

2 Конищев, В.С. Перспективы нефтеносности фаменской соленосной формации внутреннего грабена Припятского прогиба / В.С. Конищев, С.М. Обровец // Проблемы освоения ресурсов нефти и газа Беларуси и пути их решения. – Гомель : РУП ПО Белоруснефть, 2003. – С. 123–132.

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

Б.А. КУРБАНОВ

ПРОБЛЕМЫ ПРОВЕДЕНИЯ СЕЙСМОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ В ГАЗОНЕФТЕНОСНЫХ ОБЛАСТЯХ ТУРКМЕНИИ

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

Первые инженерные изыскания на территории Туркмении были проведены в 1906-1916 годах в восточных и юго-восточных районах и были они связаны, в основном, с проблемой орошения. До 1934 года все геологические исследования носили маршрутный характер, а после 1934 года маршрутно-площадной.

В 1932 году было установлена промышленная нефтеносность Небитдагского месторождения, а с 1937 года активно стали применяться геофизические методы и разведка полезных ископаемых, которые принесли свои результаты.

В годы Отечественной войны интенсивность геологических исследований, упала однако уже в 1948 году было введено в эксплуатацию Кумдагское месторождение.

В настоящее время в Туркмении насчитывается более 17 крупных месторождений полезных ископаемых (таблица 1).

Таблица 1- Перечень крупных месторождений Туркмении

№	Месторождение	Год открытия	Глубина залегания, м
1	Акпатлавук	1991	2100-4200
2	Барсагельмес	1962	200-1200
3	Бурун	1991	-
4	Восточный Челекен	-	-
5	Джейтун	1967	2700-3900
6	Джигалыбек	1985	2900-4100
7	Диярбекир	2006	2800-5000
8	Кумдаг	1948	700-1200
9	Магтымгулы	2002	4700-5100
10	Небитдаг	1931	100-1200
11	Небитлидже	2001	2800-3200
12	Осман	1981-1985-1987	930
13	Самандепе	1980	-
14	Северный Готурдепе	2010	4000-5000
15	Челекен	1877	100-1200
16	Шатут	2003	3300-3800
117	Южный Йолотань-осман	2006	3900-5100

Особенности пространственного размещения газовых и нефтяных месторождений Туркмении связаны с уникальностью геологического строения территории.

По ряду особенностей геологического строения можно выделить четыре газонефтяные области: Центрально-Каракумскую, Заугузскую, Мургабскую и Бухаро-Хивинскую. Каждая из них отличается спецификой строения осадочного чехла, стратиграфическим диапазоном газонефтеносности, а также промышленными и потенциальными ресурсами углеводородов.

Центрально-Каракумская газонефтяная область располагается в центральной части Туркмении и в тектоническом отношении приурочена к одноименному сводовому поднятию.

Геологический разрез мезо-кайнозойской платформенной осадочной толщи Центрально-Каракумской газонефтяной области представлен породами юрского, мелового, палеогенового и неоген-четвертичного возраста. Мощность платформенного чехла составляет 1500 – 300 м. Здесь резко сокращаются мощности юрских отложений за счет выпадения нижнеюрских и верхнеюрских отложений, существенно сокращаются мощности неокома, практически выпадает из разреза верхний палеоген.

Морфологически Центрально-Каракумский свод довольно четко выражен во всех слоях земной коры – от поверхности Мохоровичича до неоген-четвертичного комплекса. В современном структурном плане – это крупное асимметричное поднятие округлой формы, слабо вытянутое в меридиальном направлении, имеющее максимальные размеры 270x200 км (включая Ахчакаинский выступ). С севера свод ограничен Дарьялык-Дауданским, с запада Верхнеузбойским прогибом, на юге переходит в так называемый южный склон платформы, который в свою очередь граничит с Предкопетдагским краевым прогибом, а на востоке свод граничит с Беурдышикской ступенью, за которой следуют Илимский и Балкуинский прогибы.

В центральной части свода выделяется крупное куполовидное Зеалги-Дарвазинское поднятие, размеры которого по вернемеловым отложениям составляют 145x125 км, а амплитуда 250 м. Это поднятие со всех сторон окаймляется флексурно-разрывной зоной.

Заугузская газонефтяная область расположена в северо-северо-восточной части Туркмении и в тектоническом отношении приурочена к далёкому восточному погружению Центрально-Каракумского свода. Она занимает с запада на восток в субширотном направлении. Беурдышикскую ступень, Кирпичлинский выступ, Балкуинский и Илимский прогибы. По субмеридиональному Восточно-Унгузскому разлому Заугузская газонефтяная область граничит с Бухаро-Хивинской и Мургабской.

В смежном Дарьялык-Дауданском прогибе и в его обрамлении породы палеозойского фундамента были вскрыты рядом разведочных и структурных скважин на Курганчикской, Айбугирской и Центрально-Сарыкамашской площадях. Возраст их принимается не моложе каменноугольного.

Образования пермо-триасового переходного комплекса вскрыты на Ачакской и Исмаилской площадях Балкуинского прогиба, а также на большинстве поднятий смежных районов (Койкырлан, Нурумгур, Центральный Сарыкамыш и др.). Максимальная вскрытая мощность их (около 1000 м) зафиксирована на Ачакском поднятии в интервале глубин 2660 – 3700 м. Отложения пермо-триаса представлены континентальной пестроцветной толщей, состоящей из переслаивания конгломератов, конгломерато-брекчий, песчаников, алевролитов, глин, кремнистых хлоритизированных пород и туфов базальтового порфирита. Отложения платформенного чехла представлены песчано-глинистыми породами паралической формации нижней и средней юры, терригенными на северо-западе и карбонатными и галогенно-сульфатными на юго-востоке образованиями верхней юры, преимущественно терригенными породами нижнего и верхнего мела и карбонатно-

терригенными образованиями палеогена, неогена и антропогена. Общая мощность платформенного комплекса увеличивается с запада на восток и составляет в пределах области 2500-6000 м. Значительная часть территории занята Балкуинским и Илимским прогибами, являющимися восточными элементами Северо-Туркменской системы прогибов.

Мургабская газонефтеносная область расположена в Юго-Восточной Туркмении и в тектоническом отношении приурочена к Мургабской впадине.

В связи с большой мощностью мезо-кайнозой отложения древнее верхнеюрских здесь вскрыты не были. Характерной особенностью строения осадочного чехла является почти повсеместное наличие в области верхнеюрской эвапоритовой формации, максимальная мощность которой достигает 1200 м.

Для Мургабской газонефтеносной области характерно развитие двух главных типов локальных поднятий. С крупными блоковыми поднятиями связаны относительно малоамплитудные изометричные структуры, а с зонами разломов-четко линейные поднятия значительной амплитуды.

Бухаро-Хивинская газонефтеносная область располагается на территории Западного Узбекистана и Восточной Туркмении и в тектоническом отношении представляет собой зону ступенчатого погружения палеозойского фундамента с северо-северо-востока на юго-запад, от Кызылкума-Нуратинского поднятия к осевой части Северо-Туркменской системы прогибов и Мургабской впадине.

С севера на юг здесь выделяются Бухарская, Чарджоуская и Багаджинская ступени. Увеличение суммарной мощности платформенного чехла от ступени к ступени происходит за счет мезозойских отложений. Наиболее резкое скачкообразное нарастание мощностей у границ ступеней испытывают ниже-среднеюрские терригенные и кимеридж-титонские сульфатно-галогенные отложения. В современном структурном плане указанные ступени разделены флексурно-разрывными зонами. Ступени в свою очередь осложнены более мелкими структурами-валами, прогибами изометричными поднятиями (выступами). В Бухаро-Хивинскую область мы условно включаем также Восточно-Унгузкий вал, отделяющий ее от Заунгузкой нефтегазоносной области.

Южно-Таджикская нефтегазоносная область общей площадью 50000 км² связана с одноименной впадиной в пределах зоны постплатформенного орогенеза Западного Тянь-Шаня. В современном структурном плане Южно-Таджикская депрессия вместе с мегантиклиналью юго-западных отрогов Гиссарского хребта представляет собой системы структур мезо-кайнозойского комплекса субмеридионального и северо-восточного простираний. Мегантиклиналь юго-западных отрогов Гиссарского хребта характеризуется развитием на поверхности главным образом мезозойских, а местами и палеозойских пород, в то время как в пределах Южно-Таджикской депрессии на поверхности широко развиты неоген-четвертичные молассы, палеогеновые и верхнемеловые отложения, и только в ядрах наиболее высоко поднятых структур обнажается нижний мел. Ядро ряда локальных структур сложены соляными диапирами.

Таким образом, мегантиклиналь юго-западных отрогов Гиссарского хребта, являясь западным обрамлением Таджикской депрессии.

Все открытые в настоящее время газовые, газонефтяные и нефтяные месторождения объединяются в группы, которые в пределах зоны нефтегазонакопления приурочены либо к периферическим наиболее приподнятым частям их склонов (Амударьинское, Коштарское, Северная Курганча), либо к гипсометрически повышенным участкам внутри зоны Хаудаг и др. [1].

Далее будут рассмотрены проблемы проведения сейсморазведочных работ, как основного метода детальной разведки в разных нефтеносных областях, вследствие особенностей геологического строения территории Туркмении.

Основным фактором, снижающим геологическую эффективность сейсморазведки методом отраженных волн в Мессерианской зоне является сложное волновое поле, регистрируемое на поверхности, связанное как с самой верхней частью разреза так и с особенностями строения надмелового комплекса отложений.

Зона малых скоростей является сильной отражающей границей. Если проанализировать скоростной график верхней части разреза с амплитудными кривыми прямых волн, составленный по результатам микросейсмо-каротажа, то можно судить о его сложности и неоднозначности интерпретации. На площади Изат-Кули зона малых скоростей представляет собой однослойную среду мощностью 9 – 12 метров. На структуре Бенгуван зона малых скоростей двухслойная мощностью 28-33 метров. Модули коэффициентов отражения от подошвы слоя зоны малых скоростей составляют: для Изат Кули – 0,6; для Бенгуван – 0,4 т.е, в первом случае подошва зоны малых скоростей-сильная отражающая граница, во втором – средняя отражающая граница.

Наличие зон малых скоростей существенно в пяти аспектах: 1) в этой зоне наблюдается повышенное поглощение сейсмической энергии; 2) низкие значения скорости и резкие их изменения оказывают непропорционально большое влияние на времена пробега волн 3) в условиях низких скоростей длины волн малы, и поэтому неоднородности гораздо меньших размеров создают заметное рассеяние и помехи других типов; 4) резкий скачок скорости в подошве зоны малых скоростей сильно изменяет направление сейсмических лучей, поэтому траектории прохождения волн через зоны малых скоростей почти вертикальны независимо от их направления под зоной малых скоростей и 5) чрезвычайно большой перепад акустических жесткостей в подошве зоны малых скоростей делает её прекрасным отражателем, приводящим к образованию кратных отражений. Под влиянием первого аспекта записи от взрывов произведённых в этом слое часто бывают плохого качества. Возникает необходимость во введении поправок за этот слой и проблемы с выбором месторасположения заряда.

Геологическая характеристика надмелового комплекса мощностью 200 – 2000 м (от палеогена до четвертичных включительно) представлена чередованием терригенных осадков (глинистых, мергелистых, песчанистых и т.д.) с отдельными карбонатными прослойками. Мощности некоторых пачек сильно сокращаются до полного выклинивания от крыльев к своду структур.

Нижний структурный этаж (меловой) сильно дислоцирован и залегает с резким угловым несогласием (до 30°) с вышележащими отложениями.

Уже на основе этих общих сведений можно заключить, что сложное волновое поле может быть обусловлено наложением различных групп волн (однократных с разными кажущимися скоростями, многократных дифрагированных, обменных и т. д).

В центральной части Туркмении сейсмические исследования выполнялись в пределах Бахарденской моноклинали; в результате их были зарегистрированы отраженные поперечные волны на временах до 3,8 сек. Наиболее отчетливым и повсеместно прослеживаемым является отражение на времени 2,2 сек, соответствующее отражению продольной волны 0,7 – 0,8 сек (известняки неогена).

Структуру волнового поля в восточной Туркмении можно описать так. При изучении волнового поля зарегистрировано несколько типов регулярных волн. Волны, регистрируемые в первых выступлениях и непосредственно за ними – прямые, преломленные, отраженные от неглубоких горизонтов, отраженно-преломленные-регистрируются до вступления первой опорной отраженной волны. Поверхностные волны с кажущимися скоростями 300 – 500 м/сек и частотами 15-35 Гц регистрируются в интервале 0 – 4 сек и, обладая очень высокой интенсивностью, являются основной помехой в регистрации полезных волн. Отраженные волны при изучении волнового поля одиночными взрывами приборами регистрируются только в наиболее благоприятных условиях (неогеновые останцы с практически гладкой поверхностью):

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.).