



**В. А. Карлов**  
канд. геол.-мин. наук  
заслуженный геолог РФ  
эксперт ГКЗ  
журнал «Недропользование XXI век»<sup>1</sup>  
член редакционной коллегии  
valkarp@yandex.ru

# Синклинали – как объект изучения при нефтегазопроисловых работах

<sup>1</sup>Россия, 115054, Москва, Большой Строченовский пер., 7, офис 509.

*Продолжается обсуждение проблемы «синклиальной» нефти. В первом номере журнала опубликована статья Я.Г. Грибика «О «синклиальной» нефти» [1], в которой выражена одна из точек зрения на реальность существования скоплений УВ, связанных с отрицательными структурами (ОС), о чем разговор начат был в прошлом году [2]. Автор настоящей статьи отмечает, что существуют иные углы зрения на данную проблему*

**Ключевые слова:** «синклиальная» нефть; вторичные синклинали; восходящие и нисходящие движения флюидов; ловушки в надсолевых отложениях; порода во флюиде; нефтеперспективные толщи



Оценка критических возражений выполнена по той схеме, по тем ключевым вопросам, которые сформулированы Я.Г. Грибиком:

- синеклиза как геологический объект;
- восходящие и нисходящие движения флюидов;
- ловушки в надсолевых отложениях;
- порода во флюиде.

По **первому** вопросу: синеклиза, как геологический объект, воспринята оппонентом представленной без анализа палеогеологические условия ее генезиса. Хотя ниже отмечается, что принят путь оценки синклинали объектов, сформированных после палеотектонической перестройки. Подчеркнем: первичные синклинали древнего заложения и длительного тектонического унаследованного развития представляют меньший интерес. Соответственно, **вторичные синклинали, как части древних поднятий, являются наиболее перспективными объектами.** Границу между этой синклиналью (ОС) и ее соседом-антиподом совершенно логично следует проводить по разделяющему их разлому, переходящему вверх, как вариант – во флексуру. Признавая, что УВ и пластовая вода, как «сиам-

приведенными к одной глубине пластовыми давлениями, можно констатировать, что «межсолевые» давления больше «подсолевых», что и является достаточным основанием для предположения о нисходящей фильтрации в период активизации разлома. То есть, действительно, характер формирования пластовых давлений палеотектонический, как и в случаях с аномально высокими пластовыми давлениями в верхне-соленосном комплексе и в южных опущенных крыльях Речицко-Вишанской зоны, которые являются частью ОС. Таким образом, и по данным Я.Г. Грибика, для нисходящего движения пластовых флюидов предпосылки присутствуют, что лишний раз подтверждает справедливость сделанных ранее выводов другими исследователями [9].

Переходя к **третьему** вопросу, следует сразу приветствовать заключение оппонента о том, что «...факт сокращения разреза к разломам либо к куполам, т.е. от более погруженных частей к сводовым свидетельствует о реальной возможности выявления в этих частях разреза ... литологических либо стратиграфических ловушек». Ведь такие явления имеют место и в пределах вторичных синклиналей, являющихся наиболее нефтеперспективными. А упомянутая проверка идеи об перспективах нефтеносности надсолевого комплекса Припятского прогиба, осуществленная бурением параметрической скважины в наиболее погруженной Центральной части прогиба в Северо-Ельской синклинали зоне на Барбаровской площади, проведена в пределах первичной синклинали, где, действительно, ожидать промышленные скопления УВ было трудно. Таким образом, установленная по результатам бурения скважины полная водонасыщенность надсолевого разреза Барбаровской первичной синклинали мульты свидетельствует лишь о том, что идея синклинали нефти в надсолевом комплексе Припятского прогиба пока **не проверена окончательно.** И вообще надо признать, что кроме описанного случая и нефтепоисковых работ на Свободской площади, целевых исследований пока не проводилось. А результаты, полученные на Свободской площади (в пределах вторичной синклинали), ознаменовавшиеся открытием нижнепермской соленосной толщи [17], не имеют законченный вид, хотя и могут говорить о значительных перспективах нефтеносности.

Теперь о **четвертом** факторе: о породе во флюиде и об ее крайней форме проявления – инвертном типе коллектора [3]. Надо сразу подчеркнуть, что это не есть признак «синклинали» нефти, а **следствие влияния разлома**, который может проявляться в любых структурных

## Вторичные синклинали, как части древних поднятий, являются наиболее перспективными объектами

ские» близнецы, в общем случае всегда рядом, надо подчеркнуть, что благодаря тектонической перестройке, формы их сосуществования могут быть различными за счет вторичного минералообразования и эмульсеобразования. И совершенно очевидно: при том, что «...отсутствуют продуктивные скважины в пределах залежей традиционного типа, которые бы через определенный период отбора нефти (через месяц, год) не обводнялись» в традиционных условиях, есть и скважины, не обводняющиеся в течение долгого периода, благодаря тому, что они пробурены в нетрадиционных условиях, каковыми являются и ОС.

Касаясь **второго** вопроса (принципиальной возможности нисходящей фильтрации), можно не привлекать дополнительные материалы, достаточно проанализировать график зависимости пластовых давлений в надсолевом, межсолевом и подсолевом комплексах от глубины залегания пластов-коллекторов [1], представленный оппонентом (рис. 2). На нем видно: если оперировать

условиях, но в силу особенностей формирования вторичных синклиналей способен показать себя достаточно активно именно здесь.

Что касается тектонитов в своде солянокупольных структур, представленных битуминозной брекчией [1], какие были выявлены (представлены оппонентом на рис. 1) на Октябрьской, Южно-Гороховской, Прудокской, Каменской, Ельской, Наровлянской площадях (и не только), следует отметить следующее. Было установлено, что наибольшими перспективами обладают соляные поднятия с интенсивностью (отношением амплитуды поднятия к его площади) менее 10 [16].

Следует подчеркнуть, что поиск скоплений УВ, связанных с тектонитами – процесс достаточно непростой не только при локальном прогнозировании, но и при реализации прогноза при первичном вскрытии и дальнейшем исследовании. Он чреват пропусками, неоднозначными результатами, что может быть нейтрализовано только тщательностью таких исследований и, в первую очередь, при изучении керна [21].

Подводя итог всему сказанному здесь, а также в статьях [2, 4, 5, 6, 7], можно заключить:

- в пределах Припятского прогиба по четырем проанализированным критериям перспективы выявления залежей нефти в отрицательных по форме поверхности структурах, т.е. в синклиналиях, достаточно высоки;

- поиск залежей углеводородов в синклинальных структурах в условиях Припятского прогиба (как и в других регионах) в ближне-дальнесрочный период вполне реален, для чего неизбежна смена господствующей «антиклинальной» парадигмы;

- для более убедительного обоснования идеи «синклинальной» нефти и подтверждения ее реальности или ничтожности, учитывая отсутствие на сей день общераспространенной модели «синклинальной» нефти в мировой геологической практике, необходим тотальный пересмотр геолого-геофизического материала на предмет определения дальнейших шагов в этом направлении, но уже под иным углом зрения на особенности строения и историю тектонического развития региона.

При этом, если вести речь об ином угле зрения, необходимо иметь в виду следующее.

Как известно, принцип дифференциального улавливания (Гассоу – Савченко – Максимова) отражает механизм распределения флюидов по мере их миграции из центральных частей нефтегазоносных бассейнов к периферийным частям по латерали, когда более погруженные положительные структуры заполняются газобразными флюидами, а вверх по восстанию

последние сменяются нефтью (с различным газонасыщением и плотностью) и пластовыми водами.

Принцип (правило) Кудрявцева отражает характер распределения скоплений УВ по вертикали, когда наличие залежи на одном стратиграфическом уровне предполагает обязательное присутствие залежи на другом.

Оба принципа не универсальны. Сплошь и рядом можно видеть отклонения от этих закономерностей. Причина достаточно проста: они имеют свои области проявления, не пересекаясь друг с другом во времени, являются проявлениями по сути самостоятельных этапов тектонического развития региона, накладываясь друг на друга.

Примечательно: если принципом Гассоу – Савченко – Максимова «пользуются» «органики», то использование принципа Кудрявцева – прерогатива «неоргаников». Хотя надо констатировать, что эти оба принципа отражают особенности нефтегазоаккумуляции и должны «работать» независимо от генезиса УВ. И еще: если принцип Гассоу – Савченко – Максимова не предусматривает активное проявление разломообразования, то принцип Кудрявцева по сути «продукт» этого процесса. *Если принцип Гассоу – Савченко – Максимова ведет тому, что наиболее нефтегазоперспективными являются положительные структуры древнего заложения и длительного унаследованного развития и определяют условия размещения первичных скоплений, то использование принципа Кудрявцева может быть эффективно в местах активного проявления разломов в любых структурных условиях, и он регулирует особенности локализации вторичных залежей.*

При этом латеральный ряд первичных скоплений УВ переходит в субвертикальный ряд вторичных (более молодых) залежей, обеспечивая многопластовость месторождений.

Отсюда следствие: используя принцип Гассоу – Савченко – Максимова, неизбежно следуя «антиклинальной» теории размещения скоплений УВ, геологи обеспечили пока успешность ГРП на уровне 20–40%.

Надо также иметь в виду, что в отличие от горных пород, флюидная среда емкостного пространства находится в неустойчивом состоянии и сильнее подвержена дистанционному влиянию. Она более чувствительна к внешним сейсmodинамическим воздействиям небольшой мощности. Даже незначительные упругие колебания способны вызвать изменение фазового состояния системы, а миграционные способности большинства смесей УВ позволяют им

перемещаться в этих условиях на значительные расстояния.

Высвобождение аккумулированной горными породами различных видов энергии (акустическая эмиссия, электромагнитное излучение, сейсмическая вибрация, ударная) обуславливает флуктуацию различных параметров системы «горные породы – органическое вещество – флюиды», в том числе и емкостно-фильтрационных [9].

Формирование скоплений УВ связано с быстрой протекающими геодинамическими процессами. Земная кора характеризуется неравномерным распределением напряжений, и в местах концентрации напряжений происходит разрушение минерального каркаса с новообразованием пустотного пространства и общим увеличением объема пород (дилатансия). Дилатансия сопровождается импульсным выделением энергии в виде поля напряжения. Волны напряжения перераспределяют энергию на значительные расстояния от источника возбуждения и формируют сложную систему радиальных и кольцевых трещин, при повторных актах импульсного высвобождения энергии трещинная система работает как природный насос по перекачке флюидов [9].

Установлена сопряженность скоплений УВ с наиболее активно развивающимися глубинными разломами, динамика которых проявляется в высокоградиентных современных вертикальных и горизонтальных движениях земной поверхности и изменениях во времени геофизических полей.

Миграция флюидных систем в глубоких горизонтах осадочного чехла и вблизи его поверхности установлена геохимическими исследованиями. Несомненна приуроченность высокопроницаемых пород к зонам современной сейсмической неустойчивости. Геометрия проявления этих процессов в пространстве имеет чаще локализованный субвертикальный, а не строго линейно-плоскостной характер. Современные глубинные геодинамические и флюидодинамические процессы определяют очаговую генерацию УВ и создают залежи нефти и газа с большим разнообразием форм и фазовых соотношений [10].

До сих пор узким местом органической гипотезы образования нефти остается вопрос о факторах первичной миграции (эмиграции). Сторонники неорганического генезиса нефти вообще отрицают всякую возможность ее эмиграции из нефтематеринских пород. Учет сейсмичности неизбежно должен привести к сближению этих точек зрения. На этапе пассивного тектонического развития, действительно, эмиграция УВ

маловероятна, но в период землетрясения разломная зона становится местом развития природных вакуумных образований (дилатансии), волновых воздействий, аномальной прогретости и магнитной напряженности, что обеспечивает разность энергетических потенциалов, значительно превосходящую потенциал архимедовых сил, и способность УВ к эмиграции.

При активизации разлома вторичная миграция обязана преимущественно дилатансии пород, аномальной прогретости, волновым колебаниям и возникшему при землетрясении аномальному электромагнитному полю [8]. Завершение активной фазы и начало очередного пассивного этапа развития тектонического элемента отмечается релаксацией зоны дилатансии, что в совокупности с характером пород вверх по восстанию новообразованного природного резервуара определяет степень сохранности вторичной залежи.

Изменение геометрии и вещественного состава этой залежи идет по сценарию, характерному для пассивного этапа. Латеральная и вертикальная миграция за счет архимедовых сил завершают формирование рисунка распределения УВ до очередного этапа активизации тектонических движений, когда восходящие потоки газожидкостных масс сменяются иными (преимущественно нисходящими) – по направлению к очагам дилатантных изменений (к пьезоминимумам). И это может происходить неоднократно: количество чередований пассивных и активных фаз (этапов) определяется конкретной историей развития каждого тектонического элемента. Современный облик распространения месторождений (залежей) УВ зависит от этой истории, но главным образом от последней пары фаз – активной и пассивной [7].

Антиклинальная теория пока так и не ответила на главный вопрос: каковы причины миграции УВ. Хотя вполне очевидно: УВ мигрируют из объема пород с избыточным давлением по направлению к пространству с дефицитом давления (к пьезоминимуму). Ведь не случайно установлено, что абсолютное число залежей УВ контролируются минимальными значениями приведенных пластовых давлений. Это относится и к антиклинальным ловушкам УВ, что описывается тектонофизическими моделями Гзовского М.В. [12], согласно которым свод антиклинали в процессе ее роста подвержен тектонофизическому разуплотнению (дилатансии), способствующему формированию пьезоминимума – главному условию миграции УВ, совпадающей по направлению движения флюидов с архимедовыми силами, что в итоге и обеспечивает локализацию скоплений УВ в своде антиклинали.

Но на каком-то этапе (пассивном) антиклиналь перестает расти, и по мере релаксации пьезо-минимума архимедовы силы становятся господствующими, продолжая питать свод углеводородами [13].

Особо ярко эпигенетический характер формирования вторичных пористости и каверн наблюдается в карбонатных коллекторах нефти, каковыми богат Припятский прогиб. Впервые вторичное происхождение пустот в карбонатных коллекторах вне связи с поверхностными процессами установлено Л.М. Бириной (1963) на примере месторождений Волго-Уральского региона. Ею было показано, что внедрение нефти в карбонатную толщу сопровождается не только образованием пустот (каверны, вторичные поры, трещины), которые она насыщает, но и вторичным преобразованием пород – перекристаллизацией кальцита, доломитизацией, ангидритизацией и заполнением трещин карбонатами и сульфатами. Впервые было обращено внимание на то, что процессы, связанные с сокращением порового пространства, характерны для периферийных фрагментов залежи и участков, располагающихся за ее пределами. Явления выщелачивания и вторичных преобразований Л.М. Бириня объясняет действием агрессивных флюидов, сопровождавших нефть. Ею отмечались также заполненные нефтью трещины, которые, по ее мнению, возникают в результате гидроразрыва при внедрении нефтешлюидов [14].

Однако о том, что залежи формируются за счет дилатансии, а не по причине нагнетания УВ в пласт извне, свидетельствует тот факт, что абсолютное число скоплений приурочены к пьезо-минимумам приведенных пластовых давлений.

Кроме того, особого отношения заслуживают так называемые промежуточные комплексы (ложные покрывки), которые при ближайшем рассмотрении имеют свойства сланцевых природных резервуаров УВ [15]. К таковым можно отнести данково-лебединские отложения надсолевой толщи, большую часть пород межсолевой толщи Внутреннего грабена и подсолевых отложений Припятского прогиба в целом.

*Специфика ГРП на нефть и газ сегодня заключается в том, что абсолютное большинство геологов слепо идет за «последней замкнутой изогипсой», определяющей площадь наиболее перспективной части структуры, особо не интересуясь тем, что происходит за пределами этого участка (свода, головной части блока и т.п.).*

Иная точка зрения на этот процесс состоит в том, что не меньший интерес должны вызывать и другие части исследуемого района, неза-

висимо от структурной характеристики. А в этих условиях, когда структурный фактор перестает быть определяющим, необходим поиск, апробация и применение других критериев нефтегазодности. Причем в каждом регионе этот набор может и должен быть своим, районированным.

К примеру, в Припятском прогибе таким критерием может быть форма связи нефтеносности и куполообразования верхнесоленосной толщи.

Касаясь связи соли и нефти, многие исследователи соляным отложениям отводили роль экранирующей среды или (при структурообразовании) фактора, определяющего появление различного рода ловушек нефти и газа вблизи соляного поднятия в надсолевых отложениях. Предложенная [19] модель формирования соляных структур Припятского прогиба позволяет использовать соленосные отложения в качестве индикатора прогнозирования размещения нефтяных залежей в подстилающих соль отложениях. Если до сих пор можно было констатировать

## **Специфика ГРП на нефть и газ сегодня заключается в том, что абсолютное большинство геологов слепо идет за «последней замкнутой изогипсой», определяющей площадь наиболее перспективной части структуры, особо не интересуясь тем, что происходит за пределами этого участка (свода, головной части блока и т.п.)**

существование пространственной связи большинства соляных поднятий и залежей нефти, то теперь необходимо говорить о наличии их генетической связи, обусловленной особой геотектонической обстановкой, причем, эта связь имеет вполне конкретную форму.

Первый опыт определения формы связи приведен в работе [18], где показано, что нефтесодержащие земли можно отделить от прочих путем построения графика  $d = f(l)$ , где  $d$  – мощность допермских надсолевых отложений,  $l$  – мощность галитовой подтолщи. Поскольку мощности отмеченных отложений отражают характер куполообразования и одновременно позволяют выделять участки, контролируемые залежи нефти, то использование графиков  $d = f(l)$



есть практическая реализация возможностей рассматриваемой модели формирования соляных структур. Опыт показал, что в большинстве случаев линию, разграничивающую нефтеперспективные земли и бесперспективные, можно описать уравнением типа  $d = B - A|$ , а положение нефтеперспективных земель должно удовлетворять условиям  $d + A| < B$ , где  $A$  и  $B$  – константы, определяющие поведение этой линии.

Предложенная модель формирования соляных структур справедлива только для одной, наиболее распространенной группы соляных поднятий конседиментационного типа, в различной степени осложненных галокинезом. В Припятском прогибе есть и другие – наложенные поднятия и структуры типа щита черепахи, являющиеся постседиментационными, как следствия галокинеза.

Структуры типа щита черепахи могут формироваться, кроме того, вследствие инверсионного подъема блоков фундамента в послекламенноугольное время. Постседиментационные поднятия не контролируют залежи нефти. В их пределах можно ожидать только скопления газа и самых легких фракций нефти, скорее всего, в крыльевых и периклинальных частях структур. Приведенная связь соляных структур и контролируемых ими нефтеперспективных земель справедлива, прежде всего, для межсолевых отложений, поскольку, как это было отмечено, предпозднекембрийский рельеф унаследует основные черты предкембрийского структурно-эрозионного плана.

Справедлива эта связь и для подсолевых отложений, но только там, где наблюдается унаследованное тектоническое развитие структур в воронежско-елецкое время (т.е. на этапе заложения авлакогена), и это характерно, прежде всего, для структур севера прогиба. В центре и на юге прогиба большинство структур подсолевых отложений в это время претерпевали перестройки и связь ослабевала. Однако влияние галокинеза можно исключить с помощью изучения характера развития предворонежских структур в воронежско-елецкое и более позднее время [19].

Необходимо подчеркнуть, что практически все случаи нахождения залежей в условиях ОС описываются формулой  $d + A| < B$ : Восточно-Выступовичская, Радомлянская, Ново-Ельская, Каменская, Южно – Домановичская, залежи вдоль опущенных крыльев субрегионального Речицко-Вишанского разлома.

Припятский прогиб уникален тем, что здесь как нигде изучены залежи нефти, связанные с разломами, что здесь раньше всех стали готовить под глубокое бурение приразломные структуры, что белорусские геологи ближе всех

подошли к пониманию истинной роли разломов в нефтегазонакоплении. Как известно, большинство положительных структур, контролирующих залежи УВ, являются структурами древнего заложения и длительного унаследованного развития: в Припятском прогибе – это практически все месторождения Северной структурной зоны. Но, к сожалению, такие объекты в данном регионе уже исчерпаны. Месторождения представлены главным образом тектонически экранированными ловушками и занимают головные части моноклинальных блоков (т.е. являются неантиклинальными), группирующихся вдоль субширотных рифтогенных разломов в узлах пересечения с субмеридиональными доплатформенными разломами. При этом все эти месторождения контролируются предпермскими поднятиями. И так как в северной части Припятского прогиба в послекламенноугольное время перестройки структурного плана не наблюдалось, то «структурная» методика размещения скважин здесь увенчалась успехом. В центре и на юге прогиба в пермо-триасе наблюдались масштабные перестройки структурного плана, что и определило низкую эффективность нефтепоисковых работ, основанных на том же «структурном» подходе ведения нефтепоисковых работ. Природные резервуары УВ претерпели глубокие преобразования во время рифтогенеза на этапах растяжения и сжатия, имевших место вплоть до среднего триаса, что создало основу для развития «неструктурных» (неантиклинальных) ловушек различного генезиса и морфологии (20), в том числе – в пределах ОС.

### Вместо заключения

Как видим, имеет место два диаметрально различных взгляда на перспективы «синклинальной» нефти на основе практически одних и тех же фактов. Очевидно, что третьей судья здесь не будет помощником, ибо только конкретные действия (пересмотр материала и бурение скважин) способны разрешить этот спор. В свете этого, касаясь надсолевой толщи, можно рекомендовать первоочередной участок – выше упомянутую Свободскую площадь, где зафиксированы все условия для образования и сохранения скоплений УВ, где вслед за открытием нижнепермской соленосной толщи следует ожидать открытие месторождения нефти. Другие нефтеперспективные толщи (включая кристаллический фундамент) требуют аналогичного подхода. И начинать необходимо с тех мест, где уже получены притоки нефти (Восточно-Выступовичская, Радомлянская, Ново-Ельская, Каменская, Южно-Домановичская и другие месторождения). <sup>10</sup>

---

## Литература

1. Грибик Я.Г. О «синклинальной» нефти // Недропользование XXI век». 2020. № 1.
2. Карпов В.А. К проблеме «синклинальной» нефти // Недропользование XXI век. 2019. № 3.
3. 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.
4. Рачинский М.З. К вопросу «синклинальной» нефти // Недропользование XXI век. 2019. № 4.
5. Истратов И.В. О проблеме «синклинальной» нефти // Недропользование XXI век. 2019. № 4.
6. Карпов В.А. Поиск «синклинальной» нефти – неизбежное направление ГРП // Недропользование XXI век. 2019. № 5.
7. Карпов В.А. Ловушки УВ в геодинамическом поле // Нефтяное хозяйство. 2013. № 2.
8. Карпов В.А. Разлом – как объект изучения при нефтегазопроисковых работах // Недропользование XXI век. 2011. № 6. С. 68–70. 2012. № 1. С. 74–78.
9. Абукова Л.А., Карцев А.А. Флюидные системы осадочных нефтегазоносных бассейнов (типы, основные процессы, пространственное распространение) // Отечественная геология. 1999. № 2. С. 11–16.
10. Бембель Р.М., Мегеря В.М., Бембель С.Р. Геосолитоны: функциональная система Земли, концепция разведки и разработки месторождений углеводородов. Тюмень. 2003. 344 с.
11. Карпов В.А. К вопросу оптимизации методики нефтегазопроисковых работ // Недропользование XXI век. 2011. № 5. С. 72–75.
12. Гзовский М.В. Основы тектонофизики. М.: Наука. 1975.
13. Карпов В.А. Перспективы выявления новых залежей нефти в пределах и вблизи старых месторождений // Нефтяное хозяйство. 2012. № 3. С. 20–23.
14. Багдасарова М.В. Роль гидротермальных процессов при формировании коллекторов нефти и газа // Геология нефти и газа. 1997. № 9.
15. Филиппов В.В. Типы природных резервуаров нефти и газа. Л.: Недра. 1967. 100 с.
16. 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.
17. Кислик В.З., Высоцкий Э.А., Карпов В.А., Голубцов В.К., Акулич В.Г., Кусов Б.Р., Колдашенко Т.В. К открытию нижнепермских соленосных отложений в Припятском прогибе // Общие проблемы галогенеза. М. 1985. С. 209–212.
18. Карпов В.А. О повышении эффективности нефтепоисковых работ в Речицко-Вишанской зоне поднятий // Нефтегазовая геология и геофизика. 1975. № 3. С. 1–6.
19. Карпов В.А. Особенности формирования соляных структур в Припятском прогибе и связь их с нефтегазоносностью // Тектонические исследования в Белоруссии. Минск: Наука и техника. 1983. С. 93–97.
20. 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.
21. Шпуров И.В., Шкловер В.Я., Артемов Н.А., Дмитриева Т.Г., Чухланцева Е.Р., Карпов В.А. Трехмерная визуализация внутренней структуры и минерального состава трех основных литотипов баженовской свиты, выделяемых в рамках ВМР // Недропользование XXI век. 2019. № 3.

---

UDC 553.98

**V.A. Karpov**, PhD, Expert State Commission on Mineral Reserves, Member of the Editorial Board of “Subsoil use XXI Century” magazine<sup>1</sup>, [valkarp@yandex.ru](mailto:valkarp@yandex.ru).

<sup>1</sup>Office 509, 7 Bolshoy Strocvenovskiy side street, Moscow, 115054, Russia.

# Syncline as a Target in Petroleum Exploration

**Abstract.** The discussion of “synclinal” oil problem continues. The first issue of the journal contains a paper by Y.G. Gribik “On “synclinal” oil” (1), which presents one point of view on the reality of existence of HC accumulations associated with negative structures (NS); this discussion was started last year (2). The author of this paper mentions the other way of looking on this problem.

**Keywords:** “synclinal” oil; secondary syncline; ascending and descending fluid flow; traps in above-salt formations; rock in fluid; oil-promising series

## References

1. Gribik Ia.G. *O «sinklinal'noi» nefti* [About "synclinal" oil]. *Nedropol'zovanie XXI vek* [Subsoil use XXI century], 2020, no. 1.
2. Karpov V.A. *K probleme «sinklinal'noi» nefti* [To the problem of "synclinal" oil]. *Nedropol'zovanie XXI vek* [Subsoil use XXI century], 2019, no. 3.
3. Karpov V.A. *Ob osobom tipe prirodnogo rezervuara UV v bazhenovskoi svite Zapadnoi Sibiri* [About a special type of natural hydrocarbon reservoir in the Bazhenov formation of Western Siberia]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftiannykh i gazovykh mestorozhdenii* [Geology, geophysics and development of oil and gas fields], 2013, no. 8, pp. 28–34.
4. Rachinskii M.Z. *K voprosu «sinklinal'noi» nefti* [To the issue of "synclinal" oil]. *Nedropol'zovanie XXI vek* [Subsoil use XXI century], 2019, no. 4.
5. Istratov I.V. *O probleme «sinklinal'noi» nefti* [About the problem of "synclinal" oil]. *Nedropol'zovanie XXI vek* [Subsoil use XXI century], 2019, no. 4.
6. Karpov V.A. *Poisk «sinklinal'noi» nefti – neizbezhnoe napravlenie GRR* [The search for "synclinal" oil is an inevitable direction of exploration]. *Nedropol'zovanie XXI vek* [Subsoil use XXI century], 2019, no. 5.
7. Karpov V.A. *Lovushki UV v geodinamicheskom pole* [HC traps in a geodynamic field]. *Neftianoe khoziaistvo* [Oil industry], 2013, no. 2.
8. Karpov V.A. *Razlom – kak ob'ekt izucheniia pri neftegazoposkovykh rabotakh* [Fault- as an object of study during oil and gas exploration]. *Nedropol'zovanie XXI vek* [Subsoil use of the XXI century], 2011, no. 6, pp. 68–70; 2012, no. 1, pp. 74–78.
9. Abukova L.A., Kartsev A.A. *Fluidnye sistemy osadochnykh neftegazonosnykh basseinov (tipy, osnovnye protsessy, prostranstvennoe rasprostranenie)* [Fluid systems of sedimentary oil and gas basins (types, main processes, spatial distribution)]. *Otechestvennaia geologiya* [Domestic geology], 1999, no. 2, pp. 11–16.
10. Bembel' R.M., Megeria V.M., Bembel' S.R. *Geosolitonny: funktsional'naiia sistema Zemli, kontseptsiiia razvedki i razrabotki mestorozhdenii uglevodorodov* [Geosolitons: the functional system of the Earth, the concept of exploration and development of hydrocarbon deposits]. Tyumen, 2003, 344 p.
11. Karpov V.A. *K voprosu optimizatsii metodiki neftegazoposkovykh rabot* [To the issue of optimization of oil and gas exploration methods]. *Nedropol'zovanie XXI vek* [Subsoil use XXI century], 2011, no. 5, pp. 72–75.
12. Gzovskii M.V. *Osnovy tektonofiziki* [Fundamentals of tectonophysics]. Moscow, Nauka Publ., 1975.
13. Karpov V.A. *Perspektivy vyavleniia novykh zalezhei nefti v predelakh i vblizi starykh mestorozhdenii* [Prospects for identifying new oil deposits within and near old fields]. *Neftianoe khoziaistvo* [Oil industry], 2012, no. 3, pp. 20–23.
14. Bagdasarova M.V. *Rol' gidrotermal'nykh protsessov pri formirovanii kollektorov nefti i gaza* [The role of hydrothermal processes in the formation of oil and gas reservoirs]. *Geologiya nefti i gaza* [Oil and Gas Geology], 1997, no. 9.
15. Filippov V.V. *Tipy prirodnnykh rezervuarov nefti i gaza* [Types of natural reservoirs of oil and gas]. Leningrad, Nedra Publ., 1967, 100 p.
16. Karpov V.A., Koldashenko T.V., Cherevko T.A., Polezhakina L.N., Kovalii V.G., Levkovets V.P. *Nekotorye osobennosti geologicheskogo stroeniia i rasprostraneniia nefteperspektivnykh ob'ektov v nadsolnykh otlozheniakh Pripiatskogo progiba* [Some features of the geological structure and distribution of oil-prospective objects in suprasalt deposits of the Pripyat Trough]. *Metody prognozirovaniia i izucheniia zalezhei nefti i gaza* [Methods for predicting and studying oil and gas deposits]. Minsk, BelNIGRI Publ., 1986, pp. 172–191.
17. Kislik V.Z., Vysotskii E.A., Karpov V.A., Golubtsov V.K., Akulich V.G., Kusov B.R., Koldashenko T.V. *K otkrytiiu nizhnepermiskikh solenosnykh otlozhenii v Pripiatskom progibe* [To the discovery of Lower Permian saliferous deposits in the Pripyat Trough]. *Obshchie problemy galogeneza* [General problems of halogenesis]. Moscow, 1985, pp. 209–212.
18. Karpov V.A. *O povyshenii effektivnosti nefteposkovykh rabot v Rechitsko-Vishanskoi zone podniatii* [On increasing the efficiency of oil exploration in the Rechitsa-Vishan zone of uplifts]. *Neftegazovaiia geologiya i geofizika* [Oil and Gas Geology and Geophysics], 1975, no. 3, pp. 1–6.
19. Karpov V.A. *Osobennosti formirovaniia solianykh struktur v Pripiatskom progibe i sviaz' ikh s neftegazonosnost'iu* [Features of the formation of salt structures in the Pripyat trough and their relationship with oil and gas]. *Tektonicheskie issledovaniia v Belorussii* [Tectonic studies in Belarus]. Minsk: Science and technology. Minsk, Nauka i tekhnika Publ., 1983, pp. 93–97.
20. Karpov V.A., Koldashenko T.V., Cherevko T.A. *Perspektivy neftegazonosnosti devonskikh otlozhenii iuzhnoi chasti Pripiatskogo progiba* [Prospects for the oil and gas potential of the Devonian sediments of the southern part of the Pripyat trough]. *Neftegazonosnost' zapadnykh raionov Evropeiskoi chasti SSSR* [Oil and gas potential of the western regions of the European part of the USSR]. Moscow, VNIGNI Publ., 1986.
21. Shpurov I.V., Shklover V.Ia., Artemov N.A., Dmitrieva T.G., Chukhlantseva E.R., Karpov V.A. *Trekhmernaiia vizualizatsiia vnutrennei struktury i mineral'nogo sostava trekh osnovnykh litotipov bazhenovskoi svity, vydelaemykh v ramkakh VMR* [Three-dimensional visualization of the internal structure and mineral composition of the three main lithotypes of the Bazhenov formation distinguished within the framework of the VMR]. *Nedropol'zovanie XXI vek* [Subsoil use XXI century], 2019, no. 3.