

Сопоставляя полученные результаты подсчёта запасов с использованием различных методов геометризации залежей углеводородов, сделаны следующие выводы. 1. Ряд авторов [1, 6], а также авторы настоящей статьи, проведя опробование метода I (метод нелинейной интерполяции) на модельных примерах, пришли к выводу, что использование данного метода приводит к систематическому занижению нефтенасыщенного объёма пород. Вышеописанный метод применим только для залежей характеризующихся выклиниванием пород-коллекторов. 2. По мнению авторов, методы II (метод линейной интерполяции) и III рекомендуется использовать при выполнении оперативной оценки запасов углеводородов и подсчёте запасов залежей нефти с невысокой степенью разбуренности, т. к. данный метод позволяет решить поставленные задачи за короткий срок с достаточно высокой точностью. 3. Метод IV позволяет наиболее точно установить границу распространения пластов-коллекторов, а также, как и метод III, прогнозировать распространение и изменение мощности продуктивного пласта между скважинами, вскрывшими пласты-коллекторы, и скважинами, в которых пласты-коллекторы замещены более плотными и глинистыми породами, что в конечном результате отражается на точности подсчёта запасов углеводородов.

Использование данных методов при наличии большого массива геолого-промысловой информации (литолого-фациальный и сейсмофациальный анализ, высокая степень разбуривания месторождения и др.) позволит в большей степени сохранить и учесть геологические условия формирования и седиментации, закономерности площадного распространения и изменения фильтрационно-ёмкостных свойств нефтесодержащих отложений в условиях неоднородного разреза.

Методы II, III, IV применимы для залежей характеризующихся замещением пород-коллекторов плотными и глинистыми породами.

Библиографические ссылки

1. Бадьянов В. А. Методы компьютерного моделирования в задачах нефтепромысловой геологии. 2-е изд., доп. Тюмень, 2011. С. 121–132.
2. Борисенко З. Г. Методика геометризации резервуаров и залежей нефти и газа. М.: Недра, 1980. С. 101–103.
3. Дручин В. С. Выбор оптимальной методики геометризации прерывистых пластов // Нефть и газ. 2010. № 5. С. 35–38.
4. Копытов А. В. Об ошибках при подсчёте запасов нефти объёмным методом // Оценка точности определения параметров залежей нефти и газа. М.: Недра, 1965. С. 57–62.
5. Петерсилье В. И., Порожун В. И., Яценко Г. Г. Методические рекомендации по подсчёту геологических запасов нефти и газа объёмным методом. Москва-Тверь: ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика», 2003. С. 10-17–10-19.
6. Хафизов Ф. З. О геометризации границ распространения коллекторов // Геология нефти и газа. 1984. № 5. С. 30–34.

УДК 550.8(476)

ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕНОСНОСТИ ЮЖНОЙ ЧАСТИ ПРИПЯТСКОГО ПРОГИБА ПО ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИМ ДАННЫМ

Н. И. Кондратенко

Научно-производственный центр по геологии, филиал «МНРЭГБ»,
ул. Иринская 1, 246050 Гомель, Республика Беларусь; nvkondratenko@mail.ru

Рассмотрены различные аспекты привлечения гидрогеологических и геохимических данных для повышения эффективности поисково-разведочных работ на нефть и газ.

Ключевые слова: нефтеносность; гидрогеологические и геохимические данные; Припятский прогиб.

Оценка перспектив нефтеносности базируется на детальных разработках целого ряда научных направлений геологии. При этом, большое значение для повышения эффективности поисково-разведочных работ на нефть и газ имеет более широкое привлечение данных по гидрогеологическим и геохимическим условиям нефтегазоносных бассейнов в целом и отдельных его частей.

В настоящей статье приведена гидрогеологическая и гидрогеохимическая характеристика пластовых вод Восточно-Ельской (далее ВЕП), Николаевской (НП), Восточно-Выступовичской (ВВП), Южно-Валавской (ЮВП) площадей в целях локального прогноза перспектив нефтеносности.

ВЕП. Межсолевые отложения ВЕП вскрыты и испытаны в скв. В-Ельская 1, 2 и 3.

При испытании межсолевых отложений в скв. № 3 из интервала 2 082–2 146 м $D_{3zd}(vsh)$ получен приток пластовой воды дебитом 12 м³/сут. Пластовое давление, замеренное на гл. 2 042 м, равно 22,1 МПа, градиент давления 1,077. Пласт характеризуется низкими фильтрационными свойствами и представлен мергелями доломитистыми.

При испытании песчаников из интервала 1 996–2 082 м $D_{3el}(dr)$ получен приток пластовой воды дебитом 33,6 м³/сут. Пластовое давление, замеренное на гл. 1 998 м, составляет 21,5 МПа, градиент давления 1,093.

Из интервала 1 905–1 995 м D_{3ptr} получен приток пластовой воды дебитом 65 м³/сут. Пластовое давление, замеренное на гл. 1 853 м, составляет 19,6 МПа, градиент давления 1,075. Вверх по разрезу с уменьшением стратиграфической глубины прослеживается увеличение фильтрационных свойств водовмещающих пород.

Пластовая вода (интервал 1 996–2 082 м) представлена крепкими рассолами хлоридно-кальциево-натриевого состава с минерализацией 263,8 г/л. В катионном составе вод отмечается довольно высокое содержание Ca^{2+} (14,53 % экв.), в анионном – при преобладающем содержании Cl^- – концентрация SO_4^{2-} составляет от 323,6–1 032,7 мг/л. В микрокомпонентном составе рассолов высокое содержание J – 23 мг/л, фоновое NH_4^+ – 123,6, и Br – 1 492,3 мг/л. Генетические коэффициенты Na/Cl – 0,61; Cl/Br – 109,52 указывают на седиментогенный генезис исследуемых рассолов. На высокую степень гидрогеологической закрытости и метаморфизации вод указывают коррелятивные показатели: $Na/(Br \times H)$ – 0,07, $(Cl - Na)/Mg$ – 3,95, Ca/Mg – 4,95.

По мере уменьшения стратиграфической глубины залегания межсолевых отложений в интервале 1 905–1 995 м (D_{3ptr}) пластовые воды по своему генезису относятся к смешанному типу рассолов, имеют невысокую степень метаморфизации и приурочены к гидрогеологически полураскрытой структуре, что подтверждается коррелятивными показателями: Na/Cl – 0,73; Cl/Br – 164,42; $Na/(Br \times H)$ – 0,14, $(Cl - Na)/Mg$ – 6,85, Ca/Mg – 10,30. Содержание Ra 2 160 усл. ед., что свидетельствует о том, что прогнозируемая нефтяная залежь располагается на расстоянии не более 100 м от скв. № 3 [1].

На *НП* межсолевые отложения вскрыты и испытаны в скв. № 1, № 4. В скв. № 1 при испытании песчаников задонско-елецкого горизонта интервал 2 736–2 803 м получен приток фильтрата дебитом 18,2 м³/сут, пластовое давление, замеренное на гл. 2 770 м, составило 27,3 МПа, градиент давления 0,989. В скв. 4, из интервала 2 518–2 604 м D_{3zd-el} , получен приток фильтрата с примесью пластовой воды. Водорастворённый газ неуглеводородного состава, преобладает N – 51,77 %, CO_2 – 38,46 %. Сумма углеводородов – 7,78 %. На НП по межсолевым отложениям, из-за малочисленности гидрогеологических данных и отсутствия притока пластовой воды, судить о возможных перспективах нефтеносности трудно. Однако следует отметить нефтепроявления в керне межсолевых отложений, представленном доломитами, в виде выпотов тёмно-коричневой вязкой нефти в скв. № 1 и № 2, включения битума в

скв. № 2, № 3, выпоты жидкой светло-коричневой нефти по микропорам и разгазирование глинистого раствора в процессе опробования под ЗПК наблюдалось в скв. № 3.

Вместе с тем, в отложениях верхней соленосной толщи скв. № 4 интерес представляют сульфатно-карбонатные прослои в интервале 2080–2180 м. Дебит скважины составляет 86,4 м³/сут при $P_{заб} = 25,13$ МПа. Давление пластовое – 32,83 МПа на гл. 2 087,5 м.

Повышенные газопоказания отмечены в интервале 2 170–2 275 м. Сумма углеводородов составляет 0,30 %, фон – 0,07 %.

Пластовые воды внутрисолевых отложений скв. № 4 представлены крепкими рассолами хлоридно-натриевого состава с минерализацией 325 г/л. Рассолы характеризуются своеобразным химическим составом. Наряду с очень высоким, вышефоновым содержанием NH_4^+ – 2 906 мг/л и $\text{J} = 55$ мг/л, средним $\text{Br} = 931$ мг/л, отмечается значительная концентрация SO_4^{2-} – 1 043 мг/л.

Изотопный состав растворителя соответствует водам морского генезиса и характеризуется вышефоновым содержанием $^{18}\text{O} = +1,8$ ‰ и $^2\text{H} = 26$ ‰.

Водорастворённый газ характеризуется углеводородным составом. Тяжёлые углеводороды в составе газа составляют 20,44 %. Отношение $\text{CH}_4/\text{C}_2\text{H}_6$ составляет 3,2, что соответствует попутным газам нефтяных месторождений.

На ВВП из песчаной пачки пород боричевских слоёв, залегающей непосредственно на отложениях петриковского горизонта, в скв. № 3 из интервала 2100–2120 м получен приток тяжёлой (плотность 0,954 м³/сут) и вязкой с большим содержанием асфальтено-смолистых веществ (42,9 %) нефти дебитом 1,1–1,4 м³/сут.

Результаты химического состава пластовых вод ВВП скв. № 3 и № 11 представлены в табл. 1.

Пластовые воды представлены крепкими рассолами хлоридно-кальциевого состава с минерализацией от 304,7 до 348,0 г/л. В макрокомпонентном составе рассолов отмечается значительное содержание Ca^{2+} (25,18 % экв.) и Mg^{2+} (6,38 % экв.), низкое содержание SO_4^{2-} – 121,4–205,8 мг/л. В среднем недонасыщенность вод SO_4^{2-} составляет 86 %. Из микрокомпонентов отмечено повышенное содержание NH_4^+ – 139,5–244,8 мг/л, высокое содержание Br – до 3 076,6 мг/л, J – до 19,5 мг/л. Содержание $\text{Ra} = 2160$ усл. ед. Генетические коэффициенты $\text{Na}/\text{Cl} = 0,37\text{--}0,52$; $\text{Cl}/\text{Br} = 78,78\text{--}92,35$ указывают на седиментогенный генезис исследуемых рассолов. Изотопный состав растворителя соответствует водам морского генезиса и характеризуется вышефоновым содержанием $^{18}\text{O} = +0,9$ ‰ и $^2\text{H} = 27$ ‰. На весьма высокую степень гидрогеологической закрытости и метаморфизации вод указывают коррелятивные показатели: $\text{Na}/(\text{Br} \times \text{H}) = 0,02\text{--}0,04$; $(\text{Cl} - \text{Na})/\text{Mg} = 3,78$; $\text{Ca}/\text{Mg} = 4,96$, характеризующие обстановку, благоприятную для сохранения залежей углеводородов.

По межсолевым отложениям на ВВП следует считать высокоперспективным участок к югу от скв. № 11, здесь воды межсолевых отложений характеризуются контрастностью аномалии NH_4 (47 %), а также аномальной концентрацией водорастворённого Ra . Также высоко оцениваются по радиенасыщенности воды межсолевых отложений на ВВП (скв. № 3) (табл. 2) [1].

ЮВП. Анализ результатов опробования и испытания песчаников в скв. № 35 в интервале 3 818–3 880 м (D_{3zd-el}) показал, что пластовые воды представлены весьма крепкими рассолами хлоридно-кальциевого состава с минерализацией 361,1 г/л. В макрокомпонентном составе рассолов отмечается значительное содержание Ca^{2+} (31,97 % экв.) и Mg^{2+} (7,96 % экв.), фоновое содержание SO_4^{2-} от 236,7 мг/л. Содержание водорастворённого $\text{Ra} = 494$ усл. ед. [2]. Из микрокомпонентов отмечено высокое содержание аммония от 374,4 мг/л. Рассолы содержат промышленные концентрации $\text{J} = 27,9$ мг/л, $\text{Br} = 5 328,5$ мг/л, $\text{Li} = 41,8$ мг/л, $\text{K} = 5 241,9$ мг/л, $\text{Sr} = 2 961,2$ мг/л, $\text{Rb} = 6,6$ мг/л.

Таблица 1 – Химический состав пластовых вод ВВП (скв. № 3 и № 11)

№ скв.	Интервал, м	Возраст	Состав пластовой воды, мг/л						Микрокомпонент, мг/л			Относительно SMOW, ‰		Σ_M , г/л
			Cl ⁻	SO ₄ ²⁺	HCO ₃ ⁻	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Na + K	NH ₄ ⁺	Br ⁻	I ⁻	δD	δO18	
3	2 412–2 494	D ₃ zd-el	203 060,0	121,4	н/о	40 788,0	8 553,6	68 786,1	172,8	2 394,0	6,3	–	–	323,9
3	2 605–2 635	D ₃ zd-el	211 580,0	277,7	н/о	42 372,0	9 028,8	71 618,09	172,8	2 291,0	6,3	–	–	337,3
3	2 730–2 782	D ₃ zd-el	218 372,0	150,2	н/о	62 016,0	9 241,6	54 962,1	216,0	3 076,6	10,5	–23	0,9	348,0
3	2 870–2 940	D ₃ zd-el	209 864,0	205,8	н/о	60 120,0	9 241,6	50 235,2	244,8	2 664,0	19,5	–27	0,5	332,6
11	2 402–2 448	D ₃ zd-el	200 746,3	325,1	122,0	27 102,1	5 005,1	90 157,7	139,5	1 598,4	6,1	–20	0,5	304,7

Таблица 2 – Расстояние до прогнозируемых залежей по радиоактивности подземных вод (по данным Я. Г. Грибика)

Площадь, скв.	Интервал испытания, м	Концентрация Ra, усл. ед.	Расстояние до прогнозируемой залежи, км
Межсоловой комплекс			
ВВП, № 3	2 730–2 782	760	0,7
ВП, № 11	2 061–2 087	2 160	<0,1
ВЕП, № 3	1 905–1 995	2 160	<0,1

Генетические коэффициенты Na/Cl – 0,2, Cl/Br – 42,9 – указывают на седиментогенный генезис исследуемых рассолов. На весьма высокую степень гидрогеологической закрытости и метаморфизации вод указывают коррелятивные показатели: Na/(Br × H) – 0,005; (Cl – Na)/Mg – 5; Ca/Mg – 6,6.

Подводя итог, можно сделать следующие выводы. 1. По рассмотренным площадям ВЕП, НП, ВВП, ЮВП гидрогеохимическая характеристика рассолов отражает гидрогеологически застойный режим – весьма благоприятные условия для сохранения залежи. 2. Пластовые воды елецкого горизонта ВЕП по своему химическому составу сопоставимы с водами нефтяных месторождений, на что указывают хлоридно-кальциевый состав рассолов, промышленное содержание отдельных микрокомпонентов, седиментогенный генезис рассолов, высокая степень их метаморфизации, а также коэффициент закрытости структуры 0,07. Прогнозируется выявление в межсоловых отложениях залежи нефти на расстоянии не более 100 м от скв. № 3. 3. Пластовые воды верхнесоленосного комплекса НП по своему генезису и химическому составу сопоставимы с законтурными водами Ельской структуры. НП по внутрисолевым отложениям следует отнести к числу высокоперспективных объектов для опои-

кования глубоким бурением, однако не первоочередных, т. к. положительно здесь оценивается только один комплекс. 4. Изотопный состав рассолов задонско-елецкого горизонта ВВП (скв. № 3 и № 11) соответствует диапазону морских вод. Это обстоятельство подтверждает седиментационную природу этих рассолов и свидетельствует о полной гидрогеологической закрытости отложений и благоприятных условиях для сохранения углеводородов. Межсолевые отложения ВВП (скв. № 11) характеризуются аномальными концентрациями Ra (2 160 усл. ед.), прогнозируется выявление залежи на расстоянии не более 100 м от скв. № 11. Также по радиенасыщенности перспективный участок по межсолевым отложениям располагается на расстоянии не более 700 м от скв. № 3 (Ra – 760 усл. ед.). 5. Межсолевые отложения ЮВП (скв. № 35) характеризуются двумя локальными показателями нефтеносности – выше-фоновыми концентрациями NH_4 (62,8 мг/л) – дроздовские слои, и водорастворённого Ra (494 усл. ед.), что, наряду с другими данными, позволяет отнести этот объект к высокоперспективным в нефтеносном отношении.

Библиографические ссылки

1. Грибик Я. Г. Новые прогнозируемые месторождения нефти в Припятском прогибе // Инновац. развитие геол. науки – путь к эффектив. и комплекс. освоению ресурсов недр: материалы Междуна-род. науч.-практ. конф. Минск : БелНИГРИ, 2007. С. 84–88.

2. Познякевич З. Л., Слободянюк И. А., Айзберг Р. Е., Грибик Я. Г. Оценка возможности выявления залежей нефти в межсолевом комплексе Внутреннего грабена Припятского прогиба // Проблемы освоения ресурсов нефти и газа Беларуси и пути их решения. Гомель : РУП ПО Белоруснефть, 2003. С. 108–122.

УДК: 550.834

ОСОБЕННОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ AVO-АНАЛИЗА НА КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ МЕЖСОЛЕВОГО КОМПЛЕКСА ПРИПЯТСКОГО ПРОГИБА

Я. А. Переволоцкая

РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» БелНИПИнефть,
ул. Книжная 156, 246003 Гомель, Республика Беларусь; Ya.Perevolockaya@beloil.by

Рассмотрено применение AVO-анализа на карбонатных коллекторах межсолевого комплекса Припятского прогиба.

Ключевые слова: AVO-анализ; карбонатные коллекторы; Припятский прогиб.

Основные нефтеперспективные залежи на территории Припятского прогиба расположе-ны в северной части и характеризуются сложным сейсмогеологическим строением. Особен-ности строения определяют параметры не только проводимых на территории прогиба трёх-мерных съёмок, но и дальнейших процедур, таких как применение на стадии обработки кор-ректного графа и выработка оптимальных подходов к интерпретации сейсмических данных.

Трёхмерные сейсмические работы, направленные на изучение свойств пород коллекто-ров на качественном уровне, особенно в сложных условиях Припятского прогиба, в настоя-щее время уже обладают рядом особых преимуществ: равномерность (получение сейсмиче-ской информации осуществляется равномерно со всех азимутальных направлений), высокая кратность, регистрация информации на максимальных удалениях [3].

Использование на этапе обработки сейсмической информации графа в режиме сохране-ния истинных амплитуд, выполняемого с учётом сложных сейсмогеологических условий