

минимальные кажущиеся скорости отраженных волн- 6000 м, частоты – 35-40 Гц. На участках барханного рельефа весьма интенсивен фон рассеянных волн, связанных с топографическими неоднородностями. Регулярные волны в этих условиях практически не коррелируются.

В качестве итогов моих исследований можно сказать, что при проведении геофизических исследований, основными условиями для получения полевого материала хорошего качества являются: изучение волнового поля, выбор схемы наблюдений, условий возбуждения и приема колебаний и их корректировка в процессе полевых работ.

Список литературы

1 Мирчинк, М.Ф. Проблемы геологии нефти / М.Ф. Мирчинк, Н.А. Крылов, Ю.Т. Афанасев. – М.: Недра, 1972. – 359 с.

А.А. ЛОПУШКО

ИССЛЕДОВАНИЯ СОСТАВА И СВОЙСТВ НЕФТИ ПРИПЯТСКОГО ПРОГИБА (РЕСПУБЛИКА БЕЛАРУСЬ)

*УО «Гомельский государственный университет им. Ф. Скорины»,
г. Гомель, Республика Беларусь,
lopushko97@mail.ru*

Основной нефтегазоносной территорией Беларуси является Припятский прогиб – составная часть единого Припятско-Днепровско-Донецкого авлакогена.

Поиски и разведка залежей углеводородов в Припятском нефтегазоносном бассейне осуществлялась с 1952 г., разработка – с 1965 г. [1].

В настоящее время в пределах Припятского прогиба открыто 85 месторождений нефти, газа и газоконденсата.

Особенностью размещения нефтяных месторождений является их приуроченность к системам приразломных блоков и надразломных поднятий, контролируемых региональными разломами субширотного простирания [1].

Нефти большинства месторождений, выявленных в пределах северного нефтегазоносного района (северо-восточная часть Припятского прогиба), преимущественно парафинистые, смолистые, мало- и среднесернистые, сравнительно легкие (удельный вес их 0,825 – 0,890 г/см³). Для южного и преобладающей части центрального нефтегазоносного района характерны непарафинистые, высокосмолистые и высокосернистые тяжелые нефти [1].

Качество сырой нефти и получаемых нефтепродуктов зависит от ее состава. По содержанию общей серы, нефть делится на четыре класса:

- малосернистая (не более 0,60 %) (класс 1);
- сернистая – (от 0,61 процента до 1,80 %) (класс 2);
- высокосернистая (от 1,81 до 3,50 %) (класс 3);
- особо высокосернистая (более 3,50 %) (класс 4).

По плотности при температуре 20 градусов, классы нефти делятся на:

- тип 0 – особо легкая нефть (плотность не более 830,0 килограмм на кубометр);
- тип 1 – легкая нефть (плотность от 830,1 до 850,0 килограмм на кубометр);
- тип 2 – средняя (от 850,1 до 870,0);
- тип 3 – тяжелая (от 870,1 до 895,0);
- тип 4 – битумозная (более 895-ти кг/куб.м.).

По содержанию парафиновых углеводородов:

- малопарафинистые (содержание парафиновых углеводородов не более 1,5 %);
- парафинистые (1,5 – 6 %);
- высокопарафинистые (более 6 %).

По содержанию смол:

- малосмолистые (содержание смол менее 17 %);
- смолистые (18 – 35 %);
- высокосмолистые (более 35 %) [2].

Проведем анализ состава и свойств нефти на примере двух месторождений: Золотухинское и Осташковское.

Золотухинское месторождение приурочено к основному гребню Малодушинского разлома Червонослободско-Малодушинской ступени Северной структурно-тектонической зоны Припятского прогиба.

Физико-химические свойства нефти Золотухинского месторождения представлены исследованиями проб межсолевой и подсолевых залежей.

В *межсолевой* залежи, нефть является малосернистой (0,47 % массовых) и относится к 1-му классу, по плотности нефть является тяжелой ($879,8 \text{ кг/м}^3$) и относится к 3-му типу. Содержание парафина составляет 4,75 % массовых, выход светлых фракций, выкипающих при температуре до $300 \text{ }^\circ\text{C}$ – 31,5 % объемных. Содержание асфальто-смолистых веществ составляет 18,87 % массовых, т.е. нефть является высокосмолистой.

Нефть малосернистая, высокосмолистая, тяжелая, парафиновая [3].

В *подсолевых* отложениях, нефть является малосернистой (0,28 % массовых) и относится к 1-му классу, по плотности нефть является средней ($850,5 \text{ кг/м}^3$) и относится ко 2-му типу. Содержание парафина составляет 5,12 % массовых, выход светлых фракций, выкипающих при температуре до $300 \text{ }^\circ\text{C}$ – 50,0 % объемных. Содержание асфальто-смолистых веществ составляет 6,61 % массовых, т.е. нефть является смолистой.

Нефть малосернистая, средней плотности, смолистая, парафиновая [3].

Осташковичское месторождение приурочено к одноименной структуре Северной структурно-тектонической зоны Припятского прогиба.

Физико-химические свойства нефти Осташковичского месторождения представлены исследованиями проб из петрико-задонской, воронежской и семилуко-саргаевской залежей.

Физико-химические свойства нефти *петрико-задонской залежи* определены по 29 скважинам. Нефть является сернистой (содержание серы – 0,81 % массовых) и относится ко 2-му классу, по плотности нефть является тяжелой ($876,4 \text{ кг/м}^3$) и относится к 3-му типу. Содержание парафина составляет 4,69 % массовых, выход светлых фракций, выкипающих при температуре до $300 \text{ }^\circ\text{C}$ – 35,0 % объемных. Содержание асфальто-смолистых веществ составляет 16,34 % массовых, т.е. нефть является высокосмолистой.

Нефть сернистая, тяжелая, высокосмолистая, парафиновая [3].

Физико-химические свойства *воронежской залежи* нефти определены по 14 скважинам. Нефть является малосернистой (содержание серы – 0,22 % массовых) и относится к 1-му классу, по плотности нефть является особо легкой ($829,2 \text{ кг/м}^3$) и относится к 0-му типу. Содержание парафина составляет 5,82 % массовых, выход светлых фракций, выкипающих при температуре до 300°C – 51,0 % объемных. Содержание асфальто-смолистых веществ составляет 6,54 % массовых, т.е. нефть является смолистой.

Нефть малосернистая, особо легкая, парафиновая, смолистая [3].

Физико-химические свойства *семилуко-саргаевской залежи* нефти определены по 9 скважинам. Нефть является сернистой (содержание серы – 0,23 % массовых) и относится к 1-му классу, по плотности нефть является особо легкой ($827,0 \text{ кг/м}^3$) и относится к 0-му типу. Содержание парафина составляет 6,53 % массовых, выход светлых фракций, выкипающих при температуре до $300 \text{ }^\circ\text{C}$ – 51,0 % объемных. Содержание асфальто-смолистых веществ составляет 6,10 % массовых, т.е. нефть является смолистой.

Нефть сернистая, особо легкая, парафиновая, смолистая [3].

В результате данной работы были исследованы состав и свойства нефти на Золотухинском и Осташковском месторождении. Нефть в продуктивных отложениях разного состава, нефть преимущественно парафиновая, смолистая либо высокосмолистая, малосернистая и сернистая, особо легкая либо тяжелая.

Данные результаты соответствуют нефти большинства месторождений, выявленных в пределах северного нефтегазоносного района (северо-восточная часть Припятского прогиба). По качеству нефти разные, но на данный момент качество хуже чем у тех стран, где технологии выше.

Список литературы

1 Бескопильный, В.Н. Атлас природных резервуаров и углеводородов нефтяных месторождений Беларуси / Бескопильный В.Н. [и др.]. Гомель: Сож, 2009. – 216 с.

2 Соколов В.А. Химический состав нефтей и природных газов в связи с их происхождением. – М.: Недра, 1972. – 276 с.

3 ТКП 17.04-29-2011 (02120) Правила применения классификации запасов, перспективных и прогнозных ресурсов углеводородов. Введ. с 08.06.2011., Минск, Минприроды, 2011.

Ю.О. МАКСИМОВ, Т.В. БОБИКОВА

СОВРЕМЕННОЕ ПРЕДСТАВЛЕНИЕ О ЗАКОНОМЕРНОСТИ РАЗМЕЩЕНИЯ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ В ПРИПЯТСКОМ ПРОГИБЕ

УО «Гомельский государственный университет им. Ф. Скорины»,

г. Гомель, Республика Беларусь,

maksimow.yura2012@yandex.ru, bobikovat@mail.ru

Важное значение для ученых и практиков, занимающихся нефтегазоносностью Припятского прогиба, имеет своевременная кооперация научных исследований и производственных данных [1].

В связи с уточняющимися данными о геологическом строении и внедрением новых методов исследований, представляет интерес современная интерпретация закономерностей размещения нефтяных месторождений в Припятском прогибе.

Абсолютное большинство месторождений нефти Припятской впадины приурочены к девонским отложениям (*D*).

На территории Припятского прогиба доказана нефтеносность пород подсолевого терригенного, подсолевого карбонатного, межсолевого и верхнесоленосного комплексов девона (*D*). В нижнесоленосных и надсолевых отложениях скоплений нефти не установлено. Всего к настоящему времени выявлено более 80 нефтяных месторождений, большинство из которых расположены в северной части Припятского прогиба. Общее количество нефтяных залежей 240, из которых около 200 относятся к категории промышленных.

Скопления нефти в терригенных отложениях среднего-верхнего девона (D_2 - D_3) связаны с прослоями песчаников верхнепротерозойского (PR_2) комплекса, наровского