УДК 553.98

В.А. Карпов
канд. геол.-мин. наук
НАЭН-Консалт[1]
начальник отдела УВС и ПВ
v.karpov@naen-consult.ru

Об особом типе скоплений трудноизвлекаемых запасов УВ

1. Россия, 119500, Москва, МЖД Киевское, 5–й километр, д. 1, стр. 1, 2.

Автор высказывает аргументированное предположение о том, что значительное развитие в нефтегазоносных провинциях имеют скопления УВ, содержащие водонефтяные эмульсии, или тесно связанные с ними. Необходимо учитывать результаты поиска, разведки и разработки таких скоплений при оптимизации методики ГРР на нефть и газ, адекватной особенностям тектоники регионов, особенностям развития разломов

Ключевые слова: водонефтяная эмульсия; методика; разлом; тектоника

Любой геолог может привести немало фактов-казусов из своей геологопромысловой практики – труднообъяснимых, исходя из обычных представлений о геологии и нефтегазоносности конкретного региона.

Интересны, прежде всего, следующие:

– получение притоков пластовой воды при испытании явно нефтеносного пласта по керну и данным ГИС (при доказанном отсутствии заколонных и межпластовых перетоков);

– получение притоков безводной нефти из низкоомных пластов;

– получение притоков высоковязкой нефти (в виде высоковязкой массы, выпадающей из труб при испытании скважины), которая после обработки бензином (иногда соляркой) прямо на скважине распадается на подвижную нефть и пластовую воду;

– отсутствие притоков при испытании явных нефтенасыщенных пород-коллекторов (по керну и ГИС), не связанное с низким качеством первичного вскрытия пласта, при удовлетворительном скин-факторе.

И это все может наблюдаться на фоне других не менее примечательных особенностей геологического строения и нефтегазоносности залежи:

– пульсирующего характера работы отдельных единичных скважин, эксплуатируемых на стадии истощения, нередко связываемого с проявлением сейсмичности;

– изменения состава и газового фактора добываемой жидкости во времени;

– нефтегазопроявлений из ликвидированных скважин, не всегда объяснимых техногенными причинами;

– долговременной работы отдельных скважин, дебиты и суммарный отбор нефти из которых выбиваются из ряда этих показателей других скважин и никак не согласуются с подсчитанными и неоднократно пересчитанными запасами УВ;

– аномально-высоких и аномально-низких начальных пластовых давлений в залежах УВ;

– относительно узкого диапазона геологического времени, близкого к современной эпохе, в котором окончательно образовалось большинство месторождений;

– связи месторождений нефти и газа с новейшими и современными тектоническими движениями земной коры, признаки продолжения процесса нефтегазонакопления в настоящее время;

– приуроченности скоплений нефти и газа к разломам, активизированным на более поздних и завершающих этапах тектонического развития;

– аномальной прогретости недр изучаемого месторождения;

– наличия геохимических аномалий при поверхностных наблюдениях;

– того факта, что нередко достигнутый коэффициент извлечения нефти (КИН) превышает (и значительно) этот показатель, принятый при первоначальном подсчете запасов УВ [4].

Перечисленные факты и явления каждый исследователь толкует по-своему, но вне общей взаимосвязи. «Сложить» из них непротиворечивую картину удается с помощью следующего предположения: все они обязаны развитию в недрах в немалых масштабах скоплений УВ в виде эмульсий различного состава и различной продолжительности существования, наличию (палео)эмульсионных залежей (ЭЗ).

Здесь уместно вспомнить некоторые «азы» знаний о водонефтяных эмульсиях:

– турбулентность потока – важнейший фактор, влияющий на образование и разрушение эмульсии;

– эмульсии бывают двух видов: «нефть в воде» (Н/В) и «вода в нефти» (В/Н);

– важным показателем для нефтяных эмульсий является их устойчивость, т.е. способность в течение определенного времени не разделяться на нефть и воду:

– для многих нефтей повышение минерализации пластовой воды ведет к увеличению устойчивости эмульсии;

– нефть с относительно небольшим содержанием пластовой воды образует более стойкие эмульсии, с увеличением содержания пластовой воды стойкость эмульсий снижается;

– при изменении pH пластовой воды возможно выпадение солей;

– концентрация пластовой воды может быть критической и отражает так называемую точку инверсии. В точке инверсии происходит обращение фаз, и эмульсия меняет свой тип с В/Н на тип Н/В;

– наиболее стойкие эмульсии образуют изначально высоковязкие нефти;

– с ростом газового фактора (ГФ) эмульгирование увеличивается лишь до определенных значений (газ способствует дроблению капель воды, перемешиванию), но дальнейшее возрастание доли газа в потоке уменьшает эмульгирование;

– вязкость эмульсии зависит от температуры смешения;

– водонефтяная эмульсия является неньютоновской жидкостью.

Теперь рассмотрим некоторые важные особенности эволюции системы «порода – флюид», связанные с развитием тектонического нарушения – разлома.

На многих месторождениях наблюдается парагенетическая ассоциация (сонахождение) положительной и отрицательной структур, разделенных активным разломом (тектоноблендером – ТБ) [6]. Причем, отрицательная структура имеет наложенный или возрожденный характер и образовалась (или обновилась) в последнюю фазу активизации тектонических движений. К этому моменту основные крупнейшие залежи были сформированы, а появление (возрождение) отрицательной структуры привело к переформированию первичной залежи с образованием вторичного скопления УВ (и не одного) в приразломном пространстве под влиянием гидродинамической воронки, всосавшей часть УВ с размещением их на различных глубинах, в разных стратиграфических комплексах, в разных породах [5].

Перемещение масс флюидов (УВ + пластовая вода) в режиме высочайшей турбулентности неизбежно должно привести к появлению новообразованных скоплений УВ в виде эмульсии (ЭЗ), имеющих свой вполне определенный срок существования.

Связь первичной и новообразованной эмульсионной вторичной залежей, видимо, прервалась с завершением активной фазы, но периодически возобновлялась в периоды оживления разлома в неотектонический этап развития и на современном этапе, что подтверждается обусловленностью новейшими и современными тектоническими движениями и объясняет восполняемость запасов УВ [10]. Этим же объясняется и пульсирующий характер работы скважин (с изменением состава УВ), коррелируемый с сейсмичностью, как и нефтегазопроявления в ликвидированных скважинах. Аномальный характер работы отдельных скважин связан с непосредственным влиянием разлома, деструкцией пород в приразломной зоне. Отклонения величин пластового давления от гидростатического характера распределения отражают степень восстановления (релаксации) тектонофизической напряженности пород после их дилатансии. Время формирования таких залежей практически совпадает со временем образования ловушки и датируется периодом последней активизацией разлома, т.е. эти залежи самые молодые. Активизация разлома приводит к аномальной прогретости приразломных зон, фиксируемой и в современном температурном поле, к появлению геохимических, положительных магнитных и отрицательных гравиметрических аномалий. Теряется зависимость между площадью залежи и количеством запасов с увеличением их плотности. Происходит трансформация горизонтального облика залежи в вертикальный ряд скоплений с определенным смещением по площади и по глубине. Вторичность таких залежей подчеркивается как составом УВ, так и трещиноватостью пород, осложненной образованием вторичных минералов, запечатывающих эти залежи.

Таким образом, ассоциация положительной и отрицательной структур, прошедших этапы последней пары активных и пассивных тектонических движений, предопределяет в общем случае ассоциацию первичных и вторичных (эмульсионных) залежей (ЭЗ). Последние по мере распада эмульсии и в дальнейшем способны периодически подпитывать первых в соответствие с характером и масштабами сейсмичности пассивного этапа тектонического развития.

Как известно, появление на периферии линейных зон повышенной сейсмичности и мощных разгрузок флюидов выдержанных комплексов осадочных пород сопровождается повышением их нефтегазоносности, несмотря на сравнительно высокую их сейсмичность (5–8 баллов). В пределах этих областей сосредоточено основное количество нефтегазоносных бассейнов, т.е. устанавливается эмпирическая связь между сейсмичностью недр и их нефтегазоносностью [19].

Во многих нефтегазоносных провинциях зафиксирована инверсия в гидростатическом законе распределения пластовых давлений с глубиной: аномально низкие или пониженные пластовые давления относительно регионального фона замечены на разных стратиграфических уровнях [1, 2, 20, 21] Восточной и Западной Сибири, в Восточном Предкавказье, в Припятском прогибе, в Предкарпатье, во Вьетнаме (Белый Тигр) и т.п. Причем практически во всех случаях прямо или косвенно прослеживается связь с природными резервуарами трещинного (или смешанного) типа.

Наличие таких пъезоминимумов – серьезная основа для утверждения о существовании в настоящем или в недавнем прошлом нисходящей фильтрации флюидов, как естествен-

ной реакции определенного объема системы «порода – флюид» на разуплотнение (дилатансию) вещества за счет тектонических подвижек [5, 14].

Существуют различные модели нисходящей фильтрации, одна из них основывается на возникновении вакуума в момент трещинообразования. Согласно этой модели, в период разломообразования между трещиноватым фундаментом и осадочными отложениями должен наблюдаться перепад давления, под действием которого флюиды будут засасываться в проницаемый фундамент (В.Д. Кукуруза, В.Т. Кривошеев, 1997).

Другая модель основывается на возникновении дефицита давления за счет геодинамического фактора. Ряд исследователей связывают возникновение нисходящей фильтрации с геодинамическим режимом растяжения, вследствие чего по разломам возможна нисходящая миграция УВ из более молодых в более древние отложения, в том числе породы фундамента (Г.А. Байбакова, 1996; В.С. Шеин, Л.А. Певзнер, В.И. Горбачев, 1981).

С другой стороны, все естественные выходы УВ на поверхность земли, свидетельства восполнения УВ в эксплуатируемых залежах указывают на наличие восходящих потоков флюидов.

Как нисходящие, так и восходящие потоки – отражение тектонических процессов на завершающем этапе развития, когда основная масса месторождений была уже сформирована, а последняя фаза активизации привела к реформированию схемы распределения залежей со смешением флюидов под влиянием активного разлома.

В модель ТБ достаточно гармонично вписывается следующее. Изучение известных электрических полей Земли, тесно связанных с активными тектоническими процессами, позволило выявить геоэлектрический механизм попадания нефтяных углеводородов (УВ) из залежей осадочного чехла в кристаллический фундамент [17]. Его физическая основа заключается в том, что в период возникновения глубинных разломов, впервые осложняющих фундамент и сформировавшиеся залежи нефти и газа в осадочном чехле, происходит активная струйная фильтрация УВ из залежей в пустоты кристаллического фундамента по зонам деформаций разломов под действием электрических полей высокого напряжения, обусловленных пьезоэлектрическим эффектом и электризацией кристаллических пород в процессе трещинообразования. Считается, что такой механизм имеет глобальный характер проявления и тесно связан с тектонической жизнью Земли. Все это также свидетельствует о возможности региональной нефтегазоносности магматических и метаморфических пород на всех континентах и в большинстве акваторий Земли. Формирование крупнейших месторождений в осадочном чехле в ряде случаев происходит за счет подтока из фундамента основной массы нефти и газа, накопившихся в его проницаемых зонах путем притока их из разрушенных многочисленных месторождений огромных нефтегазосборных площадей, расположенных вокруг них и над ними в виде нефтегазоносных бассейнов, впадин, рифтов и предгорных прогибов [17].

Таким образом, напрашивается вывод о новом направлении нефтегазопоисковых работ в пределах «старых» месторождений: поиск новых скоплений УВ в приразломных зонах активных разломов на различных глубинах в любой части разреза, обладающей способностью повышенного трещинообразования (в том числе в кристаллическом фундаменте [7]) – как на приподнятом крыле разлома, так и на опущенном. Примеры подобного наблюдаются в Северной структурной зоне Припятского прогиба, в Тимано-Печорской провинции (Сямаюское месторождение).

В конечном счете, для любого месторождения при определении его дальнейшей судьбы, прежде всего, необходима оценка его тектонической позиции, истории тектонического развития, выделение этапа последней тектонической активизации с характеристикой предшествующей палеоструктуры, диагностика тектонически активных сопряженных по разломам отрицательных структур, «агрессивных» по отношению к первичным залежам.

Сегодня в абсолютном большинстве случаев заложению поисковой скважины предшествует оценка структурной характеристики объекта, прогноз наличия пластов с оптимальными коллекторскими свойствами, покрышек (флюидоупоров), благоприятных термобарических условий преобразования ОВ (с точки зрения «органиков»). Последнее не всегда обязательно, поскольку, как правило, рассматриваются площади с уже доказанной нефтегазоносностью, и практикам уже все равно, какой генезис имеют УВ. Могут быть привлечены и результаты «прямых» методов прогноза нефтегазоносности (геофизических, геохимических), имеющих уточняющий характер, но не меняющих кар-

динально «антиклинальный» принцип размещения скважин.

Благодаря этой стратегии, неизменной в течение долгого времени, открыты разноразмерные месторождения нефти и газа, приуроченные в основном к положительным структурам древнего заложения и длительного унаследованного тектонического развития, и, как правило, случайно были обнаружены нетипичные (неантиклинальные, «неструктурные») ловушки УВ, связанные с какой-либо особенностью строения природного резервуара УВ (литологией, стратиграфическим несогласием, разломом и т.п.). При имеющейся разнице генетических особенностей, объединяло их (неантиклинальные ловушки) прямое или косвенное влияние трещиноватости, имеющей постседиментационную (тектоническую) природу.

Перераспределение УВ между положительной и сопутствующей приразломной отрицательной структурами может достичь таких масштабов, когда локальное поднятие станет полностью лишенным УВ. Последнее наблюдается на юге и востоке Западной Сибири [9], в центральном грабене Припятского прогиба [14]. Такое же могло случиться в других регионах с неясными перспективами нефтегазоносности (например, в Московской [8] и Мезенской синеклизах, в зоне сочленения Воронежской антеклизы и ДДВ и т.п.), где до сих пор не достигнуто желаемых результатов, хотя здесь есть все необходимые и достаточные условия для формирования скоплений УВ [8].

И главное: случаи неадекватности результатов испытания скважин данным по керну, ГИС и прочим должны не удивлять исследователей, а ориентировать на поиск залежей УВ с ТрИЗ особого (эмульсионного) типа и их производных.

Поскольку эмульсии бывают двух видов: «нефть в воде» (Н/В) и «вода в нефти» (В/Н), то и результаты испытания скважин могут быть различными:

– притоки пластовой воды при испытании явно нефтеносного пласта по керну и данным ГИС (при эмульсии вида Н/В с потерей фазовой проницаемости по нефти) – такое наблюдалось в Западной Сибири (Кондинский, Чапровский и Западно-Эргинский лицензионные участки);

– притоки чистой нефти из низкоомных пластов (при эмульсии вида Н/В с сохранением фазовой проницаемости);

– притоки высоковязкой водонефтяной эмульсии (в виде высоковязкой массы, выпадающей из труб), которая после обработки бензином прямо на буровой распадается на подвижную нефть и пластовую воду (при эмульсии вида В/Н);

– отсутствие притоков при испытании явных нефтенасыщенных пород-коллекторов (по керну и ГИС), не объяснимое низким качеством первичного вскрытия пласта (при весьма устойчивой эмульсии любого вида).

Поскольку для многих нефтей повышение минерализации пластовой воды ведет к увеличению устойчивости эмульсии, постольку в регионах с высокоминерализованными пластовыми водами (рассолами) следует ожидать наибольшую вероятность развития таких залежей (Восточная Сибирь, Припятский прогиб и др.).

Поскольку при изменении pH пластовой воды возможно выпадение солей из пластовых вод, то следует ожидать залежи типа «матричной» (Оренбуржье [3], Западная Сибирь – Фроловская впадина).

То, что эти ЭЗ содержат неньютоновские жидкости, должно определять как методику ГРР, так и особенности их разработки.

В том числе, необходим учет концентрации пластовой воды и определение точки инверсии, как главного фактора обращения фаз, смены типа с В/Н на тип Н/В и наоборот, как основного условия получения промышленных притоков продукта. И если наиболее стойкие эмульсии образуют изначально высоковязкие нефти, то очевидна необходимость учета и состава нефти.

Поскольку величина газового фактора существенно влияет на степень устойчивости эмульсии, то газовое воздействие на пласт в процессе испытания и разработки следует рассматривать среди основных средств интенсификации притока.

Учитывая тот факт, что вязкость и, соответственно, – устойчивость эмульсии зависит от температуры смешения, надо полагать, что наибольшее развитие таких залежей следует ожидать на малых глубинах, к примеру, – в надсолевой толще Припятского прогиба [13], в фундаменте Московской синеклизы [8] и в регионах с низкими термобарическими условиями [18, 12].

Отдельно следует подчеркнуть особенности образования сланцевых скоплений УВ. Традиционный тип природного резервуара УВ обладает свойством сплошности развития как породы, так и флюида в коллекторе и может быть представлен в виде привычной для всех системы «флюид в породе». Природный резервуар в сланцевых породах

(баженитах и т.п.), образованный благодаря ТБ, отличается прерывистостью породы и сплошностью флюида в коллекторской его части, образует здесь систему «порода во флюиде» и поэтому обладает инвертным характером [15], осложненным эмульсионным характером флюида.

Следует предположить, что интенсивность развития ЭЗ возрастает в солянокупольных областях, где перемещение пластовой воды должно сопровождаться интенсивным ростом минерализации и соответственно, ростом вероятности образования эмульсий. При этом прогноз развития таких залежей должен осуществляться с учетом уже установленных связей между соле- и нефтегазонакоплением [16].

Выводы

Не всегда отрицательные или неадекватные результаты испытания скважин можно объяснить качеством первичного и вторичного вскрытия пласта. Аналогичные результаты можно иметь при обнаружении трудноизвлекаемых эмульсионных скоплений УВ (ЭЗ).

1. Наиболее вероятные места локации – зоны разломов, активных в новейшее и современное время.

2. Наличие ЭЗ – возможная причина феномена восполнения запасов многих месторождений.

3. Эти залежи не только трудно извлекаемые, но и трудно картируемые, наиболее «склонные» к пропускам, требующие особой методики выявления и локального прогноза.

4. Разлом, сдвиг, другие дизъюнктивы и всевозможные ассоциации их фрагментов становятся гипоцентрами вторичных скоплений, в первую очередь, – ЭЗ, формы которых корреспондируются с разломными тектоническими элементами (не пликативными), т.е. – протяженных, узких, многопластовых, жилообразных, с экстремальным увеличением плотности запасов УВ в приразломных зонах. В этих условиях атрибуты структурной геологии становятся второстепенными (а возможности – мизерными), и на первый план выходят все методы, способные давать информацию о вещественном составе породы и флюида, об их изменениях во времени и пространстве, обеспечивающие переход от изучения статического образа залежи к познанию тектонического флюидодинамического образования, обязанного разлому.

5. Недоучет особенностей развития ЭЗ может привести к отрицательным результатам ГРР отдельных весьма перспективных направлений:

– на малых глубинах;

– на территориях с низкими термобарическими условиями;

– в породах фундамента;

– на территориях с неясными перспективами и т.п.

по одной, но весьма важной, причине, **по причине преимущественной приуроченности этих скоплений к тектонозависимым неантиклинальным ловушкам.**

В этих условиях (на стадии поисково-разведочных работ) резко возрастает роль многих методов третичного воздействия на пласт, которые обычно применяют на стадии разработки (термические, водо-газовые, электромагнитные, импульсные и пр.)

6. Главный принцип ведения ГРР в этих условиях – принцип презумпции перспективности, когда объект не может считаться бесперспективным до появления объективных и прямых доказательств его бесперспективности [4, 5].

Литература

1. Абукова Л.А., Яковлев Ю.И . Геоэкологическая концепция разработки месторождений нефти с низким гидродинамическим потенциалом //Нефтепромысловое дело. 2008.
2. Джумагулов А.Д. Геодинамика и ремиграция углеводородов //Материалы межд. конф. «Геодинамическая обстановка нефтегазообразования и нефтегазонакопления в земной коре». Ташкент. 2002.
3. Дмитриевский А.Н., Скибицкая Н.А., Яковлева О.П., Зекель Л.А. Формирование и проблемы освоения матричной нефти – нетрадиционного вида углеводородного сырья в карбонатных отложениях газоконденсатных месторождений. Konferencja naukowo-techniczna Geopetrol-2010 «Новые методы и технологии освоения месторождений и добычи углеводородов на суше и море». Краков. Институт нефти и газа. 2010. С. 269–275.
4. Карпов В.А. Перспективы выявления новых залежей нефти в пределах и вблизи старых месторождений //Нефтяное хозяйство. 2012. № 3. С. 20–23.
5. Карпов В.А. К вопросу оптимизации методики нефтегазопоисковых работ //Недропользование XXI век. 2011. № 5.
6. Карпов В.А. Ловушки УВ в геодинамическом поле //Нефтяное хозяйство. 2013. № 2.
7. Карпов В.А. Фундамент – региональный нефтегазоносный комплекс //Отечественная геология. 2012. № 6. С. 90–94.
8. Карпов В.А. Перспективы нефтегазоносности Московской синеклизы (по модели тектоноблендера) //Недропользование XXI век. 2012. № 6. С. 74–80.

9. Карпов В.А. Состояние и перспективы развития нефтегазопоисковых работ в Западной Сибири //Геология нефти и газа. 2012. № 3. С. 2–6.
10. Карпов В.А. Старые месторождения: феномен восполнения //Нефтегазовая вертикаль. 2012. № 4.
11. Карпов В.А. О термобарических параметрах залежей УВ как отражении особенностей тектоники //Недропользование XXI век. 2014. № 4. С. 81–83.
12. Карпов В.А., Колдашенко Т,В., Черевко Т.А., Полежакина Л.Н., Ковалюк В.Г., Левковец В.П. Некоторые особенности геологического строения и распространения нефтеперспективных объектов в надсолевых отложениях Припятского прогиба //Методы прогнозирования и изучения залежей нефти и газа. Минск: БелНИГРИ. 1986. С. 172–191.
13. Карпов В.А. Условия формирования скоплений углеводородов в центральной и южной частях Припятского прогиба //Нефтегазовая геология и геофизика. 1982. № 6. С. 12–14.
14. Карпов В.А. Разлом – как объект изучения при нефтегазопоисковых работах //Недропользование XXI век. 2011. № 6; 2012. № 1.
15. Карпов В.А. Об особом типе природного резервуара УВ в баженовской свите Западной Сибири //Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2013. № 8. С. 28–34.
16. Карпов В.А. О некоторых особенностях связи соле- и нефтегазонакопления //Отечественная геология. 2014. № 4. С. 65–69.
17. Кукуруза В.Д. Геоэлектрические факторы в процессах формирования нефтегазоносности недр. Киев: Карбон-Лтд. 2003.
18. Кусов Б.Р. Причины аномально низких термобарических параметров некоторых залежей УВ в Восточной Сибири // Недропользование XXI век. 2014. № 4.
19. Осика Д.Г. Формирование геохимических аномалий в пределах сейсмически активных областей и их обрамлений (применительно к поискам нефти и газа). Автореф. дис... д-ра геол.-мин. наук. 1990.
20. Тю Ван Лыонг, Нгуен Хыу Нян. Особенности распределения изменения давлений в гранитоидных коллекторах месторождений Белый Тигр //Нефтегазовое дело. 2009.
21. Яковлев Ю.И. Теория и примеры нисходящей миграции углеводородов. Формирование, поиск и разведка газовых залежей. М.: ВНИИГаз. 1988. С. 29–37.

UDC 553.98

V.A. Karpov, PhD, head of department hydrocarbons and groundwater NAEN–Consult[1], v.karpov@naen–consult.ru

1. 1 5th kilometer Kiev area Moscow Railways, bldg. 1, 2. Moscow, 119059, Russia.

The special type of accumulation of hard to recover reserves of hydrocarbons

Abstract. The author expresses a reasoned assumption that a significant development in the oil and gas provinces are accumulations of hydrocarbons containing water–oil emulsion, or closely associated with them. It is necessary to take into account the results of the search, exploration and development of clusters in the optimization geological exploration works for oil and gas, adequate features tectonics regions, particularly the development of fractures.

Keywords: water–oil emulsion; methods; fault; tectonics

References

1. Abukova L.A., Iakovlev Iu.I . Geoekologicheskaia kontseptsiia razrabotki mestorozhdenii nefti s nizkim gidrodinamicheskim potentsialom [Geoecological concept of development of oil fields with low hydrodynamic potential]. ***Neftepromyslovoe delo***, 2008.
2. Dzhumagulov A.D. Geodinamika i remigratsiia uglevodorodov [Geodynamics and migration of hydrocarbons]. ***Materialy mezhdunarodnoi konferentsii «Geodinamicheskaia obstanovka neftegazoobrazovaniia i neftegazonakopleniia v zemnoi kore»*** [Proc. Int. Conf. "The geodynamic situation of oil and gas, and oil and gas accumulation in the Earth's crust"]. Tashkent, 2002.
3. Dmitrievskii A.N., Skibitskaia N.A., Iakovleva O.P., Zekel' L.A. Formirovanie i problemy osvoeniia matrichnoi nefti – netraditsionnogo vida uglevodorodnogo syr'ia v karbonatnykh otlozheniiakh gazokondensatnykh mestorozhdenii [Formation and problems of the matrix oil - non-traditional type of hydrocarbons in carbonate deposits of gas condensate fields]. ***Materialy nauchno-tekhnicheskoi konferentsii Geopetrol-2010 «Novye metody i tekhnologii osvoeniia mestorozhdenii i dobychi uglevodorodov na sushe i more»*** [Proc. scientific and technical conf. Geopetrol 2010 "New methods and technologies for field development and production of hydrocarbons on land and sea"]. Krakov, Institut nefti i gaza, 2010, pp. 269–275.
4. Karpov V.A. Perspektivy vyiavleniia novykh zalezhei nefti v predelakh i vblizi starykh mestorozhdenii [Prospects of new oil deposits within and in the vicinity of the old deposits]. ***Neftianoe khoziaistvo***, 2012, no. 3, pp. 20–23.
5. Karpov V.A. K voprosu optimizatsii metodiki neftegazopoiskovykh rabot [On the issue of optimization of oil and gas exploration techniques]. ***Nedropol'zovanie XXI vek***, 2011, no. 5.
6. Karpov V.A. Lovushki UV v geodinamicheskom pole [Hydrocarbon traps in the field of geodynamic]. ***Neftianoe khoziaistvo***, 2013, no. 2.
7. Karpov V.A. Fundament – regional'nyi neftegazonosnyi kompleks [The foundation - a regional oil and gas complex]. ***Otechestvennaia geologiia***, 2012, no. 6, pp. 90–94.
8. Karpov V.A. Perspektivy neftegazonosnosti Moskovskoi sineklizy (po modeli tektonoblendera) [Prospects for oil and gas potential of the Moscow syncline (based on the tectonic blender model)]. ***Nedropol'zovanie XXI vek***, 2012, no. 6, pp. 74–80.
9. Karpov V.A. Sostoianie i perspektivy razvitiia neftegazopoiskovykh rabot v Zapadnoi Sibiri [Status and prospects of development of oil and gas exploration in Western Siberia]. ***Geologiia nefti i gaza***, 2012, no. 3, pp. 2–6.
10. Karpov V.A. Starye mestorozhdeniia: fenomen vospolneniia [The old field: the phenomenon of filling]. ***Neftegazovaia vertikal'***, 2012, no. 4.
11. Karpov V.A. O termobaricheskikh parametrakh zalezhei UV kak otrazhenii osobennostei tektoniki [About thermobaric parameters of hydrocarbon deposits as the reflection characteristics of tectonics]. ***Nedropol'zovanie XXI vek***, 2014, no. 4, pp. 81–83.
12. Karpov V.A., Koldashenko T,V., Cherevko T.A., Polezhakina L.N., Kovaliuk V.G., Levkovets V.P. Nekotorye osobennosti geologicheskogo stroeniia i rasprostraneniia nefteperspektivnykh ob"ektov v nadsolevykh otlozheniiakh Pripiatskogo progiba [Some features of the geological

structure and distribution facilities in the post-salt oil-deposits of the Pripyat Trough]. ***Metody prognozirovaniia i izucheniia zalezhei nefti i gaza*** [Forecasting methods and exploring oil and gas deposits]. Minsk, BelNIGRI Publ.,1986, pp. 172–191.
13. Karpov V.A. Usloviia formirovaniia skoplenii uglevodorodov v tsentral'noi i iuzhnoi chastiakh Pripiatskogo progiba [Conditions of formation of hydrocarbon accumulations in the central and southern parts of the Pripyat Trough]. ***Neftegazovaia geologiia i geofizika***, 1982, no. 6, pp. 12–14.
14. Karpov V.A. Razlom – kak ob"ekt izucheniia pri neftegazopoiskovykh rabotakh [Fault - as the object of study at the oil and gas exploration]. ***Nedropol'zovanie XXI vek***, 2011, no. 6; 2012, no. 1.
15. Karpov V.A. Ob osobom tipe prirodnogo rezervuara UV v bazhenovskoi svite Zapadnoi Sibiri [The special type of hydrocarbon natural reservoir in the Bazhenov Formation in Western Siberia]. ***Geologiia, geofizika i razrabotka neftianykh i gazovykh mestorozhdenii***, 2013, no. 8, pp. 28–34.
16. Karpov V.A. O nekotorykh osobennostiakh sviazi sole- i neftegazonakopleniia [Some features of communication salt and oil and gas]. ***Otechestvennaia geologiia***, 2014, no. 4, pp. 65–69.
17. Kukuruza V.D. ***Geoelektricheskie faktory v protsessakh formirovaniia neftegazonosnosti nedr*** [Geoelectrical factors in the formation of subsurface oil and gas potential]. Kiev, Karbon-Ltd Publ., 2003.
18. Kusov B.R. Prichiny anomal'no nizkikh termobaricheskikh parametrov nekotorykh zalezhei UV v Vostochnoi Sibiri [Causes of abnormally low temperature and pressure parameters of some hydrocarbon deposits in Eastern Siberia]. ***Nedropol'zovanie XXI vek***, 2014, no. 4.
19. Osika D.G. ***Formirovanie geokhimicheskikh anomalii v predelakh seismicheski aktivnykh oblastei i ikh obramlenii (primenitel'no k poiskam nefti i gaza)***. Avtoref. dis... d-ra geol.-min. Nauk [Formation of geochemical anomalies within seismically active areas and their frames (with respect to oil and gas exploration). Dr. geol.-mineral. sci. diss. abstract]. 1990.
20. Tiu Van Lyong, Nguen Khyu Nian. Osobennosti raspredeleniia izmeneniia davlenii v granitoidnykh kollektorakh mestorozhdenii Belyi Tigr [Features of distribution of pressure changes in the granitoid collectors deposits of White Tiger]. ***Neftegazovoe delo***, 2009.
21. Iakovlev Iu.I. ***Teoriia i primery niskhodiashchei migratsii uglevodorodov. Formirovanie, poisk i razvedka gazovykh zalezhei*** [Theory and examples of downward migration of hydrocarbons. Formation, prospecting and exploration of gas deposits]. Moscow, VNIIGaz Publ., 1988, pp. 29–37.