих и горизонтальных скважин.

Вопросы, связанные с локальными деформациями ВНК, очень важны в разработке ВНЗ, так как от данных явлений зависит динамика обводнения конкретных скважин. Достоверное определение ВНК важно не только для подсчёта запасов нефти, но и для регулирования процесса разработки месторождения. Широко известна методика определения предельного безводного дебита из приближённой теории конусообразования Маскета-Чарного.

Исследование кинетики формирования конуса подошвенной воды при любых дебитах позволяет решать следующие важные для практики задачи:

- оценка степени анизотропии коллекторских свойств на основе сопоставления расчётного и фактического времени поднятия конуса воды к забоям добывающих скважин;

- определение времён формирования и опускания конуса подошвенной воды для формирования параметров технологии периодической эксплуатации скважин при наличии подошвенной воды.

Сейчас считается, что максимальная нефтеотдача возможна при полном вскрытии пласта (его нефтенасыщенной и водонасыщенной частей) в добывающей и нагнетательной скважинах. В этом случае нефть не оттесняется в водоносную часть пласта и вымывается практически по всей его толщине.

До сегодняшнего дня общепринятой практикой для предотвращения конусообразования воды в добывающих скважинах являлось вскрытие прикровельных интервалов нефтенасыщенного пропластка, при оптимальном варианте удаление нижних дыр перфорации на 2-3 м от начального ВНК.

Анизотропия пласта по проницаемости и соотношению нефте- и водонасыщенных толщин (в начальных условиях) оказывают основное влияние на конусообразование в залежах нефти с подошвенной водой. Однако есть исследования показывающие, что образование значительных конусов подошвенной воды не происходит, а обводнение скважин связано, в основном, с общим подъёмом ВНК.

Применение технологии селективной водоизоляции в добывающих скважинах при разработке пластов контактной ВНЗ или частично заводнённых пластов приводит к инициированию вертикальных перетоков.

Скважины, относящиеся к классическим водонефтяным зонам, в среднем характеризуются значительно более высоким уровнем обводнения. При изоляции заводнённого высокопроницаемого слоя в призабойной зоне добывающей скважины возникает аналог «водяного» конуса, в результате чего часть подвижных запасов нефти остаётся

отсечённой от нефтеизвлечения зоной с ухудшенными фильтрационными характеристиками для движения нефти. При изоляции значительного объёма заводнённого слоя формирование водяного конуса начинается вдали от забоя добывающей скважины и отсечённой от фильтрации остаётся значительно меньшая часть подвижных запасов нефти.

Ореолы вторжения и ореолы рассеяния [4]

В классических схемах нефтегазового месторождения обычно в нижней части расположена вода, выше – нефть, затем идёт газ, а в покрышке указывают зону разуплотнённых глин ореолов вторжения. Последняя зона фиксируется при бурении скважин началом газирования циркулирующего бурового раствора. Также в некоторых случаях газ может поступать в скважину из слабопроницаемых непродуктивных коллекторов, представляющих собой линзы, «карманы» и т.д., которые называют ореолами рассеяния.

Если ореолы рассеяния эволюционно практически сразу формируются в местах скопления ввиду изначальной проницаемости покрышки в отдельных её частях, то ореолы вторжения продолжают постоянно расти в сводовой части покрышки.

Перейдём к анализу и рассуждениям.

Из вышеприведённых кратких обзоров работ [1-4] следует, что при описании процессов миграции пластовых флюидов и других процессов в пластах-коллекторах не учитывался весь спектр значимых факторов, в частности внешнее влияние макромира (например, звезды, спутника, планет). С другой стороны рассматривается как должное наличие на протяжении достаточно длительного времени практически неизменными водонефтяные переходные зоны (в виде ВНЗ и ВНК) в нефтегазовых водоплавающих залежах.

Так результаты многочисленных экспериментов [5] показывают, что одноразовая фильтрация стабилизированных эмульгаторами эмульсий с

очень высокой вязкостью через керн протяжённостью не более 0,5 м приводит к практически полному распаду эмульсионного раствора. А на практике при достаточно длительном геологическом времени естественные водонефтяные эмульсии повышенной вязкости в переходных зонах не разложились и не расслоились полностью. Значит, имеет место некое периодическое или постоянное возмущающее воздействие, которое ранее не учитывалось. Это воздействие приводит к перемешиванию плохо смачивающих систем воды и нефти.

Для того, чтобы обнаружить неучтённые силы логически получается, что необходимо выйти из рассмотрения локальной системы на специфические области микромира или макромира. Так как изменение состояния системы происходит при изменении её энергии, т.е. в результате получения энергии извне или освобождения энергии.

Спутник Земли – Луна и Солнце оказывают гравитационное воздействие на Землю, что на практике проявляется в виде приливных горбов на свободной поверхности морей и океанов. Высота приливов и отливов на побережье морей и океанов достигает нескольких метров (до 13 м и более). Причём приливное воздействие Луны в 2,19 раза превосходит Солнечное. Кроме повышения уровня моря и океана имеет место также и приливы в теле Земли, высота которых достигает несколько десятков сантиметров (до 40 см). В замкнутой механической системе сумма различных видов энергии (кинетической и потенциальной) остаётся постоянной. Из практики известно, что часть механической энергии вследствие трения теряется, превращаясь в тепловую энергию [6].

Следовательно, приливы могут играть достаточно существенную роль в эволюции формирования и расформирования нефтегазовых месторождений.

Попеременное наступление и отступление приливов, порождаемое притяжением Солнца и Луны постоянно действует с определённой

частотой на миграцию жидкостей и напряжённое состояние горных пород-коллекторов в недрах Земли.

Кроме того, имеет место, выявленное многими исследователями непостоянство скорости вращения самой Земли. При наличии бóльшей и меньшей оси вращения Земли вокруг Солнца. Земная орбита непрерывно меняется, колеблется и её размер и степень вытянутости (эксцентриситет). Периодические изменения скорости вращения Земли приводят к изменению момента инерции. Из-за эллиптичности земной орбиты воздействие Солнца изменяется в течение года, а из-за движения Луны по орбите – ещё и в течение месяца. К тому же плоскости лунной и земной орбит не совпадают, хотя и наклонены друг к другу под небольшим углом.

Гравитационные силы Земли, Луны и Солнца оказывают непосредственное воздействие на пластовые флюиды в трещинах и порах коллекторов размером более 0,5-1,0 мм. В таких каналах жидкости (нефть и вода) могут под действием внешних сил создавать горб, а по сторонам от него прогибы. Вполне естественно под влиянием гравитационных полей Солнца и Луны аналогично изменяется и напряжённое состояние горных пород. Периодические струйные перетоки пластовых флюидов и вместе с тем создание и сброс упруго-напряжённого состояния пород-коллекторов инициируют возникновение капиллярных перетоков в порах размером менее 0,5 мм, а также другие процессы (например, диффузию и пр.). В итоге в течение суток в нефтегазовых залежах периодически происходит массообмен жидкостей и газов. Поэтому в водонефтяном контакте окисляются водой всё новые и новые порции нефти, вследствие чего повышается её вязкость, а в газонефтяном контакте (ГНК) происходит аэрация нефти и уменьшение её вязкости. В результате толщина водонефтяной зоны сохраняется или даже увеличивается, а из-за постоянного пополнения всё новых порций отложений на стенках пор асфальтосмолопарафинов в ВНЗ фильтрационно-емкостные свойства коллекторов постепенно ухудшаются.

Естественное циклическое влияние притяжения Луны и Солнца накладываются на технологически формируемый статический режим эксплуатации скважин. То есть в чистом виде статического режима эксплуатации скважин, по сути, не существует. Ранее считавшийся статический режим эксплуатации правильнее называть условно статическим.

Известно, что при технологически создаваемом динамическом режиме эксплуатации скважин конусы обводнения образуются быстрее и выше, чем при статическом режиме. Однако на технологически созданный динамический режим эксплуатации скважин, по сути, также накладывается естественный динамический режим, формируемый гравитационными полями Солнца и Луны. Поэтому в зависимости от того совпадают циклы или частоты всех динамических воздействий в купе, результирующий уровень конуса обводнения будет отличаться. Разумеется, совпадение частот искусственных и естественных импульсов приведёт к усилению динамического режима. То есть приливное влияние в определённых условиях (резонанса и близкого к нему) может стать существенным.

Неравномерность вращения Земли в течение суток, месяца и года также сказывается в той или иной мере на процессы миграции флюидов и обводнения пластов из-за изменения момента инерции. Поскольку все физико-химические процессы носят инерционный характер, то изменение момента инерции является также неким возмущающим воздействием, нарушающим естественное равновесие и затухание всех процессов в залежи.

Кроме того, неравномерность вращения Земли и периодическое упруго-напряжённое состояние в скелете горных пород, естественно созданное гравитационными полями Солнца и Луны, на протяжении длительного геологического времени вызывают деформации (например, усталостные и др.) в глинистой и соляной покрышках нефтегазовых залежей. В купольной части залежи в микротрещины деформации

внедряется находящийся под большим давлением газ, который обладает достаточно высокой степенью проникновения. В результате создаётся так называемый ореол вторжения, постепенно увеличивающийся в размерах.

Таким образом, при описании вышеизложенных локальных процессов ранее не учитывался фактор влияния макросистем, в частности спутника Луны и звезды Солнца, на нефтегазовые скважины, подстилаемые пластовыми водами. В некоторых случаях влияние макросистем не столь существенно, поэтому оно и не вполне очевидно. Но иногда в совокупности с действием многих других факторов может быть значительным, тем более на протяжении длительных геологических периодов времени. Учёт в технологических расчётах циклического воздействия макросистем позволит снизить погрешности и неточности в расчётах. Кроме того, есть возможность воспользоваться внешними силами при проведении циклических технологических операций, чтобы повысить их эффективность.

Выводы

1. Предполагается, что дополнительным естественным фактором, вызывающим первичную и вторичную внутривнедренную и внедренную миграцию углеводородов при формировании их скоплений, является генерирование динамических условий процесса миграции пластовых флюидов, возникающих при образовании приливных горбов в контактных зонах газовых и жидких фаз, обусловленных циклическим и попеременным действием гравитационных полей Солнца и Луны.

2. Предполагается, что дополнительной причиной, вызывающей образование в залежи газа и нефти с подошвенной водой устойчиво-постоянной толщи переходной зоны (водонефтяной зоны и водонефтяного контакта) повышенной вязкости и неустойчивой толщи газонефтяного контакта пониженной вязкости, является периодическое нарушение

устойчивого динамического равновесия физико-химических и геохимических процессов в залежи, в результате чего инициируются локальный массообмен между фазами за счёт молекулярной диффузии, химических и термодинамических изменений, трещинной гравитационной миграции и капиллярных процессов пропитки и противотоков пластовых флюидов в макронеоднородной и микронеоднородной пористой среде пород-коллекторов залежи с формированием при перемешивании и смешении фаз в переходной зоне водонефтяного контакта и водонефтяной зоны эмульсии нефти с водой повышенной вязкости, а в зоне газонефтяного контакта – усиленно аэрированной нефти, что обусловлено циклическим возмущающим действием гравитационных полей Солнца и Луны, которые попеременно вызывают приливные горбы и прогибы в зонах контакта пластовых флюидов преимущественно при изменении упруго-напряженного состояния пластовых флюидов и горных пород-коллекторов.

3. Обосновано предположение о закономерном изменении интенсивности образования конуса обводнения в околоскважинной зоне добывающих нефтегазовых скважинах, состоящее в том, что интенсивность (скорость) конусообразного обводнения дополнительно пропорционально возрастает в соответствии со степенью циклического изменения упруго-динамического взаимодействия пластовых флюидов и горных пород, а также трещинной и капиллярной миграции, обусловленных попеременным действием гравитационных полей Солнца и Луны на Землю.

4. Предполагается, что дополнительными естественными факторами, вызывающими увеличение зоны разуплотнённых деформированных глин ореолов вторжения газа в слабопроницаемую покрышку нефтегазовой залежи, является изменение упруго-напряжённого состояния газа и глинистой породы покрышки, обусловленное тектоническими движениями и колебательными процессами, вызванными неравномерностью вращения

Земли и периодическим приливным влиянием Солнца и Луны, приводящие к трещинообразованию.

5. Научное значение заключается в том, что предложенные идеи и гипотезы дополняют сложившиеся научные представления в области миграции углеводородов, существования переходных водонефтяных зон, механизмов конусообразования и ореолов вторжения; объясняют научные факты стабильности на протяжении длительного геологического времени водонефтяных зон; являются основой для разработки новых технологий по разработке участков водонефтяных зон повышенной вязкости с учётом приливных горбов, формирующихся гравитационными полями Луны и Солнца; показали, что локальные процессы в нефтегазовых месторождениях подвержены воздействию макросистем, тем самым могут положить начало новому направлению теоретических и экспериментальных исследований приливных эффектов на больших площадях; позволяют подойти с новых позиций к решению актуальных задач разработки нефтегазовых месторождений с обширными водонефтяными переходными зонами.

6. Практическое значение научных идей и гипотез заключается в возникновении базы для создания новых методов разработки нефтегазовых месторождений, направленных на увеличение охвата залежей, например, химическим воздействием, новых технологий селективной водоизоляции водонасыщенных зон; стимулируют разработку и создание экспериментальных технических средств и методов, предназначенных для исследования приливных эффектов в нефтегазовых месторождениях; позволяют прогнозировать устойчивость водонефтяных зон и моделировать процессы извлечения нефти из переходных зон.

Список используемых источников

- 1 Геология и геохимия нефти и газа / Бакиров А.А. и [др.]. Под ред. Бакирова А.А., Табасаранского З.А. М.: Недра, 1982. 288 с.
- 2 Сургучев М.Л. Методы контроля и регулирования процесса разработки нефтяных месторождений. М.: Недра, 1968. 301 с.
- 3 Владимиров И.В., Хисамутдинов Н.И., Тазиев М.М. Проблемы разработки водонефтяных и частично заводненных зон нефтяных месторождение. М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2007. 360 с.
- 4 Швецов В.Д. Предупреждение газопроявлений и выбросов при бурении глубоких скважин. М.: Недра, 1988. 200 с.
- 5 Механизмы формирования и технологии ограничения водопритокков / Петров Н.А. [др.]; Под ред. проф. Л.А. Алексеева. М.: Химия, 2005. 172 с.
- 6 Газизов Х.В. Эволюция макросистем. Эволюция планетных систем. – Уфа: ГИП РБ «Уфимский полиграфкомбинат», 2006. 243 с.

References

- 1 Geologija i geohimija nefti i gaza / Bakirov A.A. [i dr.]. Pod red. Bakirova A.A., Tabasaranskogo Z.A. M.: Nedra, 1982. 288 s. [in Russian].
- 2 Surguchev M.L. Metody kontrolja i regulirovanija processa razrabotki neftjanyh mestorozhdenij. M.: Nedra, 1968. 301 s. [in Russian].
- 3 Vladimirov I.V., Hisamutdinov N.I., Taziev M.M. Problemy razrabotki vodoneftjanyh i chastichno zavodnennyh zon neftjanyh mestorozhdenie. M.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2007. 360 s. [in Russian].
- 4 Shvecov V.D. Preduprezhdenie gazoprojavlenij i vybrosov pri burenii glubokih skvazhin. M.: Nedra, 1988. 200 s. [in Russian].
- 5 Mehanizmy formirovanija i tehnologii ogranichenija vodopritokkov / Petrov N.A. [i dr.]; Pod red. prof. L.A. Alekseeva. M.: Himija, 2005. 172 s. [in Russian].
- 6 Gazizov H.V. Jevoljucija makrosistem. Jevoljucija planetnyh sistem. – Ufa: GIP RB «Ufimskij poligrafkombinat», 2006. 243 s. [in Russian].

Сведения об авторе

About the authors

Петров Н.А. – д-р техн. наук, д-р хим. наук, профессор, ученый секретарь БРО РАЕН, председатель ЗСЦ МАСИ. г. Уфа, Российская Федерация.

N.A. Petrov – Doctor of Engineering Sciences, Doctor of Chemistry Sciences, Professor, Scientific Secretary of the Bashkir regional branch of the Russian Academy of Natural Sciences (RANS BRB), chairman of the West-Siberian Center of the International Academy for System Studies (IASS WSC). Ufa, Russian Federation.

e-mail: napetroff@mail.ru