

## ВЫБОР ПЕРВООЧЕРЕДНЫХ ОБЪЕКТОВ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА УГЛЕВОДОРОДЫ С УЧЕТОМ ИНФОРМАТИВНЫХ КРИТЕРИАЛЬНЫХ ПОДХОДОВ (НА ПРИМЕРЕ ЮЖНОЙ СТРУКТУРНО-ТЕКТОНИЧЕСКОЙ ЗОНЫ ПРИПЯТСКОГО ПРОГИБА)

А.А. Шарунов, В.С. Рудько

РУП «Производственное объединение “Белоруснефть”»  
Белорусский научно-исследовательский и проектный институт нефти  
ул. Книжная, 15а, 246003, Гомель, Беларусь  
E-mail: a.sharunov@beloil.by  
E-mail: v.rudko@beloil.by

*В настоящее время не только в пределах Припятского нефтегазоносного бассейна (ПНГБ), но и в других регионах мира отсутствуют достоверные и четкие критерии и регламентирующие правила, позволяющие определять уверенную последовательность проведения геологоразведочных работ в сложных геологических условиях. В данной работе рассматривается оптимальный вариант ранжирования поочередности постановки работ на базе следующих трех ключевых критериев, включающих степень геолого-геофизической изученности, особенности геологического строения, прямые признаки нефтегазоносности.*

*Представляется, что такой подход к очередности планирования нефтепоисковых работ возможен и в других нефтегазоносных бассейнах.*

---

### ВВЕДЕНИЕ

Проведенные ранее комплексные и научно-исследовательские работы в пределах Южной структурно-тектонической зоны (ЮСТЗ) Припятского прогиба показали ряд проблем и неоднозначностей при постановке дальнейших геологоразведочных работ как для проведения сейсморазведочных работ, так и постановки глубокого бурения несмотря на значительный ресурсный потенциал. Это обусловлено не только сложностью геологического строения (влияние Украинского кристаллического щита в процессе осадконакопления, солянокупольная тектоника), типом и составом нефтей (битумные, парафинистые, высокосмолистые, повышенное содержание сероводорода), но и поверхностными условиями (радиационные и экологические заповедники, приграничная территория).

Изучение геолого-промысловой информации несет в себе ключевой и основополагающий фактор для выбора объекта под геологоразведочные

работы. И если в Северной и Центральной СТЗ Припятского прогиба используются общепринятые подходы в основном для поиска ловушек структурного типа уже многие десятилетия, то периодический интерес и постановка глубокого бурения в пределах ЮСТЗ не принесли в настоящее время знаковых результатов и открытия крупных нефтяных и газовых залежей при использовании различных методических подходов.

Залежи, связанные с неструктурными/литологическими ловушками, открыты и разведаны в подсолевом, межсолевом и верхнесоленосном нефтегазоносных комплексах. Первые такие залежи, как и в других нефтегазоносных регионах, были открыты при работах, связанных с поиском залежей традиционного структурного типа. Позже было установлено, что они являются литологически ограниченными либо чаще всего комбинированными. Наиболее распространенными типами неструктурных (неантиклинальных) ловушек яв-

ляются литологически ограниченные и литологически экранированные, формирование которых обязано литолого-фаціальным, палеогеоморфологическим условиям формирования отложений. Основными критериями для поиска таких ловушек в отличие от антиклинальных будут являться литологические, палеогеоморфологические, стратиграфические, палеоструктурные факторы. В связи с этим меняется и методика поиска таких ловушек. Структурный фактор приобретает второстепенное значение, а на первое место выдвигается детальное изучение литолого-фаціального состава и палеогеоморфологических обстановок осадконакопления. Как правило, ловушки этого типа имеют небольшую мощность, обладают сложным контуром выклинивания или замещения и в настоящее время не поддаются выявлению методами полевой геофизики, так как могут находиться за пределами их разрешающей способности. Для выявления неантиклинальных ловушек в Припятском нефтегазоносном бассейне, чаще всего литологического типа, большинство из которых все еще открываются случайно, необходим широкий комплекс геологических исследований, в том числе исследования на современном оборудовании и обобщение всего материала, накопленного за период разбуривания антиклинальных складок.

Поэтому стратегическими задачами для восполнения ресурсов и запасов УВ Беларуси, обеспечения уровня добычи углеводородного сырья на должном уровне были и остаются разработка системы критериального прогноза, основанная на условиях формирования нефтеперспективных отложений, с целью поиска неструктурных ловушек, которые являются нетрадиционными для Припятского нефтегазоносного бассейна. И только данный подход в последующем в полной мере сможет обосновать целесообразность выбора объемов и видов работ на выбранных первоочередных объектах и участках по результатам комплексного изучения геолого-промысловой информации.

### О ПОНИМАНИИ РАНЖИРОВАНИЯ НЕФТЕПОИСКОВЫХ КРИТЕРИЕВ

Одной из основных задач, которую требуется решить при планировании дальнейших геологоразведочных работ в пределах ЮСТЗ, является определение приоритетности постановки работ на нефтеперспективных площадях. При этом необходимо учитывать множество факторов: от географического местоположения объекта до вероятности открытия в нем залежи нефти. Сложность

задачи состоит еще и в том, что ее практически невозможно решить по одному, даже очень существенному критерию. К примеру, в контуре подготовленного к бурению объекта или непосредственной близости от него выявлена залежь. Бурение последующей скважины дало отрицательный результат, причиной которого явилась, как выяснилось, недостаточно кондиционная подготовка объекта сейсморазведкой. С другой стороны, на территории ПНГБ нередки случаи открытия новых месторождений и залежей на площадях со слабой изученностью бурением, где перспективы нефтеносности оценены приблизительно по региональным картам.

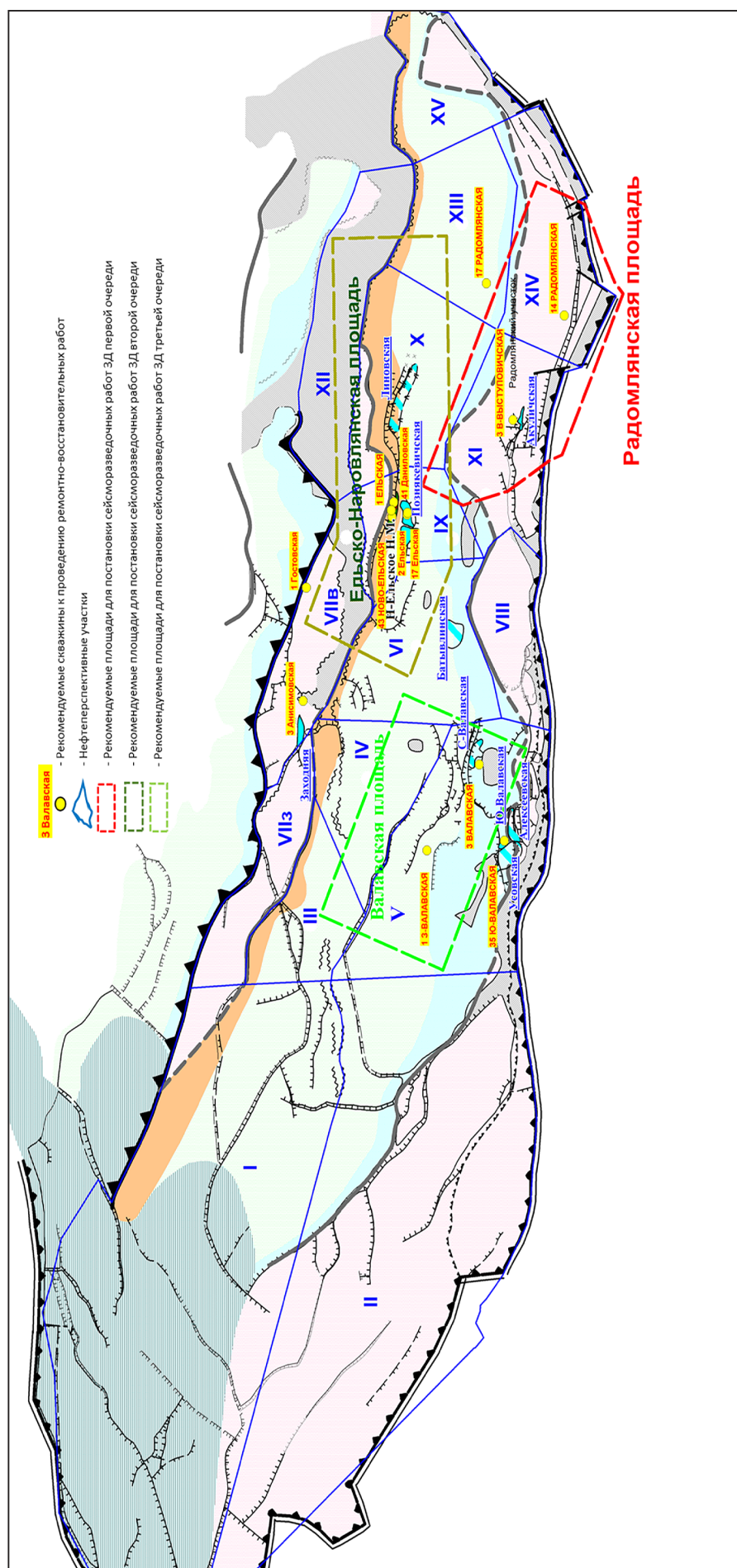
В связи с этим задача выявления уверенных критериев в пределах ЮСТЗ, с одной стороны, значимых по геолого-геофизическим характеристикам для дальнейшего изучения бурением, а с другой стороны, систематически влияющих на успешность бурения, представляется весьма актуальной в условиях дефицита ресурсной базы и высокой стоимости поисково-разведочного бурения. Если эти критерии будут найдены, желательно в дальнейшем установить зависимость, которая учитывала бы их влияние совместно, то есть рассчитать зависимость, на основе которой можно выполнить уверенное ранжирование нефтеперспективных площадей по приоритетности проведения геологоразведочных работ на новых объектах исследования.

С учетом накопленного опыта опосредования новых структур, а также доразведки месторождений в пределах ПНГБ одним из основных условий успешности поисково-разведочного бурения является качественная подготовка структур к бурению сейсморазведкой и в меньшей степени структурным бурением.

Очевидно также, что перспективы изучения объекта повышаются, если вблизи него имеются пробуренные скважины, при этом большое значение имеют результаты геологоразведочного бурения. Немаловажное значение имеют вероятность открытия залежей и ожидаемые запасы нефти.

### РАНЖИРОВАНИЕ ЮСТЗ

Исходя из особенностей и значительной площади ЮСТЗ рассмотрен способ установления приоритетности нефтеперспективных участков, то есть их ранжирования методом деления по площади на отдельные участки (рис.) и оценки по 10 ключевым критериям. Следует учесть, что данная оценка участков проведена по трем на-



**Рисунок** – Обзорная карта ЮСТЗ с элементами структурного районирования межсолевого комплекса и рекомендуемыми первоочередными объектами для проведения геологоразведочных работ



правлениям: геолого-геофизическая изученность, особенности геологического строения и прямые признаки нефтеносности. По каждому направлению выделено несколько критериев. Каждый критерий был оценен по 5-балльной системе.

### 1. Геолого-геофизическая изученность

По данному направлению оценивалась:

#### 1.1. Степень изученности сейсморазведкой

По опыту работ в ПНГБ степень изученности сейсморазведкой 2Д на площадях должна составлять не менее 4 пог. км/км<sup>2</sup>, а в пределах структур не менее 2,5 пог. км/км<sup>2</sup>. Общий объем сейсморазведочных данных 2Д МОГТ в пределах исследуемых участков составил 921 профиль (или 10 138,68 пог. км). В целом изученность сейсморазведкой 2Д низкая и в среднем составила 0,11 пог. км/км<sup>2</sup>. С учетом того что наибольшую плотность профилей имеет участок XII – 4,4 пог. км/км<sup>2</sup>, а низкую плотность участок II – 0,28 пог. км/км<sup>2</sup>, балльность критерия оценена в следующей последовательности:

- 1 балл – весьма низкая, без наличия материалов 2Д, либо их непредставительности (до 0,5 пог. км/км<sup>2</sup>);
- 2 балла – низкая, материалами 2Д частично охарактеризовано до 1 пог. км/км<sup>2</sup>;
- 3 балла – слабая, материалами 2Д условно охарактеризовано от 1 до 2 пог. км/км<sup>2</sup>;
- 4 балла – умеренная, наличием освещенности материалами 2Д от 2 до 2,5 пог. км/км<sup>2</sup>;
- 5 баллов – хорошая, при наличии освещенности материалами свыше 2,5 пог. км/км<sup>2</sup>.

Исходя из оценки данного критерия высокие баллы получили участки XIII, XIV и XV в восточной части ЮСТЗ.

#### 1.2. Изученность глубоким бурением

Изученность территории глубоким бурением характеризуется показателями степени разбуренности (отношение суммарного объема глубокого бурения в пределах территории к ее площади, м/км<sup>2</sup>) и разведанности (отношение площади территории к общему числу законченных бурением глубоких скважин, км<sup>2</sup>/скв.). Глубокое бурение в пределах исследуемой территории проводилось в период с 1951 по 2010 г. силами треста «Белнефтегазразведка» (117 скв.), РУП «Белгеология» (6 скв.) и Речицким управлением буровых работ (25 скв.). Общий объем проходки составил 452,266 км, из них 6,921 км опорного бурения

(2 скв.), 141,720 км параметрического бурения (42 скв.), 284,01 км поискового бурения (97 скв.) и 19,609 км разведочного бурения (7 скв.). Первая параметрическая скважина 1 Наровлянская (участок XII) начата бурением 22.05.1951 г. со вскрытием пород кристаллического комплекса. Одна из последних скважин, пробуренная на данной территории, – 43 Ново-Ельская (участок IX), которая закончена бурением 17.05.2010 г. в отложениях межсолевого комплекса. С 1951 по 1960 г. начата бурением 41 скв., с 1961 по 1970 г. – 15 скв., с 1971 по 1980 г. – 60 скв., с 1981 по 1990 г. – 26 скв., с 1991 по 2000 г. – 5 скв. и с 2010 г. только 1 скв. Такая тенденция говорит об постепенной утрате геологического интереса и отсутствием методологических подходов поиска неструктурных ловушек, которые нехарактерны для ССТЗ и ЦСТЗ даже в условиях интенсивного разбуривания площадей. Из общего числа пробуренных скважин 44 вскрыли породы кристаллического фундамента. Несмотря на то что в целом степень изученности глубоким бурением ЮСТЗ не очень высокая и составила 58,8 км<sup>2</sup> на 1 скв. (или 52 м/км<sup>2</sup>), участки очень сильно отличаются степенью разбуренности и разведанности. Так, к примеру, если участки I и II имеют довольно низкую степень разведанности 455,41 км<sup>2</sup> на 1 скв. и 986,25 км<sup>2</sup> на 1 скв. соответственно, то самым изученным является участок IX – 8,54 км<sup>2</sup> на 1 скважину. По степени разбуренности участок I имеет изученность 1,12 м/км<sup>2</sup>, а участок IX имеет изученность 356,63 м/км<sup>2</sup>. И несмотря на получение притоков УВ только в единичных случаях по данным глубокого бурения критерий изученности бурения несет в себе один из ключевых факторов, определяющих приоритетность дальнейших видов и объемов работ на изучаемой территории.

Исходя из опыта бурения в ССТЗ, где степень изученности составила 3,3 км<sup>2</sup> на 1 скв., определена балльность критерия бурением в следующей последовательности:

- 1 балл – крайне низкая, разведанность глубоким бурением свыше 200 км<sup>2</sup>/скв.;
- 2 балла – низкая, разведанность глубоким бурением до 200 км<sup>2</sup>/скв.;
- 3 балла – умеренная, разведанность глубоким бурением от 200 до 100 км<sup>2</sup>/скв.;
- 4 балла – хорошая, разведанность глубоким бурением от 100 до 10 км<sup>2</sup>/скв.;
- 5 баллов – высокая, разведанность глубоким бурением до 10 км<sup>2</sup>/скв.;

Исходя из оценки данного критерия высокий балл получил участок IX в восточной части ЮСТЗ.

### 1.3. Наличие сводного каротажа

Для данного критерия сделана оценка исследований по скважинам, в которых проведены следующие геофизические исследования: БК, МБК, АК, ГК, НГК, БКЗ, ИК, кавернометрия, инклинометрия. В большинстве случаев метод АК не проводился вовсе или был неудовлетворительного качества. Основные причины плохого качества метода АК – часто многочисленные интенсивные кавернообразования ствола скважины, которые не позволяли центрировать прибор в скважине, а также высокое содержание глинистых минералов (наличие низкоскоростного разреза).

По результатам анализа данных ГИС ранжирование на участках проведено по 128 скв. из 148 пробуренных. Это связано со вскрытием в данных скважинах на забое только части верхнесоленных отложений либо через тектоническое нарушение, а также низким качеством данных ГИС. С учетом полноты и качества геофизических исследований по каждой из скважин оценен критерий в следующей последовательности:

- 1 балл – каротажные данные с очень низкой степенью достоверности;
- 2 балла – каротажные данные с низкой степенью достоверности;
- 3 балла – каротажные данные со средней степенью достоверности;
- 4 балла – каротажные данные с высокой степенью достоверности;
- 5 баллов – высокая степень достоверности в более чем 70% из общего числа пробуренных скважин.

Балльность присваивалась по процентам (свыше 50%) к соотношению большинства скважин по степени достоверности выделения пород-коллекторов на каждом из пробуренных участков.

Исходя из оценки данного критерия высокий балл получили участки II, XI и XIV.

### 1.4. Освещенность керновым материалом

С учетом геологических особенностей и постановки первоочередной приоритетности дальнейших работ на исследуемой территории в данном критерии рассмотрена оценка качества керна, а именно его сохранность и пригодность для запланированных исследований по отложениям межсолевого комплекса и боричевских слоев лебедянского горизонта верхнесоленного комплекса. В рамках данной статьи анализ проведен по 1245,63 м полноразмерного керна в 35 пробуренных скважинах по состоянию на 01.01.2022 г. По результатам

ревизии определен керн, пригодный для дальнейшего изучения в объеме 1183,41 м по 28 скважинам. Это обусловлено тем, что фактическая длина некондиционного керна, а также его диаметр (не более 50 мм), раздробленность (разрозненные обломки без соответствующей маркировки) и длительное хранение (более 30–45 лет) не позволяют на качественном уровне осуществить литологическую оценку разреза отложений, а также провести комплекс запланированных исследований и привязку керна к данным ГИС. В процессе бурения отбор керна в целевых интервалах проводился в период с 1974 по 2010 г. Максимальный объем керна был отобран на участке IX в количестве 241,08 пог. м по четырем скважинам. Минимальный объем керна был отобран на участке VIII в количестве 8,41 пог. м по одной скважине. В скважинах на участках VIIз, XII и XV керн не отбирался. Несмотря на неравномерную разбуренность участков глубокими скважинами в данном критерии основным фактором послужил метраж освещенности кондиционным керном на 1 км<sup>2</sup> площади.

Выбор балльности определен в следующей последовательности:

- 1 балл – участки, на которых скважинами по ряду причин не проведен отбор керна в целевом интервале;
- 2 балла – участки, на которых скважинами выполнен отбор керна в целевом интервале, но по результатам ревизии непригоден для дальнейшего изучения;
- 3 балла – освещенность керновым материалом до 0,1 м/км<sup>2</sup>;
- 4 балла – освещенность керновым материалом от 0,1 до 0,5 м/км<sup>2</sup>;
- 5 баллов – освещенность керновым материалом свыше 0,5 м/км<sup>2</sup>;

Исходя из оценки данного критерия высокий балл получили участки III и IX.

Здесь рассмотрели тот кондиционный керн, который пригоден для дальнейших комплексных исследований на современном оборудовании.

## 2. Особенности геологического строения

По данному направлению оценивается:

### 2.1. Структурно-тектоническое районирование

Основой поисков месторождений на «зрелом» этапе освоения региона являются прежде всего периодически обновляемые карты структурного районирования основных продуктивных (перспективных) комплексов отложений – модели текто-

но-структурной неоднородности недр региона. На базе этих карт (структурных моделей) формируют модели генерации, аккумуляции и сохранения углеводородов, разнообразные карты прогноза нефтегазоносности, выбирают первоочередные объекты для поисково-разведочных работ, а также обосновывают рекомендации относительно дальнейших направлений геологоразведочных работ на нефть и газ (ГРП) и т. д. В данном критерии за основу брались проведенные работы по структурному районированию подсолевого и межсолевого комплексов Припятского прогиба для задач эффективного освоения ресурсов углеводородов [1; 2; 3]. Полученные по результатам проведенных работ карты построены на основе авторских оригинальных классификаций и кодификаций основных структурных форм и, что очень важно, структурных элементов тектонических ступеней и крупных, сложнопостроенных тектонических блоков (полиблоков) депрессий.

В связи с тем что в данной статье приоритетным объектом исследований рассматривается межсолевой комплекс, по данному критерию балльность оценивалась по преобладающему местоположению отложений в пределах элементов тектонического районирования: подножья, террасы, гребня, уступа ступени.

– 1 балл – участки с преобладанием зон отсутствия либо неполных толщин межсолевых отложений;

– 2 балла – участки с преобладанием межсолевых отложений в пределах подножья и террасы тектонической ступени;

– 3 балла – участки с преобладанием межсолевых отложений в пределах террасы и гребня тектонической ступени;

– 4 балла – участки с преобладанием межсолевых отложений в пределах уступа тектонической ступени;

– 5 баллов – участки с преобладанием межсолевых отложений в пределах террасы и гребня тектонической ступени с активной разломной тектоникой.

Исходя из оценки данного критерия высокий балл получили участки I, III, VI, IX и X.

## 2.2. Наличие терригенных и органогенных тел

Отличительной особенностью ЮСТЗ в ПНГБ в процессе осадконакопления межсолевого комплекса является постоянное поступление кластогенного (песчаной, алевроитовой и глинистой размерности частиц) материала. Данная особенность в настоящее время считается наиболее отличительной

и значимой характеристикой с позиции поиска литологических ловушек углеводородов в зонах концентрации терригенных песчаных тел различной геометрической формы и генезиса. С учетом ранее проведенных работ по выяснению механизма седиментогенеза осадочного чехла и выделенных зон концентрации терригенных тел в отложениях межсолевого комплекса ЮСТЗ [5, с. 38–42], критерий оценивался в следующей последовательности:

– 1 балл – участки, где предыдущими работами не выделены зоны с органогенными образованиями и терригенными телами;

– 2 балла – участки, где выделяются зоны концентрации терригенного материала;

– 3 балла – участки, где выделяются зоны с наличием органогенных образований;

– 4 балла – участки, где выделяются зоны с наличием органогенных образований и терригенных тел;

– 5 баллов – участки, где выделяются все вышеописанные зоны с участками литологических замещений (комбинированный тип).

Исходя из оценки данного критерия высокий балл получили участки V, VIIв, VIII и XI.

## 3. Прямые признаки нефтеносности

По данному направлению оцениваются:

### 3.1. Геологические результаты бурения (признаки УВ по керну)

Немаловажную роль при оценке нефтеперспективности площадей играют именно фактические данные бурения. Керновый материал является прямой геологической информацией в литологическом составе, фильтрационно-емкостных свойствах и характере насыщения вскрываемого разреза. Именно фактические данные позволяют подтвердить или опровергнуть прогнозные данные по литологическому составу и стратиграфической привязке, глубине залегания и мощности пластов; коллекторским свойствам горных пород, пористости и проницаемости; насыщению коллектора, определению его коэффициента нефтегазонасыщенности; структуре, текстуре, петрографическим свойствам пород.

При оценке данного критерия балльность по участкам присваивается по процентному (%) содержанию признаков УВ по керну от общего количества пробуренных скважин:

– 1 балл – признаки УВ не выявлены в пробуренных скважинах;



- 2 балла – до 20% от пробуренных скважин получены признаки УВ по керну;
- 3 балла – от 20 до 40% от пробуренных скважин получены признаки УВ по керну;
- 4 балла – от 40 до 60% от пробуренных скважин получены признаки УВ по керну;
- 5 баллов – свыше 60% от пробуренных скважин получены признаки УВ по керну.

Исходя из оценки данного критерия высокий балл получили участки I, V и VIв.

### 3.2. Геохимические исследования

Геохимические методы поисков месторождений нефти и газа основываются на факте существования непрерывного процесса массопереноса углеводородов от глубинных углеводородных скоплений, в результате чего на всех уровнях геологического разреза – непосредственно над залежами, в породах, перекрывающих залежи, в нижней и верхней геохимических зонах – формируются аномальные концентрационные поля углеводородов. Миграция углеводородов (в основном газобразных, в меньшей степени в парообразном и жидком состояниях) от залежей происходит, по данным большинства исследователей, двумя способами – посредством диффузии и фильтрации. В результате диффузии происходит относительно равномерное распределение углеводородных газов снизу вверх по разрезу. Чем плотнее порода и чем ниже ее коллекторские свойства, тем медленнее происходит процесс диффузии, то есть меньше коэффициент диффузии. Так как последний при прочих равных условиях снижается с ростом молекулярной массы углеводорода, то газы, прошедшие большее расстояние от источника, обогащаются низкомолекулярными компонентами. Миграция от залежей посредством фильтрации происходит по микротрещинам (ослабленным зонам) и тектоническим нарушениям. Здесь определенную роль играют процессы селективной сорбции породами различных углеводородов и селективного их растворения в флюидальной системе. В этом случае при движении смеси углеводородов она подвергается в значительной мере процессу хроматографической дифференциации, которая приводит к обогащению мигрирующего газа относительно легкокипящими фракциями и изо соединениями, так как сорбция углеводородов породами возрастает с увеличением молекулярной массы компонента и больше у нормальных соединений по сравнению с их разветвленными изомерами. Важное теоретическое положение заключается в том,

что некоторые мигрирующие УВ-компоненты содержатся в значительных концентрациях только в залежах нефти и газа, и их присутствие в вышезалегающих отложениях является прямыми признаками месторождений.

Существенную роль при определении перспектив нефтеносности несёт в себе хлороформенно-битумный анализ (ХБА), позволяющий путем экстракции (холодная и горячая) пород в хлороформе получить экстракты углеводородсодержащих компонентов органического вещества (ОВ) и нефтей. В различных районах величина этого показателя различная. Так, залежи и высокоперспективные объекты с вероятностью обнаружения залежи  $> 0,7$  в межселевых отложениях Северного ареала (зона распространения легких и средних нефтей) характеризуются содержанием ХБА более 0,05–0,1%. Для Южного ареала (зона распространения тяжелых нефтей) величина содержания ХБА должна быть значительно выше (0,8–1,3% и более). Установлено, что на расстоянии около 1000 м от контура нефтеносности содержание ХБА снижается примерно на порядок. На этом основании по статистическому анализу можно подсчитать примерное расстояние до залежи.

Таким образом, увеличение содержания миграционных битумоидов, ХБА, масел по сравнению с фоновым является признаком зоны нефтенакопления, а резкое увеличение (в 10–20 раз) – признаком наличия залежи или близким расположением залежи.

В данной статье использовались данные прошлых лет, проведенные специалистами ГП «БелНИГРИ» (Е.Ф. Никуленко) по геохимическим показателям нефтегазоносности (содержание миграционных битумоидов (ХБА, %) [4].

Балльность по участкам присваивается в следующей последовательности:

- 1 балл – более 50% площади участка с низкоперспективными зонами, значения ( $< 0,03$ );
- 2 балла – более 50% площади участка с малоперспективными зонами, значения ( $= 0,03–0,1$ );
- 3 балла – более 50% площади участка с среднеперспективными зонами, значения ( $= 0,1–0,2$ );
- 4 балла – более 50% площади участка с перспективными зонами, значения ( $= 0,2–0,3$ );
- 5 баллов – более 50% площади участка с высокоперспективными зонами, значения ( $= 0,3–1$  и более).

Исходя из ранее проведенных работ в пределах ЮСТЗ участков с высокоперспективными зонами не выявлено. Участки I, II и XII относятся к низкоперспективным, участок VIIз – к малоперспектив-

ному, участки VIII и XIV – к среднеперспективным и участки III, IV, V, VI, VIIв, IX, X, XI, XIII и XV – к перспективным (табл.).

### 3.3. Ресурсный потенциал

По состоянию на сегодняшний день в пределах исследуемых участков на балансе НПЦ по геологии и РУП «ПО «Белоруснефть»» числится ресурсная база по подготовленным к глубокому бурению, выявленным, частично опоискованным и находящимся в бурении нефтеперспективным ловушкам в количестве 7,798% от суммарной ресурсной базы (СРБ) ПНГБ. Из них по:

- РУП «ПО «Белоруснефть»» в количестве 0,097% СРБ;

- НПЦ по геологии в количестве 7,701% СРБ.

По Ново-Ельской межсолевой ловушке (находящейся в бурении), согласно фонду структур Государственного предприятия «НПЦ по геологии» по состоянию на 01.01.2021 г. числятся извлекаемые запасы нефти по категории  $C_1$  – 0,002% СРБ, по категории  $C_2$  – 0,035% СРБ.

При оценке данного критерия оценивалась плотность ресурсов на 1 км<sup>2</sup> не только в целом по участку, но и степень подготовленности ловушки, тип ловушки, нефтеперспективный комплекс. Из общего числа (34 структуры) 15 структур числятся в фонде подготовленных к глубокому бурению структур. И только семь ловушек на участках V (5 ловушек), XI (1 ловушка), и VIIв (1 ловушка) тектонического (Акуличская (боричевские слои) и Заходняя), литологического (Северо-Валавская), антиклинального (Алексеевская – 2 ловушки) и комбинированного (Южно-Валавская – 2 ловушки) типов находятся в пределах межсолевого комплекса. Несмотря на значительный ресурсный потенциал ЮСТЗ требуется пересмотр категории ресурсов по каждой из структур в связи с тем, что 73% фонда подготовленных к глубокому бурению структур оценены по различным категориям. И только 4 структуры (Акуличская, Алексеевская, Ю-Анисимовская и С-Наровлянская) оценены по категории  $D_0$ , которые с большей долей уверенности можно характеризовать как первоочередные.

Исходя из имеющейся сегодня ресурсной базы данный критерий оценивался в следующей очередности:

- 1 балл – на участках, где в настоящее время не числится ресурсная база;

- 2 балла – на участках с плотностью ресурсов менее 0,0003% СРБ/км<sup>2</sup>;

- 3 балла – на участках с плотностью ресурсов от 0,0003% СРБ/км<sup>2</sup> до 0,0014% СРБ/км<sup>2</sup>;

- 4 балла – на участках с плотностью ресурсов от 0,0014% СРБ/км<sup>2</sup> до 0,0029% СРБ/км<sup>2</sup>;

- 5 баллов – на участках с плотностью ресурсов свыше 0,0029 % СРБ/км<sup>2</sup>.

Исходя из оценки данного критерия первоочередной приоритет получил только участок V, объектами второй очереди являются участки VIIв, IX и VI. Несмотря на суммарную ресурсную базу 1,525% СРБ и 0,994% СРБ по участкам VI и X соответственно один балл был занижен в связи с тем, что свыше 50% ресурсов по подготовленным к глубокому бурению ловушкам числятся в отложениях верхнесолевого комплекса и надсолевых отложениях, остальная часть только в выявленных ловушках. По участку VIIв один балл был завышен в связи с тем, что 0,109% СРБ числятся в фонде подготовленных к глубокому бурению ловушек в отложениях межсолевого комплекса (см. табл.).

### 3.4. Гидрогеологические исследования

При оценке нефтеперспективности структур в процессе поиска нефтяных залежей значительную роль играет гидрогеологическая информация, полученная в процессе проводки скважины, поэтому относительно ее достоверности проведен анализ данного критерия по следующим ключевым позициям:

- полнота, уверенность и наличие информации о результатах бурения и испытаний на приток. Но, к сожалению, отрицательным фактором является частичное отсутствие информации об проявлениях и испытаниях на приток, вследствие того что 78% скважин на территории ЮТЗ начато бурением до 1981 г. В процессе проведения работ по ряду причин установлена утеря документов либо факт учета документации без необходимых для современного анализа параметров. Дела скважин ограничиваются обобщением без указания некоторых важных параметров и данных расчетов. Ранее в проводке скважины не указывались параметры бурового раствора, на которых происходило вскрытие пласта либо проявление из него, также не всегда указывается избыточное давление при проявлении;

- состояние скважины, качество проведения, способ получения проб при испытаниях на приток, интенсивность проявления. Наиболее представительные значения гидродинамических характеристик возможно получить при испытаниях на приток в процессе бурения. В отличие



Таблица – Матрица ранжирования по критериям

| № п/п | Наименование участка                         | 1. Геолого-геофизическая изученность     |                                    |                                |                                 |                                                 | 2. Особенности геологического строения      |                              |                                                    | 3. Прямые признаки нефтеносности              |                                 |                          |                                      |                                          | Итого рейтинг: |
|-------|----------------------------------------------|------------------------------------------|------------------------------------|--------------------------------|---------------------------------|-------------------------------------------------|---------------------------------------------|------------------------------|----------------------------------------------------|-----------------------------------------------|---------------------------------|--------------------------|--------------------------------------|------------------------------------------|----------------|
|       |                                              | 1.1. Степень изученности сейсморазведкой | 1.2. Изученность глубоким бурением | 1.3. Наличие сводного каротажа | 1.4. Оценка керновым материалом | Балльность по геолого-геофизической изученности | 2.1. Структурно-тектоническое районирование | 2.2. Наличие терригенных тел | Балльность по особенностям геологического строения | 3.1. Геологические результаты бурения (керна) | 3.2. Геохимические исследования | 3.3. Ресурсный потенциал | 3.4. Гидрогеологические исследования | Балльность по перспективам нефтеносности |                |
| 1     | Участок I Туровско-Симоновичский             | 1                                        | 1                                  | 4                              | 3                               | 2,3                                             | 5                                           | 3                            | 4,0                                                | 5                                             | 1                               | 2                        | 2                                    | 2,5                                      | 2,9            |
| 2     | Участок II Южно-Туровско-Боровский           | 1                                        | 1                                  | 5                              | 3                               | 2,5                                             | 4                                           | 3                            | 3,5                                                | 4                                             | 1                               | 1                        | 2                                    | 2,0                                      | 2,7            |
| 3     | Участок III Великопольско-Дубницкий          | 2                                        | 4                                  | 4                              | 5                               | 3,8                                             | 5                                           | 3                            | 4,0                                                | 3                                             | 4                               | 1                        | 0                                    | 2,0                                      | 3,3            |
| 4     | Участок IV Западно-Софиевский                | 2                                        | 2                                  | 3                              | 4                               | 2,8                                             | 3                                           | 3                            | 3,0                                                | 1                                             | 4                               | 2                        | 1                                    | 2,0                                      | 2,6            |
| 5     | Участок V Валавско-Южно-Валавский            | 4                                        | 3                                  | 4                              | 4                               | 3,8                                             | 2                                           | 5                            | 3,5                                                | 5                                             | 4                               | 5                        | 4                                    | 4,5                                      | 3,9            |
| 6     | Участок VI Николаевско-Ново-Рудинский        | 3                                        | 4                                  | 4                              | 2                               | 3,3                                             | 5                                           | 2                            | 3,5                                                | 3                                             | 4                               | 4                        | 3                                    | 3,5                                      | 3,4            |
| 7     | Участок VII Буйновичско-Заозерный            | 3                                        | 4                                  | 2                              | 4                               | 3,3                                             | 4                                           | 5                            | 4,5                                                | 5                                             | 4                               | 3                        | 0                                    | 3,0                                      | 3,6            |
| 8     | Участок VIII Буйновичский                    | 1                                        | 3                                  | 3                              | 1                               | 2,0                                             | 4                                           | 1                            | 2,5                                                | 3                                             | 2                               | 4                        | 0                                    | 2,3                                      | 2,3            |
| 9     | Участок IX Скорodinско-Выступовичский        | 3                                        | 3                                  | 4                              | 3                               | 3,3                                             | 4                                           | 5                            | 4,5                                                | 1                                             | 3                               | 3                        | 4                                    | 2,8                                      | 3,5            |
| 10    | Участок X Ельский                            | 4                                        | 5                                  | 2                              | 5                               | 4,0                                             | 5                                           | 3                            | 4,0                                                | 3                                             | 4                               | 4                        | 5                                    | 4,0                                      | 4,0            |
| 11    | Участок XI Восточно-Ельский                  | 4                                        | 4                                  | 3                              | 3                               | 3,5                                             | 5                                           | 3                            | 4,0                                                | 3                                             | 4                               | 3                        | 3                                    | 3,3                                      | 3,6            |
| 12    | Участок XII Восточно-Выступовичско-Кировский | 4                                        | 4                                  | 5                              | 4                               | 4,3                                             | 4                                           | 5                            | 4,5                                                | 3                                             | 4                               | 2                        | 5                                    | 3,5                                      | 4,1            |
| 13    | Участок XIII Наровлянский                    | 2                                        | 4                                  | 1                              | 1                               | 2,0                                             | 1                                           | 1                            | 1,0                                                | 2                                             | 1                               | 2                        | 1                                    | 1,5                                      | 1,5            |
| 14    | Участок XIV Вепровско-Радомянский            | 5                                        | 3                                  | 4                              | 4                               | 4,0                                             | 3                                           | 1                            | 2,0                                                | 4                                             | 4                               | 1                        | 2                                    | 2,8                                      | 2,9            |
| 15    | Участок XV Радомянско-Желоньский             | 5                                        | 4                                  | 5                              | 4                               | 4,5                                             | 4                                           | 1                            | 2,5                                                | 4                                             | 3                               | 1                        | 5                                    | 3,3                                      | 3,4            |
| 16    | Участок XVI Стреличевский                    | 5                                        | 4                                  | 1                              | 1                               | 2,8                                             | 3                                           | 1                            | 2,0                                                | 2                                             | 4                               | 2                        | 2                                    | 2,5                                      | 2,4            |

от испытаний на приток по окончании бурения, перед таким испытанием пласты не подвергаются изоляции цементом при спуске колонн и интенсификации притоков, однако предугадать пластовые давления не всегда возможно для того чтобы создать оптимальные условия. В отличие от получения при проявлении гидродинамических характеристик, в частности пластовое давление, регистрируются манометром, а не высчитываются относительно избыточных давлений. Кроме того, при проявлении чаще всего создается большая депрессия, из-за чего поток более подвижного флюида оттесняет более вязкий неподвижный флюид, что не позволяет достоверно оценить насыщение. При наличии обвалообразования в условиях открытого ствола при освоении возможна изоляция забойных пластов и получение информации по верхней части интервала. Проявления слабой интенсивности не позволяют отобрать представительные пробы поступающих пластовых флюидов. Отсутствие манометрических кривых, записанных при испытаниях, и начальных расчетных данных не позволяют выделять слабопроницаемые пласты и оценивать условия проведения испытаний относительно пластовых давлений, полученных позже при испытаниях соседних скважин;

- достоверность насыщения пластов. От достоверности результатов, полученных при испытаниях на приток, прямо зависит открытие залежей нефти. Наличие нефти в пробах либо пленки нефти в растворе является прямым признаком наличия в разрезе нефтенасыщенных пластов;

- качество проведения анализа химического состава, годность проб пластовых рассолов для оценки нефтеперспективности, повышенное содержание в пробах пластовых рассолов катиона аммония и йода. При разбавлении проб пластовых рассолов буровым раствором искажается содержание химических элементов, применяемых при оценке нефтеперспективности структуры. Буровые растворы, изготавливаемые на основе пластовых рассолов других скважин, и разбавленный поступающий из скважины пластовый рассол завышают содержание химических элементов, используемых при оценке нефтеперспективности структуры;

- уверенность геологического строения (для определения направления перспективной зоны). При определении направления расположения нефтеперспективной зоны важно знать расположение приподнятой части структуры и наличие разрывных нарушений. Коллекторские свойства интересующего пласта могут быть ухудшены вблизи

нарушения. Испытание в подобных зонах не характеризует центральные части структур. Отсутствие информации о границах структур не позволяет проектировать предполагаемые зоны распространения участков с пластовым давлением и его градиентом и предполагаемые перспективные зоны.

Исходя из проведенного анализа 148 пробуренных скважин ЮСТЗ на 16 участках было установлено, что гидрогеологическая информация была получена по 110 скважинам (всего 564 случая) в отложениях межсолевого и верхнесоленосного комплексов. При этом было выявлено 7 нефтенасыщенных объектов. Из 14 объектов были получены пластовые рассолы, химический состав которых оказался характерен для нефтеперспективных структур. Еще 59 объектов по анализу разбавленных проб возможно отнести к условно нефтеперспективным. Также при этом было выделено 28 нефтеперспективных зон. Точное расположение 10 зон предположить не удалось ввиду неуверенного геологического строения. Балльность гидрогеологического критерия оценена по степени достоверности геохимической информации в отложениях межсолевого и верхнесоленосного комплексов, выраженной в процентах, в следующей последовательности:

- 1 балл – на участках, где отсутствует гидрогеологическая информация, перспективные зоны частично входят в контур;

- 2 балла – участки с низкой степенью достоверности геохимической информации (до 25%);

- 3 балла – участки со средней степенью достоверности геохимической информации (25–75%);

- 4 балла – участки с высокой степенью достоверности геохимической информации, свыше 75%;

- 5 баллов – участки, где по данным ИП получены притоки нефти.

Исходя из оценки данного критерия наивысшие баллы получили участки IX, XI и XIV (см. табл.).

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

По проведенному ранжированию участков по десяти ключевым нефтепоисковым критериям, оцененным по пятибалльной системе, установлено следующее:

- первоочередной площадью для постановки дальнейших геологоразведочных работ является юго-восточная часть ЮСТЗ, участок XI (Восточно-Выступовичско-Кировский), с рейтингом 4,1;

- объектом второй очереди является участок IX (Ельский) в центральной части ЮСТЗ, с рейтингом 4,0;

– объектом третьей очереди является участок V (Балавско-Южно-Балавский) в южной части ЮСТЗ, с рейтингом 3,9 (см. рис., табл.).

Дополнительно к проведенному ранжированию проведен анализ фонда ранее пробуренных скважин в пределах ЮСТЗ с целью подтверждения наличия УВ, выявления новых и пропущенных залежей УВ, а также дальнейшей целесообразности использования части ствола для бурения новых скважин с различными категориями по назначению и различными типами по угловым параметрам. Учитывались следующие критерии: сроки бурения, категория, текущее состояние, организация, проводившая работы, глубины, вскрытая

стратиграфия, конструкция, данные по керну, данные по ГИС, данные химического состава пластовых рассолов и гидродинамические параметры. Результатом проведенных работ послужил перечень из 13 скважин по степени нефтеперспективности (см. рис.).

Проводимые в настоящее время ремонтно-восстановительные работы (РВР) в ранее пробуренных скважинах и сейсморазведочные работы 3Д в пределах ЮСТЗ позволят подтвердить либо опровергнуть правильность выбранного вектора критериального прогноза поиска залежей углеводородов не только в пределах ЮСТЗ, но и на новых нефтеперспективных площадях.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Бескопыльный, В. Н.** Карта структурного районирования межсолевого комплекса Припятского прогиба для задач эффективного освоения ресурсов углеводородов. Масштаб 1:200 000 / В. Н. Бескопыльный, Р. Е. Айзберг, Я. Г. Грибик. – Минск, 2011.
2. **Бескопыльный, В. Н.** Карта структурного районирования подсолевого комплекса Припятского прогиба для задач эффективного освоения ресурсов углеводородов. Масштаб 1:200 000 / В. Н. Бескопыльный, Р. Е. Айзберг, Я. Г. Грибик. – Минск, 2011.
3. **Бескопыльный, В. Н.** Пояснительная записка к картам структурного районирования подсолевого и межсолевого комплексов Припятского прогиба для решения задач эффективного освоения ресурсов углеводородов / В. Н. Бескопыльный, Р. Е. Айзберг, Я. Г. Грибик. – Гомель : РУП «ПО «Белоруснефть», 2011. – 41 с. : ил.
4. **Никуленко, Е. Ф.** Геохимические критерии прогноза нефтегазоносности Припятского прогиба / Е. Ф. Никуленко // Природ. ресурсы. – 1999. – № 4. – С. 160–173.
5. **Обровец, С. М.** Ранне- и среднефаменский седиментогенез в Припятском рифтовом бассейне / С. М. Обровец, И. А. Яшин, С. А. Кручек ; РУП «НПЦ по геологии», РУП ПО «Белоруснефть», БелНИПИ-нефть. – Гомель : БелГУТ, 2017. – 200 с.

Статья поступила в редакцию 08.07.2022

Рецензент Я.Г. Грибик



**ВЫБАР ПЕРШАЧАРГОВЫХ АБ'ЕКТАЎ ДЛЯ ПРАВЯДЗЕННЯ  
ГЕОЛАГАРАЗВЕДАЧНЫХ РАБОТ НА ВУГЛЕВАДАРОДЫ  
З УЛІКАМ ІНФАРМАТЫЎНЫХ КРЫТЭРЫЯЛЬНЫХ ПАДЫХОДАЎ  
(НА ПРЫКЛАДЗЕ ПАЎДНЁВАЙ СТРУКТУРНА-ТЭКТАНІЧНАЙ ЗОНЫ  
ПРЫПЯЦКАГА ПРАГІБУ)**

**А.А. Шаруноў, В.С. Рудзько**

РУП «Вытворчае аб'яднанне “Беларуснафта”»  
Беларускі навукова-даследчы і праектны інстытут нафты  
вул. Кніжная, 15а, 246003, Гомель, Беларусь  
E-mail: a.sharunov@beloil.by, v.rudko@beloil.by

У цяперашні час не толькі ў межах Прыпяцкага нафтагазаноснага басейна, але і ва ўсім свеце адсутнічаюць выразныя крытэрыі і рэгламентуючыя дакументы, якія дазваляюць вызначыць упэўненую чарговасць правядзення геалагаразведачных работ у межах складаных геалагічных умоў. У дадзенай рабоце разгледжаны аптымальны варыянт ранжыравання па плошчы з вылучэннем трох ключавых крытэрыяў па геалага-геафізічнай вывучанасці, асаблівасцях геалагічнай будовы і прамых прыкметах нафтааноснасці.

**SELECTION OF PRIORITY OBJECTS FOR GEOLOGICAL EXPLORATION FOR  
HYDROCARBONS, TAKING INTO ACCOUNT INFORMATIVE CRITERIA APPROACHES**

**A. Sharunov, V. Rudko**

State oil and Gas Company BelNIPIneft R&D Institute  
15a Knizhnaya St, 246003, Gomel, Belarus  
E-mail: a.sharunov@beloil.by, v.rudko@beloil.by

Currently, not only within the Pripyat oil and gas-bearing basin, but also in other regions of the world, there are no reliable and clear criteria and regulatory documents that allow determining the right order of geological exploration in complex geological conditions. The article examines the most appropriate approach of ranking the sequence of operations on the basis of the three key criteria, including the degree of geological and geophysical study, features of the geological structure and direct signs of oil and gas content.