

ВЗАИМООТНОШЕНИЕ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ И СОЛЕНОСНЫХ СТРУКТУРНО-ВЕЩЕСТВЕННЫХ КОМПЛЕКСОВ НА СЕВЕРО-ЗАПАДЕ ПРИПЯТСКОГО ПРОГИБА

Н.С. Петрова, Н.Ю. Денисова, И.Р. Захария

Государственное предприятие «НПЦ по геологии»
Филиал «Институт геологии»
ул. Купревича, 7, 220084, Минск, Беларусь
E-mail: belnigri@list.ru
denisov.nat@yandex.by
ramzes0409@gmail.com

Встречная территориальная экспансия работ на нефть и работ на калий – двух основных видов стратегического сырья Беларуси – неуклонно ведет к ситуации коллизии интересов. На примере рассмотрения взаимоотношений нефтегазоносных и калиеносных комплексов, находящихся на разных стадиях геологоразведочного цикла, предлагается выработать общие стандарты пространственно совмещенной отработки разных видов сырья, будь то комплексная одновременная или раздельная последовательная разработка. С этой целью проведен детальный комплексный анализ имеющейся информации по основному объекту разработки калийных солей в Беларуси – Старобинскому месторождению, дана оценка перспектив нефтегазоносности северо-запада Припятского прогиба и рассмотрены варианты возможного территориального совмещения разработки разных видов сырья.

При всестороннем анализе проблемы освоения территориально совмещенных месторождений калийных солей и нефти в Припятском прогибе, впервые поставленной в Беларуси [3], немаловажное значение имеет оценка взаимоотношений природных нефтегазоносных и калиеносных структурно-вещественных комплексов, определяющих геологические риски и технологии совмещенной разработки, технологии, выработку правил, управленческих решений и др. Такая оценка взаимоотношений перспективно нефтегазоносных толщ и разработанных пространств Старобинского месторождения на западе Северного структурного ареала Припятского прогиба заключается в анализе согласованности развития взаимообусловленных пространственно совмещенных онтогенетически разнородных структурно-вещественных комплексов.

Среди специфических особенностей этой территории следует отметить следующие аспекты:

- 1) *практическая значимость*: в настоящее время основной объект разработки калийных солей;
- 2) *геологическая значимость*: краевая зона развития верхней соленосной формации, развитие блоковой тектоники и разноамплитудных субмеридиональных разломов, являющихся границами шахтных полей предприятия ОАО «Беларуськалий»;
- 3) *геологическая изученность*: высокая плотность разведочной сети в объеме калиеносной субформации (интервал развития основных промышленных калийных горизонтов);
- 4) *сейсмичность*: наиболее сейсмичный район республики, ведется постоянный сейсмомониторинг;
- 5) *нарушенность подземного пространства*: вскрыто большим количеством горных выработок разными способами и в разной последовательности;
- 6) *возможность прогнозирования нефтегазоносности*: слабая изученность глубоких разрезов межсолевой, подсолевой терригенной и карбонатной толщ.

Тесная логическая взаимосвязь видов, методов и объектов проводимых работ позволит обеспечить перспективы рационального и безопасного недропользования в условиях территориально совмещенных месторождений. Дальнейшее развитие и калийной, и нефтедобывающей отраслей Беларуси будет проводиться в рамках концепции «территориальной агрессии» (или территориальной экспансии). Территориальная экспансия работ на нефть и калий – двух основных видов стратегического сырья Беларуси – неуклонно ведет к ситуации столкновения интересов. Ведь почти 70% неразведанных ресурсов углеводородов страны (120,8 млн т) сосредоточены в Северном нефтегазоносном районе, где находится основная часть их извлекаемых начальных суммарных ресурсов (84,49%) и ведется основная добыча [5].

Претензии нефтедобывающей отрасли связаны с необходимостью полноценной оценки потенциала нефтегазоносности территорий и стратегических уровней, идентифицированных как нефтегазоносные комплексы в Припятском нефтегазоносном бассейне. Согласно последней оценке ресурсной базы углеводородов Республики Беларусь с учетом новых данных [5], Припятский нефтегазоносный бассейн находится на поздней стадии разработки – более половины начальных суммарных ресурсов углеводородов страны уже разведано и почти 40% их добыто, большинство крупных и средних месторождений также находятся на поздней стадии разработки.

Для оценки перспектив нефтегазоносности Припятского прогиба в последней редакции Программы геологоразведочных работ на 2011–2015 гг. и до 2030 г. [4] запланированы исследования регионального этапа в пределах недостаточно изученных территорий, в том числе в Старобинской центриклинали, с целью выбора основных направлений и первоочередных объектов (зон нефтегазонакопления) и последующего их изучения на поисково-оценочном этапе. Слабая геологическая изученность северо-запада Северного структурного ареала Припятского прогиба с позиций перспектив нефтегазоносности в определенной степени связана с теоретическими представлениями об оптимальных глубинах для генерации нефти и критических мощностях осадочных комплексов, распространяемых на оценку нефтеперспективности, и по причине активного ведения в верхних частях осадочного чехла геологоразведочных работ на калий. В настоящее время с получением новых фактов и аргументов, переосмыслением имеющегося материала концепции уточняются,

подходы меняются. Так, с позиций перспектив нефтегазоносности западной части Северного структурного ареала установлены множественные признаки нефтеносности (наличие битумов) в керне из верхнесоленосных отложений колонковых скважин и хорошие признаки в подсолевых отложениях в скв. 1 Старобинская, открыты подсолевые залежи нефти на Шумятинской площади в пределах субрегиональной зоны поднятий 1С.2п.1 подножья Червонослободско-Малодушинской тектонической ступени 1С.2, тянувшегося на запад вплоть до Дарасинского участка, что может указывать на перспективы этих территорий на углеводороды. Немаловажным фактом нефтеперспективности западных территорий являются также открытые ранее нефтяные месторождения в подсолевых отложениях в гребневой части Червонослободско-Малодушинской тектонической ступени на Борисовской и Восточно-Дроздовской площадях.

С другой стороны, встречная территориальная экспансия работ на калийное сырье происходит с запада на восток и перекрывает территории, где уже много лет идет разработка нефтяных месторождений, а также есть целый ряд перспективных площадей. Так, Октябрьское месторождение калийных солей перекрывает территории таких нефтяных месторождений, как Вишанское, Мармовичское, Полесское, Давыдовское и др. Причина территориальной агрессии калийщиков – результат истощения запасов старых шахтных полей в пределах Старобинского месторождения. Развитие калийной отрасли определяется сегодня вовлечением в отработку флангов шахтных полей, а также сложных по морфоструктуре калийных пластов, новых горизонтов, нередко осложненных газодинамическими явлениями участков со сложными горно-геологическими и горнотехническими условиями разработки, в том числе находящихся на больших глубинах.

Разработка нефтяных и газовых месторождений и связанные с ней изменения пластового давления, различные виды воздействия на залежь для поддержания пластового давления и повышения нефтеотдачи нарушают природное напряженно-деформированное состояние недр, создавая предпосылки для возникновения опасных техногенных явлений, приводящих к деформациям горного массива и земной поверхности, повреждениям и авариям систем и объектов.

Северо-западная часть Припятского прогиба (или запад Северного структурного ареала), где выделяется Старобинская центриклиналиная де-

прессия (СЦД) – обширная однокрыльевая структура (типа приразломной депрессии), характеризующаяся широким южным и редуцированным северным крылом, примыкающим к разрывному нарушению [6]. Здесь расположено давно разрабатываемое Старобинское месторождение калийных солей, в разрезе присутствуют основные нефтегазоносные комплексы (НГК), а восточнее рассматриваемой территории расположено несколько разрабатываемых месторождений нефти.

Анализ взаимоотношений нефтегазоносных и соленосных структурно-вещественных комплексов произведен на основании всех имеющихся материалов по территории западной части Северного структурного ареала Припятского прогиба, соответствующей СЦД. Это данные бурения 14 глубоких и 563 колонковых скважин, пройденных в ходе геологоразведочных работ на калийные соли, данные скважинных исследований и лабораторных анализов вещественного состава по керну, зафиксированные нефте- (битумо-) проявления и их привязанность к разрезу и другое (рис.); использованы материалы большого объема сейсмических работ 2Д и выполненных на их основании картопостроений по основным отражающим горизонтам. Необходимо отметить специфику всего комплекса имеющихся геолого-геофизических материалов. Это весьма обширная информация по калиеносной части разреза и чрезвычайно скудная по более глубоким горизонтам и отложениям, к которым приурочены нефтегазоносные комплексы Припятского НГБ.

В строении разреза СЦД отмечены некоторые особенности, отличающие ее от центральной части Северного структурно-тектонического ареала. Например, уменьшение мощности галитовой субформации до ее полного выклинивания, увеличение к западу мощности протерозойских отложений, специфику строения верхов галитовой субформации – соленосный разрез здесь замещен доломитизированными известняками и доломитами с прослоями ангидритов, глин, песчаников, алевролитов и образует отдельную доломит-ангидритовую толщу, выделенную В.К. Голубцовым и Г.И. Кедо как слущкая свита [1]. В отложениях свиты отмечены прямые признаки нефти в керне и коллекторские свойства (кавернозность, трещиноватость), что является положительным показателем возможной нефтегазоносности разреза. Следует отметить, что в направлении по Северной структурно-тектонической зоне на восток от Старобинского месторождения доломит-ангидритовая толща слущкой свиты замещается соляными

породами и принимает вид стандартного разреза субформации.

Тектоническое строение территории подчиняется общему тренду: определяется наличием продольных субширотных тектонических ступеней (структур второго порядка) и разделяющих их тектонических зон ранга региональных разломов, амплитуда которых по поверхности кристаллического фундамента составляет 1–3 км. Отложения всех основных структурно-вещественных комплексов характеризуются моноклинальным залеганием.

Рассматриваемая территория Северного структурного ареала Припятского прогиба приурочена к западной части Червонослободско-Малодушинской ступени, ограниченной с севера Речицко-Вишанским, а с юга – Червонослободско-Малодушинским региональными разломами. Геофизическими исследованиями и бурением скважин установлен блоковый характер фундамента подсолевого ложа, отражающийся в строении всего разреза до соленосных отложений включительно. Прослежен ряд флексурно-разрывных нарушений преимущественно субширотного и северо-западного простирания, которые представляют собой систему ступенчатых сбросов.

Крайняя северо-западная часть Червонослободско-Малодушинской тектонической ступени отличается хорошо выраженной тектонической делимостью, что в пределах СЦД обусловлено наличием пересекающихся зон разрывных нарушений, принадлежащих к двум системам – северо-восточной (поперечной по отношению к прогибу) и юго-восточной, субширотной (продольной по отношению к нему). Разломы разбивают месторождение на тектонические блоки – Краснослободский, Центральный, Восточный, Дарасинский и Северный (см. рис.). Некоторая часть разрывных тектонических нарушений прослеживается в пределах изученной территории в отложениях осадочного чехла, включая надсолевой девон.

В Припятском нефтегазоносном бассейне к настоящему времени выделено пять нефтегазоносных комплексов: подсолевой терригенный, подсолевой карбонатный, межсолевой, верхнесолевой, нефтегазоносный комплекс кристаллического фундамента. Как возможно перспективный выделяется надсолевой нефтегазоперспективный комплекс. В пределах каждого нефтегазоносного комплекса может быть выделено несколько резервуаров, имеющих региональные, зональные или локальные флюидоупоры.

В пределах рассматриваемой территории СЦД нефтегазоносные комплексы специально не изуча-

лись. Здесь в разные годы пробурены только отдельные глубокие скважины, изученные с разной степенью информативности, вскрывшие разрезы нижних НГК в разных тектонических блоках. Но, несмотря на низкую освещенность информацией, здесь выделены все вышеперечисленные комплексы и рассмотрена их перспективность.

Нефтегазоносность *подсолевого терригенного комплекса* (ПСТ) в пределах собственно Старобинского месторождения калийных солей не установлена, специально не изучалась, но тем не менее имеется ряд прямых и косвенных признаков, свидетельствующих о потенциале данного района на углеводородное сырье. Так, в опорной скв. 1 Старобинская в нескольких интервалах отмечены прямые признаки нефтегазоносности в керне. Кроме прямых признаков, в скв. 1 Старобинская возможную нефтегазоносность района подтверждает информация по близлежащим площадям. Были открыты залежи нефти в ПСТ на Восточно-Дроздовском месторождении (ланские отложения), Шумятичском месторождении (старооскольские отложения), в фонде выявленных структур находится Северо-Холопиничская структура с перспективами в ланских и старооскольских отложениях, в фонде подготовленных к поисковому бурению находятся Холопиничская структура с перспективами в ланских отложениях (также семилукских и саргаевских отложениях подсолевого карбонатного комплекса), Южно-Дроздовская (ln, sr, sm), Лапкинская (ln, sr, sm). Таким образом, перспективы нефтегазоносности подсолевого терригенного НГК в пределах изучаемой территории достаточно реальны, необходима постановка целевых поисковых работ.

В отложениях *подсолевого карбонатного комплекса* (ПСК) отмечались как прямые признаки нефтегазоносности в керне, так и признаки коллектора в скважинах 1 Любанская и 1 Дроздовская, а также в скважинах восточнее территории СЦД – 1 и 2 Северо-Калиновские, а также 1 Южно-Дроздовская, в которых отмечены высокие положительные значения гидрохимических показателей нефтегазоносности.

Межсолевой НГК в пределах СЦД изучен весьма слабо, и о перспективах его нефтегазоносности можно судить по немногочисленным прямым признакам в скважинах 1 и 2 Северо-Калиновские, 1 Тесловская. В скважине 1 Осовецкая отмечены высокие положительные значения гидрохимических показателей нефтегазоносности; в ряде скважин отмечены коллекторские свойства межсолевых отложений. В фонде подготовленных

к поисковому бурению объектов находятся Северо-Калиновская и Восточно-Любанская межсолевые структуры.

Строение *верхнесолевого НГК* в пределах СЦД имеет существенные отличия от центральной части Северного структурного ареала. Детальное рассмотрение строения представленной части разреза галитовой субформации показало, что во всех без исключения скважинах района отсутствует именно нижняя часть разреза субформации, а верхняя часть имеет свою специфику. Так, здесь обычно присутствует репер «шатилковский» (репер «А»), являющийся базальной пачкой найдовских слоев и нижней границей VII пачки галита. Ниже породы подтолщи могут быть замещены на достаточно мощную пачку переслаивающихся известняков, ангидритов, сульфатно-карбонатных пород – слущкую свиту [1], отложения которой несколько похожи на боричевскую пачку, боричевский резервуар, существенно отличаясь по структуре и внутреннему строению. Отложения слущкой свиты с позиций нефтеносности разреза также могут быть выделены в качестве отдельного резервуара верхнесолеванной толщи, перспективного для поисков скоплений углеводородов. Это подтверждается при рассмотрении разреза скв. 2 Дроздовская, где их мощность 115 м, а в пачке замещенных отложений галитовой подтолщи, представленной сульфатно-карбонатными породами, наблюдаются как прямые признаки нефтеносности в виде битумов (интервал 963–1016 м), так и присутствие пористых разностей пород. Нами предложено выделить данную свиту как пятый резервуар верхнесолеванной НГК, назвав его слущким резервуаром верхней соленосной толщи. Выделен он в следующих глубоких скв.: 1–3 Дроздовские, 1 Осовецкая, 6 Северо-Калиновская.

Нефтегазоносный комплекс кристаллического фундамента в пределах СЦД совершенно не изучен – нет информации ни о признаках нефтегазоносности, ни о его коллекторских свойствах.

Выявлению возможных зон нефтегазоаккумуляции на изучаемой территории может способствовать информация о распространении следов миграции нефти в толщах осадочных пород. Проведенные исследования показали, что битумопроявления наблюдаются на разных уровнях вскрываемого разреза, однако максимальное их количество отмечается в отложениях надсолевой толщи, галитовой субформации и I ритмопачки калиеносной субформации. Визуально битумопроявления в соленосных отложениях отмечаются в нескольких видах – включения, прослои или линзы битуми-

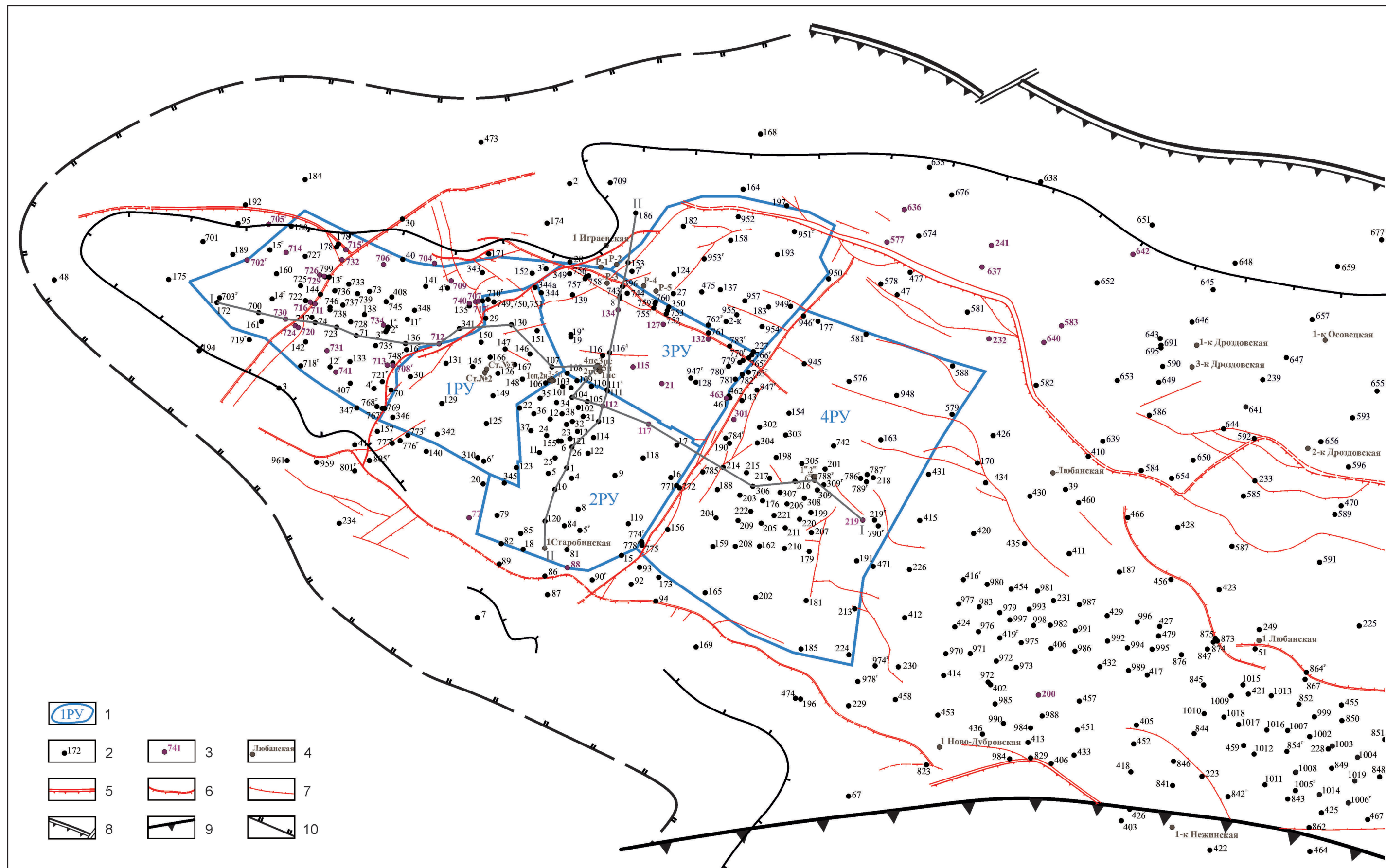


Рисунок – Схематическая карта фактического материала территории исследований

1 – границы шахтных полей и участков, перспективных на разработку калийных солей, 2–4 – скважины (2 – геологоразведочные на калийные соли, не вскрывшие галитовую подтолщу, 3 – геологоразведочные на калийные соли, вскрывшие галитовую подтолщу, 4 – роторные скважины глубокого бурения); 5–7 – тектонические разломы (5 – региональные, 6 – субрегиональные, 7 – локальные); 8 – разрывные нарушения, ограничивающие Припятский прогиб; 9 – граница Северного структурного ареала; 10 – древняя предполагаемая граница распространения галитовой субформации

нозных пород; запах битума; твердые битумы в виде прослоев, вкраплений, прожилок и пленок по трещинам, налетов на плоскостях наслоения, примазок, примесей и так далее; жидкий битум (жидкая нефть, вязкая нефть по порам). Превалируют включения твердых битумов. Проявления жидких битумоидов приурочены к отложениям галитовой субформации, I и II ритмопачкам калиеносной субформации. В породах 12 пачки, подстилающей III калийный горизонт, между зернами в тонких порах наблюдается темное битумное вещество. Битумопроявления отмечаются во всех литологических типах пород. При этом в галитовой субформации максимальное число битумопроявлений приурочено к несолевым породам, а вверх по разрезу калиеносной субформации увеличивается роль битумопроявлений, связанных с каменной солью.

Содержание хлороформенного битумоида в образцах каменной соли низкое и составляет 0,002–0,013%. Тренд распределения сохраняется и согласуется с распределением в образцах $C_{орг}$. Низкие концентрации характеризуют сингенетичный фон. В составе выделенных битумоидов, полученных на основе тонкослойной хроматографии, преобладают метано-нафтеновые углеводороды (33–46%) и высокомолекулярные соединения (смолисто-асфальтеновая фракция) (41–46%). Содержание моноароматических углеводородов составляет 5–9%, полиароматических – 7,69–11,69%. В калиеносной субформации выявлены проявления асфальтитов (гремитов).

Исследования предыдущих лет [2] показали, что некоторая часть битумоидов в калиеносной субформации претерпела более глубокие изменения, чем в галитовой. Выявлен широкий диапазон качественного состояния битумоидов, что свидетельствует о сложной картине их преобразования. Восстановленность битумоидов калиеносной субформации возрастает с глубиной и в северо-восточной части Припятского прогиба. Здесь отложения калиеносной и галитовой субформаций, не являясь нефтепроизводящими, характеризуются повсеместным наличием следов миграции нефти. Окисленные битумоиды (асфальтиты), особенно в терригенных отложениях, следует связывать с процессами подземного окисления. Хлороформенные битумоиды, извлеченные из образцов несоляных пород, занимают промежуточное положение между нефтями и битумоидами сланцев.

В качестве инсита можно рассматривать рассеянное органическое вещество, связанное с поступлением растительного детрита, и мелкодиспергированное органическое вещество гумусо-

вой и сапропелевой природы, находящееся в микровключениях соляных минералов. Локальные битумопроявления имеют эпигенетическое (аллохтонное) происхождение, определяемое процессами миграции потока флюидов под воздействием факторов катагенеза, захватывающего отложения всего вскрываемого разреза. Об этом же свидетельствует и наличие аллохтонных битумов в надсолевой толще, хотя для включений нафтоидов в каменной соли соленосных толщ Припятского прогиба характерна автохтонная природа.

Рассмотрение взаимоотношения нефтегазоносных и калиеносных комплексов вскрывает проблему основных стратегически важных для экономики Беларуси отраслей – топливно-энергетического комплекса и калийной отрасли. Решить их без детального анализа всех составляющих, в том числе и в первую очередь – геологической, невозможно. Анализ взаимоотношений нефтегазоносных и соленосных структурно-вещественных комплексов основывается на соотношении структурных планов поверхностей выделенных толщ, характере развития дизъюнктивных разрывных нарушений, свидетельствующих об унаследованности тектонического развития территории, оценке характера распространения органического вещества (битуминозности), развития пород-коллекторов в гидрогеологическом разрезе зоны затрудненного водообмена и т. д.

Проведенный комплексный анализ имеющейся информации показал следующее:

1. В западной части Северного структурного ареала Припятского прогиба выделяются верхне-соленосный, межсолевой, подсолевые карбонатный и терригенный нефтегазоносные комплексы осадочного чехла и нефтегазоносный комплекс кристаллического фундамента. Все они в пределах исследуемого района являются потенциально нефтегазоносными, перспективными – имеются прямые признаки нефтегазоносности, они в той или иной степени обладают коллекторскими свойствами. Кроме того, в пределах или в непосредственной близости к изучаемой территории расположены восемь структур фонда, подготовленных к поисковому бурению на нефть (шесть структур по подсолевым отложениям и две в межсолевой толще), а также две структуры фонда, выявленные в подсолевых отложениях. Это подтверждает интерес нефтяников к данной территории и свидетельствует о реальных перспективах поисковых работ на нефть. Вероятность перспектив возрастает в связи с тем, что несколько восточнее Старобинского месторождения расположе-

но несколько разрабатываемых месторождений нефти.

2. Строение и состав верхнесоленосного нефтегазонасного комплекса на северо-западе Припятского прогиба отличается постепенным уменьшением мощностей галитовой субформации с востока на запад от 50–40 м до 15–10 м и до полного выклинивания. Галитовая подтолща представлена только верхней частью разреза, в основном это VII, VI ритмопачки, к востоку – до V. Характерным для участка является наличие здесь в верхах галитовой субформации мощной пачки сульфатно-карбонатных пород, замещающих на разных стратиграфических уровнях типовой разрез (в основном VII и VI ритмопачки) и обладающих коллекторскими свойствами или прямыми признаками нефтегазонасности в керне.

3. Поверхность структурно-вещественных комплексов в пределах изучаемой территории представляет собой погружающуюся в северо-восточном направлении моноклиаль, которая к западу от Центрального разлома разбита на отдельные блоки, ограниченные разрывными нарушениями.

4. Прослежен ряд флексурно-разрывных нарушений преимущественно субширотного и северо-западного простирания, которые представляют собой систему ступенчатых сбросов. Часть разрывных тектонических нарушений в пределах изучаемой территории прослеживается в отложениях осадочного чехла, включая надсолевой девон. Геофизическими исследованиями и бурением скважин установлен блоковый характер фундамента подсолевого ложа, что отражается в строении соленосных отложений. Дислокации пликвативного характера проявляются в виде мульдообразных понижений в опущенных крыльях моноклинали.

5. В разрезе нефтеносного комплекса верхнесоленосной толщи в районе Старобинского месторождения из четырех резервуаров (шатилковского, тишковского, кореневского, боричевского) в некоторых скважинах можно выделить только шатилковский резервуар. Однако здесь появляется резервуар, характерный только для Старобинской депрессии и прилегающих районов, отождествляемый с выделенными ранее В.К. Голубцовым в галитовой субформации образованиями слущкой свиты. Этот выделенный нами резервуар верхнесоленосного нефтегазонасного комплекса предположительно назван слущким по названию свиты, к которой он приурочен.

6. Мощность перемычки между межсолевым нефтегазонасным комплексом и верхней соленосной толщей изменяется от 55 м в скв. 1 Солигорская до 160 м в скв. 2 Дроздовская с увеличением на восток до 357 м (скв. 5 Северо-Калиновская). В ряде скважин (скв. 1 Старобинская, 1 Новодубровская, 1 Нежинская, 1 Подгорьевская) её мощность существенно сокращается там, где развит слущкий резервуар в собственно галитовой подтолще (от 44 до 53 м в скв. 1–3 Дроздовские, 1 Осовецкая).

7. Зоны распространения следов миграции нефти в Северном структурном ареале Припятского прогиба приурочены к различным частям верхней соленосной толщи и глинисто-мергелистой подтолще в пределах южной части Червонослободско-Малодушинской ступени.

Особенностью взаимного расположения нефтегазонасных и соленосных комплексов на северо-западе Припятского прогиба в районе Старобинского месторождения калийных солей является то, что в пределах рассматриваемой территории сокращена мощность галитовой субформации, вплоть до ее отсутствия в краевой зоне на западе. В верхах галитовой субформации отмечается мощная пачка сульфатно-карбонатных пород, замещающих на разных стратиграфических уровнях каменную соль и обладающих коллекторскими свойствами, а также прямыми признаками нефтегазонасности в керне. Такое сближение в геологическом разрезе нефтегазонасных комплексов с калиеносной субформацией и возможное вовлечение в ближайшем будущем в геологоразведочный процесс подготовленных к поисковому бурению нефтеперспективных объектов требует быстрой выработки как стандартов проведения поисковых работ, так и принципов разработки полезных ископаемых на территориях, где возможно совмещение в геологическом пространстве нескольких видов минерального сырья для предупреждения (исключения) взаимного влияния разработок и/или минимизации возможных негативных последствий. На примере рассмотрения взаимоотношений нефтегазонасных и калиеносных комплексов предлагается выработать общие стандарты совместной комплексной одновременной или раздельной последовательной отработки разных видов сырья.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Голубцов, В. К.** Данково-лебединские отложения Припятской впадины / В. К. Голубцов, Г. И. Кедо // Геология и нефтегазоносность палеозойских отложений Припятской впадины. – Минск, 1964. – С. 3–24.
2. **Девонские** соленосные формации / Р. Г. Гарецкий [и др.]. – Минск : Наука и техника, 1981. – 208 с.
3. **Петрова, Н. С.** Современное состояние проблемы освоения территориально совмещенных месторождений калийных солей и нефти в Припятском прогибе / Н. С. Петрова, Н. Ю. Денисова // Літасфера. – 2021. – № 2 (55). – С. 96–103.
4. **Программа** освоения месторождений полезных ископаемых и развития минерально-сырьевой базы Республики Беларусь на 2011–2015 годы и на период до 2020 года. – Минск, 2012. – 94 с.
5. **Ресурсная** база углеводородов Республики Беларусь: оценка, тенденции, прогнозы / И. Р. Захария [и др.] // Потенциал добычи горючих ископаемых в Беларуси и прогноз его реализации в первой половине XXI века. – Гомель : РУП «ПО «Белоруснефть», 2012. – С. 77–85.
6. **Тектоническое** районирование как основа прогноза остаточных перспектив нефтегазоносности Припятского прогиба / В. Н. Бескопильный [и др.] // Потенциал добычи горючих ископаемых в Беларуси и прогноз его реализации в первой половине XXI века. – Гомель : РУП «ПО «Белоруснефть», 2012. – С. 9–54.

Статья поступила в редакцию 27.09.2022

Рецензент В.И. Пашкевич

УЗАЕМААДНОСІНЫ НАФТАГАЗАНОСНЫХ І САЛЯНОСНЫХ СТРУКТУРНА-РЭЧАВЫХ КОМПЛЕКСАЎ НА ПАЎНОЧНЫМ ЗАХАДЗЕ ПРЫПЯЦКАГА ПРАГІНУ

Н.С. Пятрова, Н.Ю. Дзянісава, І.Р. Захарыя

Дзяржаўнае прадпрыемства «НВЦ па геалогіі»
Філіял «Інстытут геалогіі»
вул. Купрэвіча, 7, 220084, Мінск, Беларусь
E-mail: belnigri@list.ru
denisov.nat@yandex.by
ramzes0409@gmail.com

Сустрэчная тэрытарыяльная экспансія работ на нафту і работ на калій – двух асноўных відаў стратэгічнай сыравіны Беларусі – няўхільна вядзе да сітуацыі калізій інтарэсаў. На прыкладзе разгляду ўзаемаадносін нафтагазаносных і каліяносных комплексаў, якія знаходзяцца на розных стадыях геалагаразведча-нага цыклу, прапануецца выпрацаваць агульныя стандарты прасторава сумешчанай разпрацоўкі розных відаў сыравіны – ці комплекснай адначасовай, ці паасобнай паслядоўнай. З гэтай мэтай праведзены дэталёвы комплексны аналіз наяўнай інфармацыі па асноўным аб'екце разпрацоўкі калійных солей у Беларусі – Старобінскаму радовішчу, дадзена ацэнка перспектывы нафтагазаноснасці паўночнага захаду Прыпяцкага прагіну і разгледжаны варыянты магчымага тэрытарыяльнага сумяшчэння разпрацоўкі розных відаў сыравіны.

RELATIONSHIP OF OIL AND GAS BEARING AND SALT-BEARING STRUCTURAL AND MATERIAL COMPLEXES IN THE NORTH-WEST OF THE PRIPYAT TROUGH

N. Petrova, N. Denisova, I. Zakharia

State Enterprise "RPC for geology"
Branch "Institute of Geology"
7 Kuprevich St, 220084, Minsk, Belarus
E-mail: belnigri@list.ru
denisov.nat@yandex.by
ramzes0409@gmail.com

The counter-territorial expansion of oil and potassium salts operations – the two main types of strategic raw materials in Belarus – is steadily leading to a conflict of interest. On the example of the relationship between oil and gas-bearing and potassium-bearing complexes at different stages of the exploration cycle, it has been proposed to develop common standards for the spatially combined mining of different types of raw materials, whether it is a complex simultaneous or separate sequential development. To perform this, a detailed comprehensive analysis of the available information on the main object of potassium salts development in Belarus – the Starobinskoye field – has been conducted, an assessment of the prospects for oil and gas potential of the north-west of the Pripyat trough has also been carried out and options for a possible territorial combination of the development of different types of raw materials have been considered.