УДК 553.98

Я.Г. Грибик
канд. геол.-мин. наук
Институт природопользования НАН Беларуси[1]
ведущий научный сотрудник
yaroslavgribik@tut.by

Об особых типах скоплений трудноизвлекаемых запасов углеводородов

[1]Институт природопользования НАН Беларуси, Республика Беларусь, 220114, Минск, ул. Ф. Скорины, 10.

Автор статьи не полностью поддерживает предположение о широком развитии в нефтегазоносных провинциях скоплений углеводородов в виде эмульсионных залежей. На примере отдельных поисковых объектов Припятского прогиба приводится аргументированное объяснение полученных результатов, характеризующихся неоднозначными данными в части выявления таких залежей. Высказывается предложение о необходимости учета физико-химических и геологических особенностей объектов

Ключевые слова: водонефтяная эмульсия; залежь; Припятский прогиб

В статье В.А. Карпова «Об особых типах скоплений трудноизвлекаемых запасов УВ», опубликованной в журнале «Недропользование XXI век»в июне 2016 г. [6], высказывается предположение о том, что в нефтегазоносных провинциях имеют значительное развитие скопления УВ, содержащие водонефтяные эмульсии. При этом автором предполагается их скопление в виде залежей УВ «в немалых масштабах, ... различной продолжительностью существования, наличие (палео) эмульсионных залежей». В качестве подтверждающих факторов проявления эмульсионных залежей (ЭЗ) приводятся некоторые обоснования из практики ГРР.

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

Такой результат можно объяснить как геологическими, так и технологическими причинами. Технологические причины автором в некоторой степени объясняются доказательством отсутствия заколонных перетоков. Вместе с тем 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 УВ, 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, поскольку ЭЗ должна содержать углеводороды.

Получение притоков безводной нефти из низкоомных пластов.

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).

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.

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.

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

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. Показателеен пример по Березинскому месторождению, расположенному в районе Северного краевого разлома Припятского прогиба. Промышленная нефтеносность верхнедевонских карбонатных межсолевых отложений установлена в промежуточном блоке II скв. № 3 в 1975 г., основного блока III – в 1976 г. скв. 8, а оценка и доказательство промышленной нефтеносности северного блока I выполнена только через 3 года (***рис. 1***). При этом в поисковой скв. 17, пробуренной в первом блоке в 1977 г., а затем в скв. 21, пробуренной в 1979 г. во вскрытой межсолевой толще верхняя часть представлена доломитом темно-серым кристаллическим кавернозным с выпотами подвижной легкой нефти. По заключению промыслово-геофизических данных в разрезе выделялось 85–125 м нефтенасыщенных коллекторов с емкостью $К_п$ – 4–5% и $К_н$ до 72%. В процессе бурения в скв. 17 выполнено испытание 7 объектов, а в скв. 21 – 5 объектов испытателем пластов при различных технологических параметрах (депрессия на пласт, время стояния на притоке, на записи КВД) – притоков пластового флюида не получено. Записи глубинных манометров при испытании ИП характеризуют разрез как с низкопроницаемыми пластами, из которых получение притоков в эксплуатационной колонне весьма проблематично. Однако выпоты нефти в керне, положительное заключение по данным ГИС ориентировало геологическую службу на испытание в эксплуатационной колонне.

Одной из характерных особенностей вскрытого разреза являлось то, что разрез

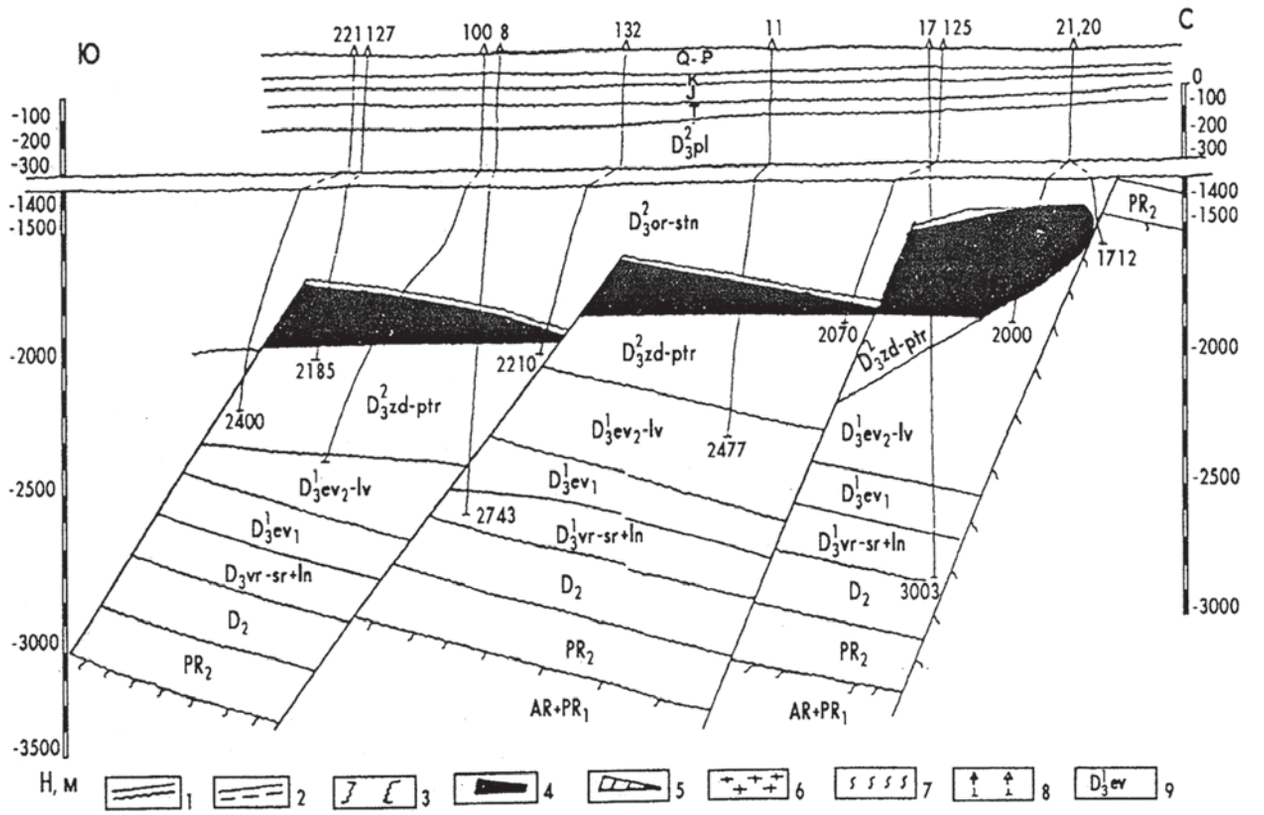

Рис. 1.
Геологический профиль Березинского месторождения (Л.М. Ланкуть) [8]: 1 – стратиграфические границы, 2 – дизъюнктивные нарушения, 3 – зоны срезания (прорыва) межсолевых отложений, 4 – залежи нефти, 5 – предполагаемые залежи, 6 – соль, 7 – породы кристаллического фундамента, 8 – скважина и ее забой, 9 – возраст отложений

представлен кавернозными доломитами с кавернами в диаметре до 1–2 см с выпотами нефти, внутри заполненными прозрачной каменной солью. С целью получения промышленного притока нефти в процессе освоения скважины в эксплуатационной колонне трестом «Белнефтегазразведка» в 1979 г. выполнялись работы по выщелачиванию солей из кавернозной емкости пресной водой и обоснование перед ГКЗ СССР продуктивности I блока месторождения. После закачки в пласт пресной воды в объеме 140 м^3 при давлении 18–20 МПа через 13 ч выдержки на реагировании пласт начинает переливать на устье дебитом 10 м^3/сут плотностью выходящих продуктов выщелачивания 1,15 г/см^3 с последующим повышением плотности рассола растворения до 1,20 г/см^3 с обильными нефтепроявлениями в виде пятен и пленок нефти. В последующем после отбора рассола – скважина продолжает работать безводной нефтью дебитом 5–7 м^3/сут.

По результатам опытных работ установлено, что для добычи 1 м^3 нефти потребовалась закачка 10 м^3 пресной воды для растворения галита и создания каналов фильтрации.

Недропользователь на скв. 17 работает до настоящего времени с промывкой пресной водой для создания проницаемости в режиме периодическая закачка–отбор [4, 9].

Характеризуя основной объект анализа, т.е. водонефтяную эмульсию, В.А. Карпов приводит ряд обоснований:

– 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);

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

– 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;

– водонефтяная эмульсия является неньютоновской жидкостью.

Перечень приведенных им обоснований водонефтяной эмульсии не привязан, к сожалению, ни к одному термобарическому либо физико-химическому параметру среды их проявления и существования, кроме такого параметра как турбулентность потока. По этому термину у меня мнение абсолютно противоположное, я считаю, что процесс формирования залежей УВ в недрах происходит в масштабах геологического периода не мгновенно, а является продолжительным во времени, т.е. не кратковременным, который мог бы сопровождаться турбулентностью потока.

Образование водонефтяных растворов, определенное ранее в экспериментально-лабораторных условиях, характеризуется более высокими значениями параметров, которые в осадочных бассейнах достигаются на глубинах более 6000 м и температуре выше 340–360 °С [10, 11], что явно существует не во всех бассейнах.

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.

Одной из важных составляющих процесса формирования ЭЗ автором придается тектоноблендеру [5], являющемся по мнению В.А. Карпова, стержневым процессом формирования разнотипных УВ залежей. Даже при отсутствии четкого понимания этого явления (а тем более – названия) на некоторые положения следует обратить внимание. В частности, на 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, сформированной 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.

Все вышеприведенное свидетельствует не об отсутствии геологического интереса к поднятой проблеме о водонефтяных эмульсиях нефтегазоносных районов, а о неоднозначности явления. В Припятском прогибе установлены примеры выявления неоднозначного заключения о характере насыщения отложений надсолевого комплекса, включающие образования надсолевого девона, карбона и перми Центрального и Южного нефтеперспективных районов. В зависимости от минерализации пластовых вод, диаметра бурения в надсолевом комплексе и применяемой регистрирующей аппаратуры ГИС, качества промывочной буровой жидкости и учета литолого-петрографического состава породы определяется эффективность промыслово-геофизических заключений [7]. **Иными словами, вопрос о флюидной насыщенности разнотипных разрезов не является столь однозначным, чтобы можно было уверенно охарактеризовать разрез с эмульсионной залежью.**

Весьма интересные геологические материалы, вписывающиеся в тематику дискуссионного рассмотрения, получены по Кузьмичевской площади, расположенной на западе Центральной части Припятского прогиба, в пределах которой в 1975–1976 гг. пробурена поисковая скв. 1. В.А. Карпову, работавшему в то время начальником геологического отдела Калинковичской НРЭГБ, весьма интересно было бы оценить результаты работ на объекте, исходя из современных представлений. По керну, отбиравшемуся селективно по подсолевому карбонатному и терригенному комплексам в старооскольском горизонте из

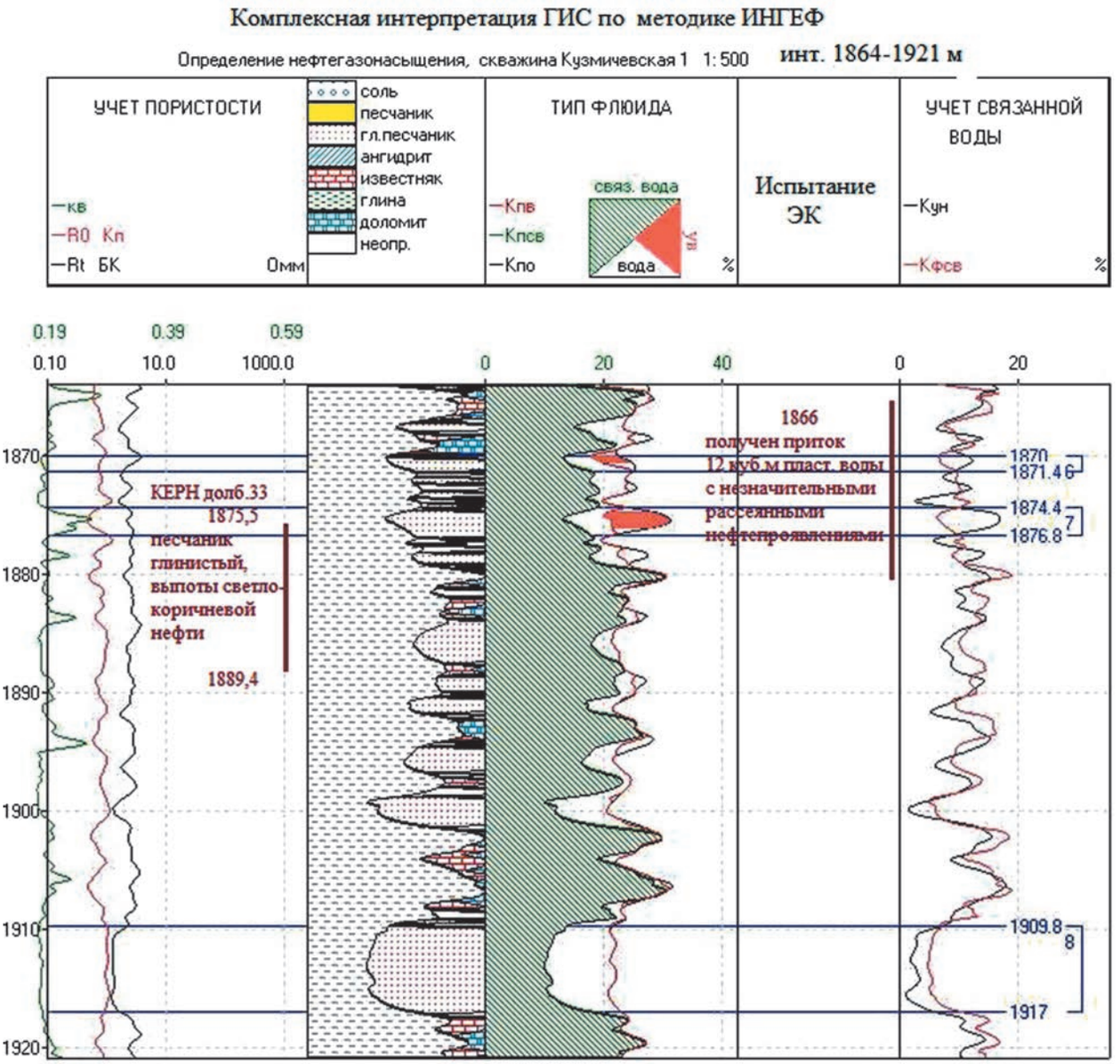

Рис. 2.
Скважина Кузьмичевская 1. Результаты обработки данных ГИС по ИНГЕФ (интерпретатор Л.П. Машара, 2010)

интервала 1875,5–1889,4 м, представленном глиной кирпично-красного цвета, аргиллитоподобной с пропластками песчаника кирпично-красного, кварцевого на глинистом цементе, поднят песчаник с выпотами светло-коричневой нефти. При испытании этой части разреза ИП в процессе бурения из интервалов 1852–1954 м, 1848–1957 м, 1848–1906 м получен приток фильтрата глинистого раствора с дебитом 8,03–10,36 м^3/час с обильной пленкой нефти плотностью 0,84 г/см^3. По заключению материалов промыслово-геофизических исследований выделены в интервалах 1869–1871 м, 1878–1879 м, 1884–1886 м пласты-коллекторы невысокой емкости с низкой нефтенасыщенностью (оперативная интерпретация ГИС, апрель, 1976 г.). По результатам современной обработки материалов ГИС по программе ИНГЕФ в интервалах 1870–1871,4 м и 1874,4–1876,8 м выделяются нефтенасыщенные пласты-коллекторы с $К_{п.эф.}$ до 12,3%, $К_н$ – 44–51,4% (***рис. 2***).

При испытании в эксплуатационной колонне объекта в интервале 1866–1890 м получен приток пластовой воды плотностью 1,20 г/см^3, дебитом 36,8 м^3/сут с рассеянным нефтегазопроявлением в виде капель нефти. Пластовое давление составило 19,2 МПа на глубине 1885 м, что соответствует градиенту 1,02 МПа/100 м. Пластовая температура – 38 °С. Характерная особенность – проявления нефти в виде капель на первоначальном

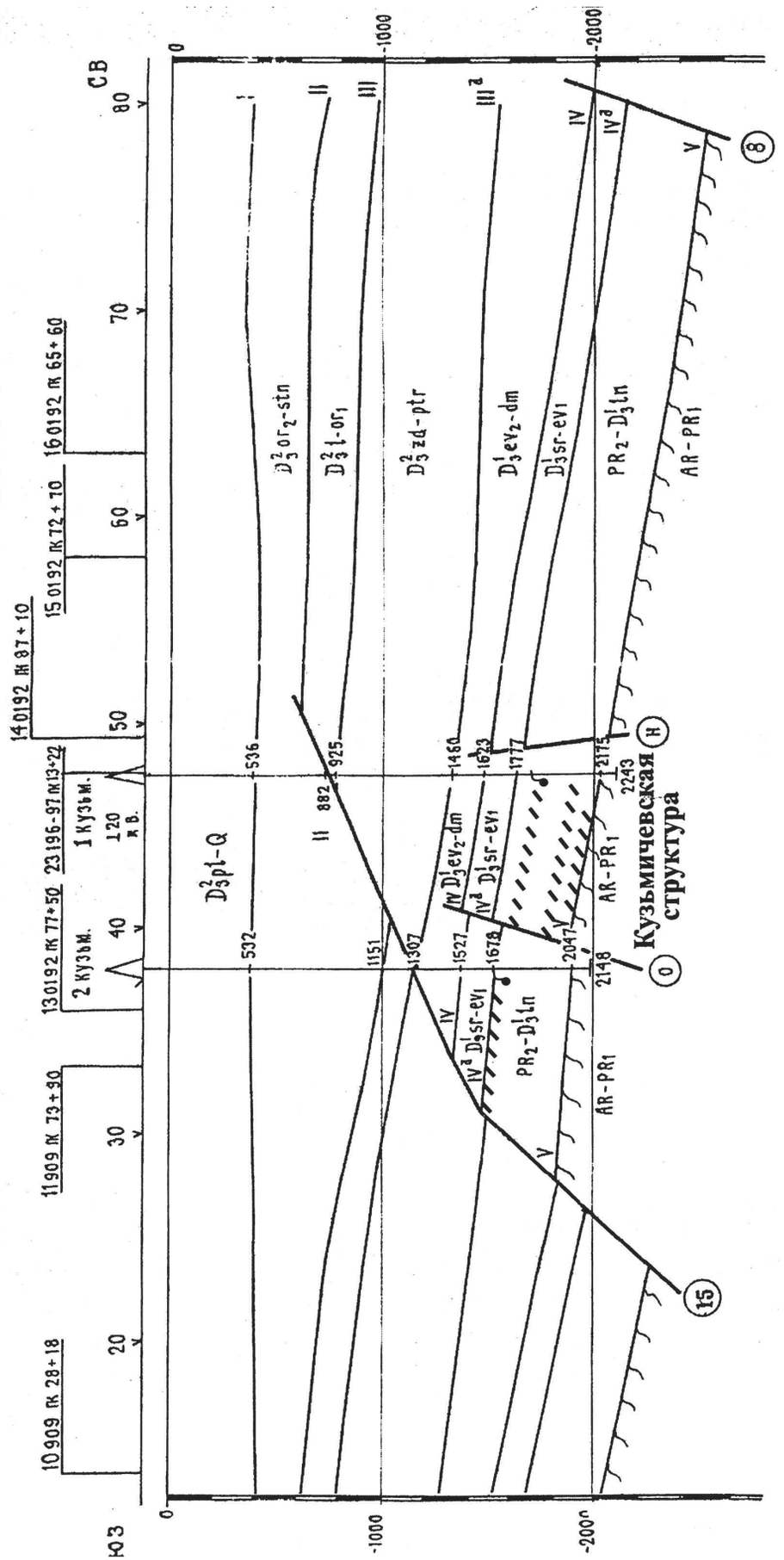

Рис. 3.
Кузьмичевская площадь. Сейсмогеологический разрез по профилю 05_{0192}

этапе освоения скважины, исчезающая при получении постоянства химического состава пластовой воды на устье.

С целью оценки перспектив нефтеносности Кузьмичевской площади в 2006 г. на расстоянии 900 м к югу от скв. 1 в своде подсолевой структуры пробурена скв. 2 (***рис. 3***). В разрезе скв. 2 из аналога разреза нефтепроявления в скв. 1 (почти на 100 м выше) отобран керн без признаков УВ. При испытании ИП в процессе бурения, по данным ГИС эта часть разреза обводнена. Вместе с тем признаки нефти в скв. 2 установлены гипсометрически выше на глубине 1710–1718 м в виде выпотов нефти в песчанике ланского горизонта. При испытании этой части пласта на глубине 1699–1718 м получен приток пластовой воды плотностью 1,18 г/см^3 дебитом 8,9 м^3/ч.

При оценке перспектив нефтегазоносности Кузьмичевской площади, исходя из предполагаемых В.А. Карповым ЭЗ, рекомендовано было бы направление заложения очередной поисковой скважины к северу от пробуренной скв. 1, т.е. – на погружение. Однако эта позиция обосновывается явно слабо:

– об обводненности старооскольского горизонта гипсометрически ниже скв. Кузьмичевская 1 свидетельствуют данные по испытанию расположенной к востоку скв. Восточно-Кузьмичевская 1, в которой перспективная часть разреза обводнена по результатам испытания;

– принятое направление ГРР по Кузьмичевской площади в части заложения очередной поисковой скв. 2 в более высоком гипсометрическом положении – правильное. Отрицательный результат следует объясняется широким поисковым шагом и игнорированием на стадии проектирования фрагмента малоамплитудного разрывного нарушения, оказавшимся по результатам бурения скв. 2 структурообразующим для предполагаемой ловушки нефти в блоке скв. 1 (***рис. 3***).

– перспективы нефтеносности Кузьмичевской площади в настоящее время связываются в первую очередь с блоком скв. 1, в пределах которого, по нашим данным, по радиенасыщенности пластовых вод в коре выветривания кристаллического фундамента (2168–2174 м), в верхней части верхнего протерозоя (2040–2048 м), в старооскольском горизонте (1866–1880 м) на расстоянии не более 100 м к югу прогнозируются залежи нефти традиционного типа [1].

Аналогичная неоднозначность заключений по данным ГИС и результатам испытания в эксплуатационной колонне в последующем установлена в разрезе подсолевого терригенного комплекса на Прохоровской (скв. 10, 13), Шумятичской (скв. 1) площадях и требует дополнительного изучения.

Приведенный пример свидетельствует об отсутствии явных эмульсионных залежей, по крайней мере, в Припятском прогибе. Отдельные фрагменты неоднозначности, как по насыщенности разреза, так и по полученным результатам испытания в колонне, особенно в надсолевом комплексе, объясняется газогидратными проявлениями в осадочном чехле [2]. Возможно, газогидратные залежи широко развиты в нефтегазоносных провинциях. Однако эта проблема находится пока в начальной стадии изучения.

Вопрос о выявлении эмульсионных залежей в нефтегазоносных бассейнах невозможно обсуждать в отрыве от реальных фактических данных, его необходимо решать по конкретным объектам параллельно с физико-химическими исследованиями.

Литература

1. Грибик Я.Г. Новые прогнозируемые месторождения нефти в Припятском прогибе //Материалы международной научно-практической конференции РУП БелНИГРИ «Инновационное развитие геологической науки – путь к эффективному и комплексному освоению ресурсов недр». Минск: БелНИГРИ. 2007. С. 84–88.
2. Грибик Я.Г. Поисковые признаки газогидратных залежей в недрах Беларуси //Доклады НАН Беларуси. 2012. № 6. С. 82–86.
3. Грибик Я.Г. Перспективные ресурсы нетрадиционного углеводородного сырья Беларуси //Недропользование XXI век. 2015. № 1. С. 84–93.
4. Жогло В.Г., Будник Н.И., Махнач А.А., Грибик Я.Г. Влияние галитовой минерализации на разработку Березинского месторождения в Припятском прогибе //Природные ресурсы. 2015, № 1. С. 5–19.
5. Карпов В.А. К вопросу оптимизации методики нефтегазопоисковых работ //Недропользование XXI век. 2011. № 5. С. 72–76.
6. Карпов В.А. Об особом типе скоплений трудноизвлекаемых запасов УВ //Недропользование XXI век. 2016. № 3. С. 132–139.

7. Кузняный В.А., Машара Л.П. Особенности интерпретации материалов каротажа в надсолевых отложениях Припятского прогиба //Материалы международной научно-практической конференции «Потенциал добычи горючих ископаемых в Беларуси и прогноз его реализации в первой половине XXI века». Гомель: Полеспечать. 2012. С. 632–644.
8. Полезные ископаемые Беларуси: к 75-летию БелНИГРИ. Мн.: Адукацыя и выхаванне. 2002. 528 с.
9. Серебренников А.В., Повжик П.П., Демяненко Н.А., Жук И.В. Опыт освоения трудноизвлекаемых и нетрадиционных запасов углеводородов в РУП «Производственное объединение «Белоруснефть»: проблемы и перспективы развития // Недропользование XXI век. 2016. № 3. С. 114–125.
10. Султанов Р.Г., Скрипка В.Г., Намиот А.Ю. Фазовые равновесия в системе состоящей из высококипящего углеводорода и воды при температурах до 365°С //Нефтяное хозяйство. 1972. № 2. С. 57–59.
11. Чеканюк Э.Б., Филяс Ю.И. Водонефтяные растворы. Киев: Наукова думка. 1977. 128 с.

UDC 553.98

Ya.G. Gribik, PhD, Leading Researcher of Institute of Nature Management of NAS of Belarus[1], yaroslavgribik@tut.by

The Special Type of Accumulation of Hard to Recover Reserves of Hydrocarbons

[1]Institute of nature management of NAS of Belarus. 10 F. Skaryna street, Minsk, 220114, Republic of Belarus.

Abstract. The author does not quite support the assumption of extensive development of oil and gas in the provinces of hydrocarbon accumulations in the form of emulsion deposits. For example, individual search facilities Pripyat Trough provides a reasoned explanation of the results, characterized by ambiguous input data in terms of the identification of such deposits. Suggestions were made about the need to consider the physical, chemical and geological features of objects.

Keywords: water–oil emulsion; deposit; Pripyat Trough.

References

1. Gribik Ia.G. *Novye prognoziruemye mestorozhdeniia nefti v Pripiatskom progibe* [New projected oil deposits in the Pripyat Trough]. *Materialy mezhdunarodnoi nauchno-prakticheskoi konferentsii RUP BelNIGRI «Innovatsionnoe razvitie geologicheskoi nauki – put' k effektivnomu i kompleksnomu osvoeniiu resursov nedr»* [Proc. of the int. conf. RUE BelNIGRI "Innovative development of geological science - the way to an efficient and integrated development of subsurface resources"]. Minsk: BelNIGRI Publ., 2007, pp. 84–88.
2. Gribik Ia.G. *Poiskovye priznaki gazogidratnykh zalezhei v nedrakh Belarusi* [Prospecting indicators of gas hydrate deposits in the depths of Belarus]. *Doklady NAN Belarusi* [Reports of the National Academy of Sciences of Belarus], 2012, no. 6, pp. 82–86.
3. Gribik Ia.G. *Perspektivnye resursy netraditsionnogo uglevodorodnogo syr'ia Belarusi* [Prospective resources of unconventional hydrocarbon material in Belarus]. *Nedropol'zovanie XXI vek* [Subsoil XXI century], 2015, no. 1, pp. 84–93.
4. Zhoglo V.G., Budnik N.I., Makhnach A.A., Gribik Ia.G. *Vliianie galitovoi mineralizatsii na razrabotku Berezinskogo mestorozhdeniia v Pripiatskom progibe* [Effect of halite salinity on the development of halite Berezinskii deposits in the Pripyat Trough]. *Prirodnye resursy* [Natural resources], 2015, no. 1, pp. 5–19.
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* [Subsoil XXI century], 2011, no. 5, pp. 72–76.
6. 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.
7. Kuznianyi V.A., Mashara L.P. *Osobennosti interpretatsii materialov karotazha v nadsolevykh otlozheniiakh Pripiatskogo progiba* [Features logging interpretation of materials in post-salt sediments of the Pripyat Trough]. *Materialy mezhdunarodnoi nauchno-prakticheskoi konferentsii «Potentsial dobychi goriuchikh iskopaemykh v Belarusi i prognoz ego realizatsii v pervoi polovine XXI veka»*[Proc. of the int. conf. "The potential of fossil fuels production in Belarus and the forecast of its implementation in the first half of the XXI century"], Gomel', Polespechat' Publ., 2012, pp. 632–644.
8. *Poleznye iskopaemye Belarusi: k 75-letiiu BelNIGRI* [Minerals Belarus: the 75th anniversary BelNIGRI], Minsk, Adukatsyia i vykhavanne Publ., 2002, 528 p.
9. Serebrennikov A.V., Povzhik P.P., Demianenko N.A., Zhuk I.V. *Opyt osvoeniia trudnoizvlekaemykh i netraditsionnykh zapasov uglevodorodov v RUP «Proizvodstvennoe ob"edinenie «Belorusneft'»: problemy i perspektivy razvitiia* [Experience in development of hard and unconventional hydrocarbons in RUE "Production Association" Belorusneft ": Problems and Prospects]. *Nedropol'zovanie XXI vek* [Subsoil XXI century], 2016, no. 3, pp. 114–125.
10. Sultanov R.G., Skripka V.G., Namiot A.Iu. *Fazovye ravnovesiia v sisteme sostoiashchei iz vysokokipiashchego uglevodoroda i vody pri temperaturakh do 365°S* [Phase equilibria in the system consisting of the high boiling hydrocarbon and water at temperatures up to 365 ° C]. *Neftianoe khoziaistvo* [Oil Industry], 1972, no. 2, pp. 57–59.
11. Chekaniuk E.B., Filias Iu.I. *Vodoneftianye rastvory* [Oil-water solutions], Kiev, Naukova dumka Piubl., 1977, 128 p.