УДК 553.98

В.А. Карпов
канд. геол.-мин. наук
журнал «Недропользование XXI век»[1]
член редакционного совета
valkarp@yandex.ru

Еще раз о необходимости поиска эмульсионных скоплений УВ

[1]Россия, 115054, Москва, Б. Строченовский пер., 7, оф. 509

Автор отвечает на критику Я.Г. Грибика, приводя новые аргументы справедливости утверждения о том, что значительное развитие в нефтегазоносных провинциях имеют скопления УВ, содержащие водонефтяные эмульсии или тесно связанные с ними, что необходимо учитывать при оценке результатов поиска, разведки и разработки таких скоплений при оптимизации методики ГРР на нефть и газ, которая должна быть адекватной особенностям тектоники регионов, особенностям развития разломов

Ключевые слова: водонефтяная эмульсия; методика; разлом; тектоника

В № 4-2016 опубликована критическая статья – отклик Я.Г. Грибика [3] на статью [7]. Попытаемся адекватно ответить на поставленные вопросы, критические замечания и привести новые аргументы в пользу реальности развития эмульсионных скоплений УВ.

В ответ на отмеченное В. Карповым (далее – В.К.) «...получение притоков пластовой воды при испытании явно нефтеносного пласта по керну и данным ГИС (при доказанном отсутствии заколонных и межпластовых перетоков)» Я. Грибик (далее – Я.Г.) пишет: ***«...этот вопрос следует рассматривать на базе конкретных объектов испытания и если все же по результатам испытания получен приток пластовой воды и при этом без признаков углеводородов, очевидно, следует оценивать пласт как водонасыщенный, т.к. при условии нахождения объекта испытания в зоне ЭЗ следует ожидать признаки в виде пленки, капель нефти, газирования при освоении объекта, так как ЭЗ должна содержать углеводороды»***.

Действительно, были и такие случаи, когда наблюдались признаки УВ в виде пленки, капель нефти, разгазирования, но основным продуктом испытания (освоения) оставалась пластовая вода.

В.К. «*Получение притоков безводной нефти из низкоомных пластов*».

Я.Г. «Этот результат легче объясняется, чем предыдущий, т.к., во-первых, получен приток нефти из как будто бы обводненного пласта, а во-вторых, значение «низкоомности пластов» – это величина геофизическая и определяется она кроме геологических факторов (минерализация пластовых вод, минеральной породной составляющей), также – технологическими особенностями работ по объекту (качество вскрытия продуктивных пластов при бурении со значительной репрессией на пласт)».

Как правило, все эти факторы учитываются при определении граничных значений сопротивления. А качество вскрытия продуктивных пластов при бурении со значительной репрессией на пласт меняет сопротивление пласта в околоскважинной зоне в зависимости от электрического сопротивления промывочной жидкости. В Припятском прогибе она может быть «соленой», а Западной Сибири – «пресной» с соответствующими характеристиками этого параметра.

В.К. «*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*».

Я.Г. «В настоящем случае происходит перевод высоковязкой нефти путем обработки бензином в подвижную углеводородную жидкость, т.е. происходит обычное растворение асфальто-смолистых веществ, составляющих малоподвижную часть флюида. Значительное выделение при этом пластовой воды не наблюдается. При выявлении факта притока воды при таком освоении – необходим дополнительный анализ процесса освоения».

Во-первых, для образования эмульсии много пластовой воды и не обязательно.

Во-вторых, здесь может иметь место превращение одного типа эмульсии (В/Н) в другой (Н/В).

В-третьих, при наличии твердых частиц, появившихся во флюидной системе во время разломообразования, стабильность эмульсий значительно повышается, кроме того, увеличивается их вязкость [2].

И в-четвертых, несомненно, что при «...выявлении факта притока воды при таком освоении – необходим дополнительный анализ процесса освоения», что и делалось.

В.К. «*Отсутствие притоков при испытании явных нефтенасыщенных пород-коллекторов (по керну и ГИС), не связанное с низким качеством первичного вскрытия пласта, при удовлетворительном скин-факторе*».

Я.Г. «Причины отсутствия притоков из, казалось бы, явных нефтенасыщенных пород-коллекторов можно объяснять не только проявлением ЭЗ. В условиях Припятского прогиба установлены такие факторы, которые связаны с другими явлениями. В частности показательный пример по Березинскому месторождению, расположенному в районе Северного краевого разлома Припятского прогиба».

Конечно, причины отсутствия притоков из, казалось бы, явных нефтенасыщенных пород-коллекторов можно объяснять не только проявлением ЭЗ, но такие случаи в статье не рассматривались, хотя то, что приведено Я.Г. Грибиком по Березинскому месторождению, может быть результатом

образования первоначально эмульсионной залежи с последующим выпадением галита из рассолов. Поскольку при изменении pH пластовой воды возможно выпадение солей из пластовых вод, то следует ожидать залежи «матричного» типа (Оренбуржье [11], Западная Сибирь – Фроловская впадина [7]).

Стоит напомнить, что все нефтяные эмульсии делятся на три группы [10, 12]: первая группа – эмульсии обратного типа (вода в нефти), в ней содержание дисперсной фазы (воды) в дисперсной среде (нефти) может колебаться от следов до 90–95%. Такой тип нефтяных эмульсий охватывает диапазон разбавленных и высококонцентрированных эмульсионных систем, где в большей степени проявляются различия в факторах их стабилизации. Вторая группа – это эмульсии прямого типа (нефть в воде). Образуются они в процессах разрушения обратных эмульсий, т.е. при деэмульсации нефти. Третья группа – это «множественная» эмульсия. Как показали исследования, она характеризуется повышенным содержанием различных механических примесей, а это то, что ожидается при активизации разлома. Такие эмульсии самые трудноразрушаемые, и они могут определять отсутствие притоков при испытании явных нефтенасыщенных пород-коллекторов (по керну и ГИС), не связанное с низким качеством первичного вскрытия пласта, при удовлетворительном скин-факторе.

Я.Г. «По этому термину (турбулентность потока) у нас мнение абсолютно противоположное В.А. Карпову и мы считаем, что процесс формирования залежей УВ в недрах происходит в масштабах геологического периода не мгновенно, а является продолжительным во времени, т.е. не кратковременный, который мог бы сопровождаться турбулентностью потока».

Действительно, процесс формирования залежей УВ в недрах происходит, в общем случае, в масштабах геологического периода не мгновенно и многоэтапно, но в период активизации разлома (всплеска сейсмичности), флюиды перемещались, смешиваясь, в турбулентном режиме. Непосредственные инструментальные наблюдения изменений в системе порода–флюид в момент землетрясений практически отсутствуют, но то, что наблюдало человечество на поверхности в такие времена, не может позволить существовать мнению о «ламинарном» течении процесса в периоды активизации разломов.

Я.Г. «Образование водонефтяных растворов определенное ранее в экспериментально-лабораторных условиях характеризуется более высокими значениями параметров, которые в осадочных бассейнах достигаются на глубинах более 6 тыс. м и температуре выше 340–360 °С [10, 11], что явно существует не во всех бассейнах».

Здесь пока не рассматривались условия существования сверхкритического флюида, состояние вещества, при котором исчезает различие между жидкой и газовой фазой. Но речь в данном случае должна идти о палеотемпературах, а они должны обеспечить все необходимые условия для нефтеобразования (ГФН).

Я.Г. «Форма существования составляющих водонефтяной эмульсии В.А. Карповым также не определяется, это физический или химический процесс? Скорее всего, его можно определять как механическое явление. Однако последнее в термобарических условиях нефтегазоносных осадочных бассейнов трудно представить, т.к. в недрах такое сосуществование двух типов флюида ведет к гравитационному разделению по плотностям, т.е. формированию залежи УВ в традиционном типе с водной фазой ниже залежи нефти, т.е. ниже водонефтяного контакта».

Определять форму существования составляющих водонефтяной эмульсии необходимо в процессе дальнейшего изучения этой проблемы, а пока можно использовать то, что уже определено соответствующими профильными специалистами [10, 12]. Хотя сегодня нельзя быть уверенным в том, что формы существования эмульсий в недрах уже известны в полной мере, и следует ожидать, что нас еще ждут сюрпризы при дальнейшем изучении этой проблемы. Кроме того, водонефтяной контакт нередко не представляет собой плоскость, а имеет вид переходной зоны внушительных размеров с атрибутами водонефтяных эмульсий.

Я.Г. «Одной из важных составляющих процесса формирования ЭЗ автором придается тектоноблендеру [5], являющемся по мнению В.А. Карпова стержневым процессом формирования разнотипных углеводородных залежей. У нас нет четкой

позиции и понимания этого явления (а тем более названия), однако на некоторые положения следует обратить внимание. В частности процесс формирования залежей за счет неоднократного чередования активных и пассивных фаз развития геологического объекта. При этом в завершающей активной стадии в разрезе возникают дилатантные участки породы, в которых происходит процесс перемещения УВ с формированием вторичной залежи. Описываемый механизм обосновывается весьма неубедительно с тех позиций, что формирование таких залежей должно происходить в емкости породы, сформированным дилатантным процессом. Таким процессом формируется чисто трещинная емкость, проявление которой в природе весьма ограниченно. В этом процессе весьма определяющую роль автором придается нисходящим флюидным движениям. Однако следует учитывать, что пластовое флюидное давление в емкости в том числе и дилатантной формируется горным давлением вышележащих пород, т.е. чем глубже залегает емкость, тем выше горное давление пород и естественно пластовое давление в емкости. Переток же флюида будет происходить в емкость характеризующуюся более низким давлением чем пластовое давление в очаге вытекания, т.е. возможен переток либо вверх либо по латерали. При этом скорость перетоков естественно не происходит в стадии турбулентного потока даже по тектоническому разлому, а путем фазового флюидного перемещения».

Необходимо кардинально пересмотреть главную задачу, которая должна решаться на стадии поисковых работ на нефть и газ, а именно: оценка роли каждого разлома и приразломного пространства, как по разрезу (вертикали), так и по латерали (горизонтали)

Вряд ли Я. Грибик будет возражать против того, что в том же Припятском прогибе разломы создали определяющие условия для нефтенакопления. В обсуждаемой работе указано на то, что конечную картину размещения скоплений УВ «продиктовали» разломы, активные в последнюю фазу тектонического развития (в т.ч. на современном этапе), что вызвало смешение и перемещение флюидов (и иногда породы, в т.ч. дайки и силлы песчаников). Отсюда такое, может быть, не очень «геологичное» и благозвучное название таких разломов, но вполне отражающее суть процессов, происходящих при их активизации. Описываемый механизм подчеркивает, что формирование таких залежей должно происходить в емкости породы, сформированной в результате проявления дилатансии, приводящей к формированию тектоногенной трещинной емкости, максимумы проявлений которой, как правило, фиксируются в более чистых разностях песчаников и карбонатов [6], т.е., – в результате увеличивается объем первичной емкости.

И конечно, в этом процессе определяющую роль отводится нисходящим флюидным движениям, ибо далеко не всегда, чем глубже залегает емкость, тем выше пластовое давление пород. Существуют реальные гидрогеологические (гидрохимические и гидродинамические) инверсии, что и определяет возможность перетока флюида в емкость, характеризующуюся более низким (приведенным к одной глубине) пластовым давлением, чем давление в очаге вытекания, т.е. возможно перемещение масс не только вверх и по латерали, но и вниз. Об этом достаточно убедительно поведали в своих работах Л.А. Абукова [1], Ю.И. Яковлев [13], Ф.А. Киреев [9].

А то, что, как считает Я. Грибик, «... скорость перетоков естественно не происходит в стадии турбулентного потока даже по тектоническому разлому, а путем фазового флюидного перемещения», не имеет пока инструментального подтверждения, хотя наблюдаемые катастрофические изменения рельефа, гидрографии, динамики дебитов скважин и т.п. во время землетрясений вряд ли возможно без участия турбулентного режима флюидопотоков.

Ситуацию на Кузьмичевской площади, описанную Я. Грибиком, можно объяснить локализацией максимумов разуплотнения (участков вторичных скоплений УВ), связанной с изменением тектонической напряженности вдоль активного разлома, мощностью и литологией продуктивных горизонтов. Избирательность разуплотнения (трещинообразования) приводит к смещению скоплений УВ как по площади, так и по разрезу [5,

6]. В результате под водоносными породами, подвергшимися разуплотнению в малой степени, могут существовать залежи в породах, претерпевших интенсивное трещинообразование (Южно-Валавская, Кузьмичевская, Чисто-Лужская площади). Результаты испытания скв. № 1 не противоречат тем случаям, когда имеем дело с эмульсионными залежами, чему не противоречат и результаты бурения скв. № 2.

Для того чтобы окончательно определить, с чем связаны неоднозначные результаты изучения объектов в надсолевой толще, с эмульсионными или газогидратными, стоит провести специальные исследования. И еще не исключен вариант, когда образование эмульсий может сопровождаться и осложняться гидратообразованием [4].

Главный вывод, который можно сделать из всего сказанного: **эмульсионные залежи не подчинены положительным структурным формам, «антиклинальный» принцип поиска этих скоплений перестает «работать».** Это подтверждено результатами ГРР в центральном грабене Припятского прогиба. Необходимо кардинально пересмотреть главную задачу, которая должна решаться на стадии поисковых работ на нефть и газ, а именно: **оценка роли каждого разлома и приразломного пространства, как по разрезу (вертикали), так и по латерали (горизонтали), в нефтегазонакоплении**, с градацией разломов, тектонических отдельностей (блоков) по тектонофизическому состоянию, с локализацией участка приразломной зоны, обладающего оптимальным соотношением условий образования первичных пород-коллекторов, палеоструктуры, отвечающей за размещение первичных скоплений УВ перед последним этапом тектонической активизации и характера тектонического режима на завершающем этапе развития, обеспечивающего формирование и сохранение вторичной залежи.

Игнорирование отмеченных здесь и в работах [7, 8] фактов и явлений чревато исключением из поля зрения геологов целого нового направления ГРР на нефть и газ. Особо важным представляется оценка возможности развития эмульсионных залежей на «старых» месторождениях с развитой инфраструктурой, на больших глубинах, в фундаменте, на землях (ЛУ) с неясными перспективами.

Литература

1. Абукова Л.А., Яковлев Ю.И. Геоэкологическая концепция разработки месторождений нефти с низким гидродинамическим потенциалом //Нефтепромысловое дело. 2008. № 5. С. 15–18.
2. Волков А.А., Балашова В.Д., Коновальчук О.Ю., Волкова И.И. К вопросу разрушения стабильных водонефтяных эмульсий //Нефтепромысловое дело. 2013. № 5. С. 40–42.
3. Грибик Я.Г. Об особых типах скоплений трудноизвлекаемых запасов углеводородов //Недропользование XXI век. 2016. № 4. С. 124–131.
4. Иванова И.К., Семенов М.Е., Корякина В.В., Рожин И.И. Определение P-T – области устойчивости гидратов природного газа в эмульсиях парафинистой нефти //Успехи современного естествознания. 2016. № 10. С. 36–41.
5. Карпов В.А. Условия формирования скоплений углеводородов в центральной и южной частях Припятского прогиба // Нефтегазовая геология и геофизика. 1982. № 6.
6. Карпов В.А., Колдашенко Т.В., Черевко Т.А. Перспективы нефтегазоносности девонских отложений южной части Припятского прогиба //Нефтегазоносность западных районов Европейской части СССР. М.: ВНИГНИ. 1986.
7. Карпов В.А. Об особом типе скоплений трудноизвлекаемых запасов УВ //Недропользование XXI век. 2016. № 3. С. 132–139.
8. Карпов В.А. Залежи водонефтяных эмульсий – природные объекты //Недропользование XX1 век. 2016. № 5. С. 184–188.
9. Киреев Ф.А. Граниты и их нефтегазоносность //Дегазация Земли и генезис нефтегазовых месторождений (к 100-летию со дня рождения академика П.Н. Кропоткина). М.: ГЕОС. 2011. С. 442–455.
10. Сафиева Р.З., Магадова Л.А., Климова Л.З., Борисова О.А. Физико-химические свойства нефтяных дисперсных систем / Под ред. В.Н. Кошелева. М.: Изд-во РГУНГ им. И.М. Губкина. 2001. 60 с.
11. Сафиева Р.З., Магадова Л.А., Климова Л.З., Борисова О.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.
12. Шерман Ф. Эмульсии. Л.: Химия. 1972. 448 с.
13. Яковлев Ю.И. Теория и примеры нисходящей миграции углеводородов. Формирование, поиск и разведка газовых залежей //Сб. науч. тр. ВНИИГаз. М. 1988. С. 29–37.

UDC 553.98

V.A. Karpov, PhD, Member of the Editorial Board of "Subsoil XXI Century" magazine[1], valkarp@yandex.ru
[1]Office 509, 7 Bolshoy Strochenovsky alleyway, Moscow, 115054, Russia.

Once again, the need to search for hydrocarbon accumulations emulsion

Abstract. The author responds to criticism YG Gribik, bringing new arguments validity of the assertion that a significant development in the oil and gas provinces are accumulations of hydrocarbons containing water–oil emulsion, or closely associated with them, which should be considered when evaluating the search results of exploration and development of clusters in the optimization of oil and gas exploration techniques which should be adequate to the peculiarities of the tectonics of the region, particularly the development of fractures

Keywords: water–oil emulsion; technique; 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* [Petroleum Engineering], 2008, no. 5, pp. 15–18.
2. Volkov A.A., Balashova V.D., Konoval'chuk O.Iu., Volkova I.I. *K voprosu razrusheniia stabil'nykh vodoneftianykh emul'sii* [On the question of the destruction of a stable water-oil emulsions]. *Neftepromyslovoe delo* [Petroleum Engineering], 2013, no. 5, pp. 40-42.
3. Gribik Ia.G. *Ob osobykh tipakh skoplenii trudnoizvlekaemykh zapasov uglevodorodov* [On special types of hard-to-inventory accumulations of hydrocarbons]. *Nedropol'zovanie XXI vek* [Subsoil XXI century], 2016, no. 4, pp. 124–131.
4. Ivanova I.K., Semenov M.E., Koriakina V.V., Rozhin I.I. *Opredelenie R-T – oblasti ustoichivosti gidratov prirodnogo gaza v emul'siiakh parafinistoi nefti* [Determination of P-T - the region of stability of natural gas hydrates in the emulsions of paraffin oil]. *Uspekhi sovremennogo estestvoznaniia* [The success of modern science], 2016, no. 10, pp. 36–41.
5. 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* [Petroleum geology and geophysics], 1982, no. 6.
6. Karpov V.A., Koldashenko T.V., Cherevko T.A. *Perspektivy neftegazonosnosti devonskikh otlozhenii iuzhnoi chasti Pripiatskogo progiba* [Prospects for oil and gas potential of Devonian deposits of the southern part of the Pripyat Trough]. *Neftegazonosnost' zapadnykh raionov Evropeiskoi chasti SSSR* [Oil and gas regions of Western European part of the USSR]. Moscow, VNIGNI Publ., 1986.
7. Karpov V.A. *Ob osobom tipe skoplenii trudnoizvlekaemykh zapasov UV* [The special type of accumulations of hard hydrocarbon reserves]. *Nedropol'zovanie XXI vek* [Subsoil XXI century], 2016, no. 3, pp. 132–139.
8. Karpov V.A. *Zalezhi vodoneftianykh emul'sii – prirodnye ob"ekty* [Deposits of oil-water emulsions - natural sites]. *Nedropol'zovanie XXI vek* [Subsoil XXI century], 2016, no. 5, pp. 184–188.
9. Kireev F.A. *Granity i ikh neftegazonosnost'* [Granites and their oil and gas potential]. *Degazatsiia Zemli i genezis neftegazovykh mestorozhdenii* [Degassing of the Earth and the origin of oil and gas fields].On the 100th anniversary of Academician PN Kropotkin, Moscow, GEOS Publ., 2011, pp. 442–455.
10. Safieva R.Z., Magadova L.A., Klimova L.Z., Borisova O.A. *Fiziko-khimicheskie svoistva neftianykh dispersnykh sistem* [Physical and chemical properties of oil disperse systems]. Edited by V.N. Koshelev. Moscow, RGUNG (Gubkin), 2001, 60 p.
11. Safieva R.Z., Magadova L.A., Klimova L.Z., Borisova O.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]. Proc. Inter con. Geopetrol-2010 "New methods and technologies of field development and production of hydrocarbons on land and sea", Krakow, Oil and Gas Institute Publ., 2010, pp. 269–275.
12. Sherman F. *Emul'sii* [Emulsions]. Leningrad, Khimiia Publ., 1972, 448 p.
13. 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]. VNIIGaz, Moscow, 1988, pp. 29–37.