

УДК 556.3:553.90(575.4)

Т.А. МЕЛЕЖ, А.О. РЕДЖЕПОВ

**ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЗРЕЗА ГЕЯЗЛИНСКОГО
НЕФТЕГАЗОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (РЕСПУБЛИКА ТУРКМЕНИСТАН)**

Гомельский государственный университет им. Ф. Скорины, г. Гомель, Беларусь
Tatyana.melezh@mail.ru

В работе рассмотрены природные условия территории расположения Геязлинского нефтегазового месторождения (Республика Туркменистан) и особенности гидрогеологического разреза месторождения Геязли.

В Туркменистане выявлено 19 нефтяных и газонефтяных и 65 газовых месторождений. Северо-западные районы Туркмении входят в состав Южно-Каспийской нефтегазодной провинции. С ней связаны основные крупные нефтяные, нефтегазовые и 6 небольших газовых месторождений. Месторождения западной части республики (Прибалханский район) входят в состав Прибалхано-Апшеронской зоны нефтегазонакопления. Здесь обнаружены наиболее крупные нефтяные месторождения: Небит-Дагское, Кум-Дагское и другие; нефтегазовые – Ленинское (Котуртепинское), Барса-Гельмесское, Челекенское и мелкие газовые – Кизылкумское, Эрдеклинское, Каратепинское и другие. Месторождения Западной Туркмении сравнительно более мелкие (нефтяные и нефтегазовые – Кеймирское, Камышлджинское, Ак-Патлаукское, газовые – Экиз-Акское, Чикишлярское). Нефтегазодность северных и западных районов Туркмении связана с антиклинальными зонами в неогеновых отложениях, коллекторы исключительно терригенные.

Основными нефтегазодными отложениями в Туркменистане являются меловые и верхнеюрские на востоке страны и неогеновые – на западе. В перспективе все активней в разведку и разработку будут включаться более глубокозалегающие отложения миоценового комплекса и мезозоя на западе страны, нижнесреднеюрские и глубокозалегающие отложения – на востоке [1, 2].

Перспективным на углеводородное сырье является Геязлинская площадь. В административном отношении Геязлинское нефтегазовое месторождение входит в состав Геокдепинского этрапа Ахалского велаята и географически располагается в пределах южной части Центральных Каракумов. Расположено в 155 км от г. Ашхабада и в 60 км к северо-западу от пос. Бокурдак (рисунок 1).

Территория исследования характеризуется сплошным развитием барханных песков. Высота барханов составляет 5–10 м, достигая иногда до 15 м. Абсолютные отметки колеблется в пределах от 80 до 90 м. Рельеф местности расчлененный, труднопроходимый. Территория отличается высокой сейсмичностью, порядка 7 баллов.

Гидрографическая сеть отсутствует. Встречаются редкие колодцы с сильноминерализованной водой и малым дебитом. Вода не пригодна для питья. Грунтовые воды имеют повсеместное развитие, их уровень залегания колеблется в зависимости от характера рельефа в пределах 15–20 м – в пониженных участках и 25–30 м на барханах.

Климат резко континентальный с сухим и жарким летом, максимальной температурой до плюс 40 – плюс 46 °С, с относительно холодной зимой температурой от плюсовой температуры до минус 10 – минус 20 °С. Количество осадков невелико, они выпадают в виде дождя и снега, в зимний и весенний периоды, их количество не превышает 150–200 мм в год. Ветры в течение года преимущественно северные, летом бывают западные, зимой восточные (до 20 м/сек) бывают редко в основном, в конце весны и летом. Обычно они сопровождаются сильными бурями. Летом нередко дует юго-восточный сухой и горячий ветер, приносящий пыль и песок.

В пределах исследуемого региона в геологическом разрезе принимают участие дислоцированные породы палеозойского возраста (*PZ*) – породы фундамента, датированные предположительно силуром-ордовиком (*S-O*), молассовые вулканогенноосадочные образования пермь–триасового (*P-T*) возраста и мезо-кайнозойские отложения (*MZ-KZ*) осадочного чехла.

В гидрогеологическом отношении площадь Геязли расположена в пределах западной части обширного Каракумского гидрогеологического бассейна. В строении Каракумского гидрогеологического бассейна выделяется юрский, неоком-аптский, альб-сеноманский, турон-палеоценовый и неоген-четвертичный водоносные комплексы. Кроме водоносных комплексов выделяются водоупорные толщи: келловейская, верхнеаптско–нижнеальбская, туронская и эоценовая [3, 4].

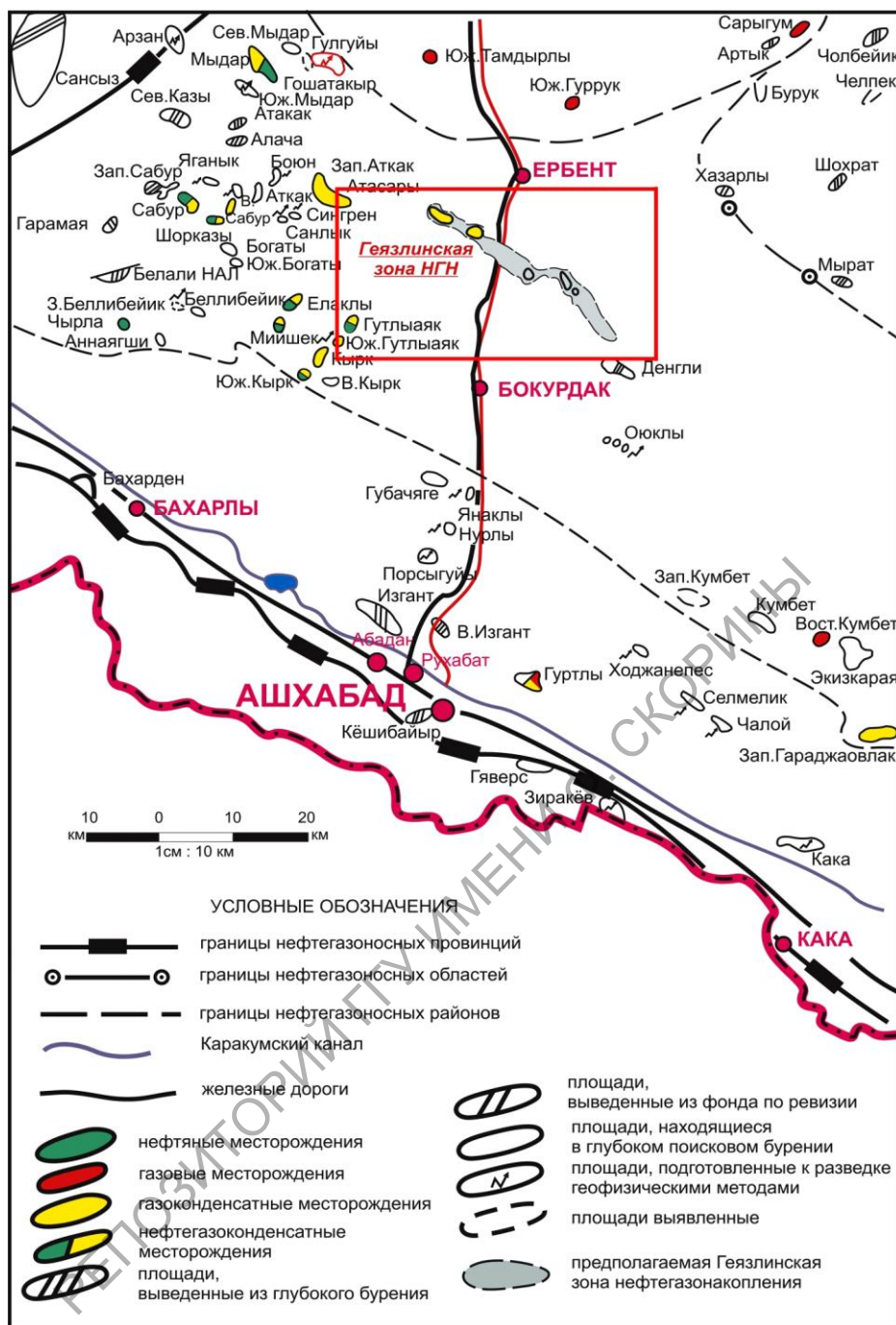


Рисунок 1 – Обзорная карта района изучения [2]

Юрский водоносный комплекс сложно построен, вследствие заметных изменений мощности слагающих его стратиграфических подразделений и различной полноты разреза. Для среднеюрских отложений характерно присутствие водопроницаемых песчаников, разделенных прослоями глин и алевролитов. В скважине № 1 пробуренной южнее Гязьлинской площади высокоемкого песчаного коллектора кровли бата, получен значительный приток пластовой воды дебитом $192 \text{ м}^3/\text{сут.}$, уд. веса $1,092 \text{ г/см}^3$. При опробовании оксфордских горизонтов (инт. 3444–3456 м) и (инт. 3414–3420 м), содержащих трещинно-кавернозные карбонатные коллекторы, получены притоки воды и газа дебитами соответственно $13,2 \text{ м}^3/\text{сут.}$ и $10 \text{ тыс. м}^3/\text{сут.}$, $18 \text{ м}^3/\text{сут.}$ и $5\text{--}7 \text{ тыс. м}^3/\text{сут.}$

В скважине № 8 Кырк из оксфордских отложений в интервале 4062–4050 м получена вода дебитом 1,5 м³/сут с сероводородом – 2210 мг/л.

Характерно высокое содержание сульфатов (до 6 г/л) и микроэлементов, которые существенно превышают кондиционные значения: йода 30–40 мг/л, брома 300–350 мг/л, бора 100–120 мг/л. Однако, низкая водообильность, исчисляющаяся первыми м³/сут., не позволяет рассматривать воды комплекса как гидроминеральное сырье.

Воды юрского комплекса представлены, как правило, крепкими рассолами с минерализацией 170–200 г/л, реже встречаются воды с минерализацией 630–110 г/л. Тип воды хлоридно–кальциево–натриевый, с высокой степенью метаморфизации (отношение Na/Cl-0,72). Пластовое давление варьирует в пределах 39,0 – 46,2 МПа, а температура от 125 до 152 °С. Для мезозойского комплекса характерно то, что минерализация пластовых вод постепенно возрастает сверху-вниз.

Неоком-аптский водоносный комплекс охватывает пачку карбонатно-терригенных отложений от валанжина до апта включительно. На площади Кырк (скв. № 6) из валанжинских отложений, кроме газа с конденсатом, в интервале 3596–3588 м получена вода дебитом 259 м³/сут., в интервале 3576–3568 м дебитом 95 м³/сут. На площади Гутлыаяк (скв. № 5), кроме газа с конденсатом, также получена вода дебитом 140 м³/сут. в интервале 3356–3344 м. Пластовые давления находятся в пределах 26,5–39,7 МПа. При опробовании известняков нижнего баррема на площади Гутлыаяк (скв. № 5) в интервале 2925–2915 м получен слабый приток воды дебитом 3 м³/сут. Воды неоком – аптского водоносного комплекса хлоридно–кальциевого типа с минерализацией 140–150 г/л, с довольно высоким содержанием карбонат-ионов (до 30 мг-экв/л) и небольшим сульфатов (до 1 мг-экв./л). Содержание микроэлементов по бору и бромю превышает кондиционные, по йоду находятся в их пределах. Газовый состав вод азотно–метановый.

Альб-сеноманский водоносный комплекс сложен терригенными породами. В нем развиты гранулярные коллекторы, обладающие наиболее высокими и фильтрационными свойствами по сравнению с остальными отложениями, слагающими разрез, открытая пористость здесь достигает 15–25 %, при абсолютной проницаемости до 100 миллидарси. Воды комплекса в основном хлоркальциевого типа с минерализацией от 80 до 130 г/л. Содержание микроэлементов имеет кондиционные значения по йоду, бромю, бору.

Турон-палеоценовый водоносный комплекс. Водоносные горизонты приурочены к песчаникам верхнего мела известнякам верхнего мела и известнякам палеоцена. Пластовые воды этого комплекса имеют минерализацию, в основном, 60–70 г/л и реже 80–120 г/л. Тип воды, в основном хлоркальциевый, дебиты достигают до 100–140 м³/сут. Содержание сульфатов до 4 мг-экв/л, карбонатов – 23 мг-экв/л.

Неоген-четвертичный водоносный комплекс. Глубина залегания водоносных пластов 25–100 м. Минерализация воды увеличивается с глубиной до 50 г/л. Дебиты составляют 30–40 м³/сут., тип вод хлоридно–натриевый.

Современные гидродинамические и гидрогеологические условия благоприятны для сохранения залежей нефти и газа, так как скорости движения вод не превышают тех величин, при которых может произойти унос нефти и газа подземными водами. В пределах нефтегазоносных областей скопления нефти и газа сопутствуют в основном хлоридные кальциевые рассолы различных концентраций (до 540 г/л), характерные значения минерализации рассолов изменяются в пределах от 150 до 270 г/л. Также отмечается закономерная связь размещения скоплений нефти и газа с йодоносными и бромными водами. Содержание йода и брома нередко достигают значений, превышающих кондиционные.

Гидрогеологические условия Туркменистана многообразны и зависят от геологического строения и физико-географических условий.

Список литературы

1 Жмуд, М.С. Обновленная концепция региональной структуры и нефтегазоносности Предкопетдагского прогиба / М.С. Жмуд [и др.] // Нефть и газ Туркменистана. – 2000. – № 4 – С. 43–48.

2 Кабулов, Х. Отчет о фонде структур для поисков нефти и газа Туркменистана / Х. Кабулов // Статистическая отчетность. НИГРИ ГК «Туркменгеология». Ашхабад, 2012. – 176 с.

3 Мелихов, В.Н. Гезлинская титонская стратиграфическая ловушка – важнейший объект прироста запасов нефти и газа Западно-Бахардокском районе / В.Н. Мелихов // Нефть и газ Туркменистана. – 1996. – № 2. – С. 24–28.

4 Мелихов, В.Н. Результаты и перспективы поисково-разведочных работ в Предкопетдагском нефтегазоносном бассейне. Рекомендации на разведку и освоение зон, объектов и месторождений углеводородов / В.Н. Мелихов // Нефть и газ Туркменистана. 2003. – № 3. – С. 42–53.

T.A. MELEZH, A.O. REJEPOV

HYDROGEOLOGICAL CHARACTERISTICS OF THE CUT JESLINKOVA OIL AND GAS FIELD (TURKMENISTAN)

The paper discusses the natural conditions of the location Jeslinkova oil and gas field (Turkmenistan) and features of the hydrogeological section of the field Heazle.