

МЕТОДИЧЕСКИЙ ПОДХОД К ВЕРОЯТНОСТНОЙ КОЛИЧЕСТВЕННОЙ ОЦЕНКЕ ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ГЛУБОКОЗАЛЕГАЮЩИХ ОТЛОЖЕНИЙ СЕВЕРА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

В.Л. Шустер, С.А. Пунанова
ИПНГ РАН, e-mail: tshuster@mail.ru, punanova@mail.ru

Важнейшей задачей нефтегазового комплекса России на ближайшие годы является восполнение добычи УВ подготовкой новых запасов и ресурсов нефти и газа. Одним из основных направлений возможного прироста запасов в России является Западная Сибирь и, в первую очередь, ее северная часть, где в настоящее время сосредоточены значительные запасы газа и газоконденсата, открытые в меловых и верхнеюрских отложениях, на глубинах, не превышающих 3–4 км. Отдельные притоки газа и газоконденсата получены в среднеюрских и палеозойских отложениях.

В центральной части Западной Сибири открыты и разрабатываются преимущественно нефтяные месторождения в среднеюрских, триасовых и палеозойских отложениях, включая образования фундамента.

По оценке специалистов и результатам исследований авторов [1–8], на севере Западной Сибири помимо открытых крупных газовых и газоконденсатных месторождений в верхнем (мел+верхняя юра) комплексе (этаже) перспективны также и отложения (J_{1+2} , Т, Pz) нижнего глубокозалегающего этажа, причем для открытия не только газовых, но и нефтяных месторождений. В нижнем этаже перспективны базальные слои нижней и средней юры и зоны выклинивания юрских горизонтов, осадочно-вулканогенные отложения триаса, выполняющие впадины, отложения палеозоя чехольного типа, а также образования коры выветривания и разуплотненные породы фундамента. Юрские и доюрские отложения северной части Западной Сибири характеризуются весьма благоприятными условиями для нефтегазонакопления: рифтогенным режимом развития, который способствует вертикальной миграции флюидов; распространением зон трещиноватости, связанных с разломами, необходимых для формирования пород-коллекторов; флюидоупорами – глинистыми толщами; и выигрышными геохимическими позициями: относительно высоким содержанием $C_{орг}$ и битумоидов, умеренной и достаточной катагенетической прогреетостью недр, высоким реализованным генерационным потенциалом [5, 8–10].

По отложениям нижнего этажа, залегающим на глубинах 5–6 км, материалы по бурению скважин весьма ограничены. В то же время, сейсморазведкой МОГТ 2D и частично 3D покрыты все выявленные локальные поднятия. Таких локальных объектов (разбуренных месторождений и выявленных сейсморазведкой структур), перспективных в нефтегазоносном отложении по нижнему этажу, на севере Западной Сибири – значительное количество (порядка 25).

Для оценки перспективности отложений нижнего этажа на этих объектах и обоснования очередности ввода площадей в поисково-разведочное бурение необходимо дать оценку основных геолого-геохимических факторов, влияющих на формирование нефтегазовых скоплений, конкретно для исследуемого региона и отложений нижнего этажа. Желательно также дать отдельный прогноз углеводородов (УВ) и качественную оценку ресурсов (запасов) по каждому объекту.

Методический подход к решению подобных задач обоснован авторами в созданной геолого-математической модели «Выбор» [11], основанной на системном подходе к анализу геолого-геохимической информации. Ранее были успешно использованы различные геолого-математические программы и технологии для решения подобных задач. Для прогнозного разделения выборки объектов в верхнеюрских отложениях Восточной Туркмении на продуктивные и «пустые» успешно применена программа распознавания образов «Кора 3» [12]. Подтверждаемость прогноза (выполнен в 1970 г.) составила 86% (результаты получены в 1975 г.).

Программа «Выбор» успешно использована авторами при оценке перспектив нефтегазоносности и выборе очередности ввода объектов в поисково-разведочное бурение в Баренцевоморском регионе, коэффициент подтверждаемости – 92% и в центральной части Западной Сибири по образованиям фундамента [13]. Степень обоснованности прогноза установить пока не представляется возможным, так как поисково-разведочные работы не проведены.

Основу модели «Выбор» составляют программы «Слой» и «Доминанта». Первая программа позволяет на основе отобранных основных доминирующих показателей дифференцировать совокупность исследуемых объектов по значениям показателей на «слои» равнозначных по степени благоприятности объектов. Вторая программа – «Доминанта» позволяет по дополнительным показателям выявить очередность ввода структур в поисково-разведочное бурение внутри «слоя».

Перед началом работ необходимо выявить набор показателей, характеризующих условия формирования и размещения нефтегазовых скоплений именно в этом регионе – нефтегазоносной области (НГО) и для исследуемых отложений, затем ранжировать эти показатели на основные («доминирующие») и вспомогательные, после чего независимо от единиц измерения дать вероятностную оценку (шкалу) значений каждого показателя.

Наиболее сложная задача, с учетом слабой изученности бурением отложений нижнего этажа разреза севера Западной Сибири, – это подготовка и оценка отобранных показателей, которые должны охватывать все исследуемые объекты без исключения для объективной оценки перспектив нефтегазоносности.

По результатам детального изучения условий формирования и размещения месторождений УВ исследуемого региона, а также соседних НГО и имеющегося фактического геолого-геофизического и геохимического материала была выбрана совокупность показателей для сравнительной оценки изучаемых объектов (табл. 1). Численные значения каждого показателя по конкретному рассматриваемому объекту «снимаются» с соответствующих карт или схем, составленных авторами в процессе исследования с привлечением материалов из опубликованных источников, и переводятся в вероятностные оценки группой экспертов (экспертная оценка).

При этом исследовании авторами впервые в качестве параметра-показателя использованы данные по содержанию ванадия (V) и ванадилпорфиринов (Vp) в битумоидах баженовской свиты. Было обращено внимание на дифференцированность распределения этих параметров по всей территории Западно-Сибирского НГБ. Выделены зоны низких значений этих параметров, протягивающиеся с юго-востока Западно-Сибирского НГБ на северо-запад в область Ямальского полуострова и севернее, возможно в южные акватории Карского моря, свидетельствующие о влиянии подтоков высокопреобразованного ОВ из глубоких горизонтов [10, 14]. Это обстоятельство, на взгляд авторов, повышает перспективы нефтегазоносности исследуемых территорий за счет дополнительного, кроме ОВ собственно баженовских отложений, источника УВ. Эти источники могут быть связаны с нефтепроизводящими осадочными глубоководными доюрскими отложениями – триасовыми и палеозойскими.

В результате проведенных исследований обоснованы показатели оценки перспективности объектов на основе выработанного набора геологических и геохимических параметров. В дальнейшем, на основе модельных расчетов с помощью программы «Выбор»

Таблица 1

Вероятностная оценка выбранных геолого-геохимических параметров

Параметры	Вероятности значений			
	1,0	0,9	0,8	0,7
Геолого-геофизические позиции				
Прогнозируемый возрастной интервал притока УВ	J ₁₊₂	T+P ₂	образования фундамента	
Вещественный состав комплекса отложений	терригенный	терригенно-карбонатный	породы фундамента	
Глубины залегания, км	4,0–5,0	5,0–5,5	5,5–6,0	
Степень благоприятности объекта с тектонической позиции	на валах и сводах	между валами, сводами	вблизи Уренгой-Колтогорского разлома или его ветви	
Глубина залегания фундамента, мощность осадочного чехла, км	≤ 7,0	> 7,0		
Прогнозные ФЕС пород	Кп > 10% , Кпр > 1 мД	Кп = 5–6% , Кпр = 0,5–1 мД	Кп = 5–6% , Кпр < 0,5 мД	
Геохимические позиции*				
Прогнозируемый тип УВ	Нефть	Нефтегазоконденсат	Газоконденсат, газ	
Содержание C _{орг} в породах, %	2,5–3,0	2,0–2,5	1,5–2,0	1,0–1,5
Степень катагенеза**	ГЗН (МК ₁ –МК ₂)	ГЗГ (МК ₂ –МК ₃)	> МК ₃ (АК) и < ПК	
Содержание V _p на ХБ*** (n×10 ⁻³ , %)	0–50	50–100	100–250	250–500
Содержание V на ХБ (n×10 ⁻² , %)	< 1	1–5	5–10	10–20
Интенсивность эмиграции жидких УВ, тыс. т/км ²	1000–2000	500–1000	150–500	50–150
Интенсивность генерации газообразных УВ, млн м ³ /км ²	>500	250–500	100–250	50–100

* Геохимические позиции предполагается представить в основном по леонтьевскому горизонту средней юры, привлекая аналитические данные [2].

** ГЗН – главная зона нефтеобразования; ГЗГ – главная зона газообразования; МК – мезокатагенез; АК – апокатагенез; ПК – протокатагенез.

*** ХБ – хлороформенный битумоид.

исследуемая совокупность объектов будет дифференцирована на равнозначные по степени перспективности «слои», в которых, в свою очередь, по дополнительным показателям выявляется очередность проведения поисково-разведочных работ на нефть и газ.

Так выглядит методический подход к решению конкретной задачи выбора очередности ввода объектов в поисково-разведочное бурение для глубокозалегающих юрских и доюрских отложений в северной части Западной Сибири.

Статья написана в рамках выполнения государственного задания (тема «Фундаментальные проблемы геологии, геохимии и гидрогеологии нефтегазовых осадочных бассейнов. Обоснование значимых факторов эффективного прогноза крупных скоплений УВ в неструктурных условиях», №АААА-А-16-116022510269-5).

ЛИТЕРАТУРА

1. *Дмитриевский А.А., Шустер В.Л., Пунанова С.А.* Доюрский комплекс Западной Сибири – новый этаж нефтегазоносности. Проблемы поиска, разведки и освоения месторождений углеводородов. Saarbruchen (Germany): Lambert Academic Publishing, 2012. 135 с.
2. *Бочкарев В.С., Брехунцов А.М., Нестеров И.И. (мл.)* Закономерности размещения нефти и газа в Западно-Сибирском мегабассейне // Горные ведомости. 2007. № 10. С. 6–23.
3. *Сурков В.С., Смирнов Л.В.* и др. Нижнесреднеюрский комплекс Западно-Сибирской плиты – особенности его строения и нефтегазоносность // Геология и геофизика. 2004. Т. 45, № 1. С. 55–58.
4. *Плесовских И.А., Нестеров И.И. (мл.) Нечипорук Л.А., Бочкарев В.С.* Особенности геологического строения северной части Западной Сибирской геосинеклизы и новые перспективные объекты для поисков углеводородного сырья // Геология и геофизика. 2009. Т. 50, № 9. С. 1025–1034.
5. *Конторович А.Э., Фомин А.Н., Борисов Л.С.* и др. Геохимические критерии прогноза нефтегазоносности глубокозалегающих горизонтов нижней и средней юры на севере Западной Сибирского НГБ // Геохимия в практике поисково-разведочных работ на нефть и газ: Тез. докл. науч.-практ. конф. М., 2001. С. 20–22.
6. *Шустер В.Л., Дзюбло А.Д.* Геологические предпосылки нефтегазоносности ниже-среднеюрских и доюрских отложений на севере Западной Сибири // Экспозиция Нефть Газ. 2012. № 2. С. 26–29.

7. *Никитин Б.А., Дзюбло А.Д., Шустер В.Л.* Геолого-геофизическая оценка перспектив нефтегазоносности глубокозалегающих горизонтов п-ва Ямал и Приямальского шельфа Карского моря // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2014. № 11. С. 102–106.

8. *Кирюхина Т.А., Ульянов Г.В., Дзюбло А.Д.* Геохимические аспекты газонефтеносности юрских и доюрских отложений севера Западной Сибири и прилегающего шельфа // Газовая промышленность. 2011. № 7. С. 66–70.

9. *Пунанова С.А., Шустер В.Л.* Геолого-геохимические предпосылки нефтегазоносности доюрских отложений Западно-Сибирской платформы // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2012. № 6. С. 20–26.

10. *Пунанова С.А., Шустер В.Л.* Новые данные о геолого-геохимических особенностях нефтегазоносности домеловых отложений севера Западной Сибири // Георесурсы. 2018. Т. 20, № 2. С. 67–80.

11. *Швембергер Ю.Н., Шустер В.Л., Меркулова О.Н.* Многокритериальность и выбор альтернативы в поисково-разведочных работах на нефть и газ. М.: Геоинформцентр, 2003. 48 с.

12. *Шустер В.Л.* Некоторые результаты прогноза нефтегазоносности верхнеюрского комплекса Туранской плиты с использованием программы распознавания образов «Кора-3» // Бюлл. МОИП. 1970. № 4. С. 4–5.

13. *Шустер В.Л., Пунанова С.А.* Вероятностная оценка перспектив нефтегазоносности доюрского комплекса Западной Сибири с помощью геолого-математической программы «Выбор» // Нефтяное хозяйство. 2014. № 1. С. 16–19.

14. *Пунанова С.А.* Микроэлементы нафтидов в процессе онтогенеза углеводородов в связи с нефтегазоносностью: Автореф. дис. ... докт. геол.-мин. наук. М., 2017. 46 с.