

ЛИТОФАЦИАЛНИ И РЕЗЕРВОАРНИ ХАРАКТЕРИСТИКИ НА ПРОДУКТИВНИЯ ТРИАСКИ КАРБОНАТЕН КОМПЛЕКС МЕЖДУ РЕКИТЕ ИСКЪР И ОСЪМ В ЮЖНОМИЗИЙСКАТА ПЕРИПЛАТФОРМЕНА ОБЛАСТ

Миглена Тончева¹, Гергана Палакарчева²

¹Студент от Минно-геоложки университет "Св. Иван Рилски", 1700 София, стажант в „Овергаз Инк“, 1407 София;
miglena_toncheva@abv.bg

²Младши експерт в "Овергаз Инк", 1407 София

РЕЗЮМЕ. В централните полета на Южномизийската платформа има множество въглеводородни проявления и няколко промишлени акумулации в триаски отложения, като през последните няколко десетилетия са били обект на петролна експлоатация именно поради тази причина. Хетерогенният характер на продуктивния триаски карбонатен комплекс в изследваната площ е причина за наличието на детайлно и по-задълбочено изследване на зоналността в разпространение на резервоарите и търсене на някаква закономерност определяща разпределението им. При детайлизацията на общия модел по данни от сондажи се установява, че хоризонталните и вертикалните съотношения на типовете седименти са изключително сложни. Изследването се фокусира върху литофациалните характеристики и постеволуционните процеси, довели до подобряване на колекторните параметри на среднотриаските формации.

LITHOFACIES AND RESERVIOR FEATURES IN THE TRIASSIC COMPLEX BETWEEN THE RIVERS ISKAR AND OSAM IN THE SOUTH MOESIAN PLATFORM MARGIN

Miglena Toncheva¹, Gergana Palakarcheva²

¹Student from the University of Mining and Geology "St. Ivan Rilski", 1700 Sofia, trainee in "Overgas Inc.", 1407 Sofia;
miglena_toncheva@abv.bg

²Junior expert in "Overgas Inc.", 1407 Sofia

ABSTRACT. The South Moesian Platform Central Margin has been the petroleum exploration target for the last decades. The long lasting interest is a result of several economic oil and gas discoveries and numerous hydrocarbon shows in Triassic sediments. The heterogeneous character of the efficient carbon Triassic complex in the explored area is the reason for more detailed and extensive research for the regionality of the reservoirs and searching for some law determining their situation. Taking closer look at the common model according to the drilling data is determined that horizontal and vertical ratio of the types sediments are extremely complicated. The purpose of the current report is to focus on the lithofacies characteristics and postevolutionary processes that had led to the improvement of the reservoirs properties of the Middle Triassic formations.

Въведение*

Централните полета на Южномизийската платформа през последните няколко десетилетия са обект на търсене и проучване на нефтени и газови находища. Засиленият интерес се дължи на няколко икономически нефтени и газови открития и многобройни въглеводородни прояви в триаския карбонатен комплекс. Литоложкото разнообразие и формиралата се през Късен Триас екзистенционна нормално разломна мозайка на хорстове и грабени определя хетерогенния характер на резервоарите.

Определящ фактор за колекторските свойства на продуктивните наслаги и тяхното разпространение е еволюцията на басейна. Комплексния анализ на данните от литоложките, лабораторните и сондажно геофизичните изследвания и извършената корелация на прокараните сондажни данни позволява относителното изучаване на резервоарните характеристики и пространственото разпространение на изследвания комплекс. Настоящият доклад разглежда хетерогенността в разпространението на триаските карбонатни формации, техните колекторни характеристики, повлияни от постеволуционни процеси и в частност на анизкия резервоар.

* През лятото на 2008 г. по инициатива, организация и финансова подкрепа на "Овергаз Инк" се проведе лятно стажантско училище, участие в което взеха студенти от Геологопроучвателния факултет на Минно-геоложки университет "Св. Иван Рилски" от различни специалности. Резултатите от практическата дейност на студентите представляват принос в цялостното им обучение по съответните направления в геологопроучвателното дело и са отразени в следващите статии.

Геоложка характеристика

Южномизийската периплатформена област, която на изток и запад излиза от разглеждания район, е най-дълбоко потъналата територия от българската част на Мизийската платформа. Тя е добре изучена стратиграфска единица и отделните елементи от нейния строеж и свойства на резервоарната система са разгледани в редица публикации и фондови материали (Атанасов, А., П. Боков, В. Балинов, Р. Венева, Е. Дешев, Х. Чемберски, А. Вапцарова и др.). Нейната южна граница е границата с Предбалканската тектонска зона. На север разглежданата площ се фиксира до Крушовишко-Горскосливовския разлом. Развитие на това моноклинално потъване започва в началото на Юрата и достига днешните морфологични характеристики към края на Късноюрската и началото на Долнокредната епоха. Мезозойската седиментна последователност в разглежданата площ заляга несъгласно върху разломената палеозойска основа и е покрита с палеогенски и неогенски утайки. Сред тях и Триаския седиментен комплекс състои се от дълбокоморски, плиткоморски и континентални седименти с обща дебелина над 2-2.5 km (Дабовски и др., 2002).

Литофациална характеристика

Историята на централната част на Южномизийската периплатформа както и условията на седиментация през Триаса са реконструирани на основата на анализа на налични геоложки, геофизични и сондажни данни. Въз основа на комплексния анализ на данните (полеви и литоложки, лабораторни и сондажно-геофизични изследвания) и извършената корелация между прокараните сондажи се отделят различни тела, характеризирани с литоложка и физическа не еднородност, която се изразява в изменението на дебелините, литоложкия строеж, физичните свойства и микроеднородност отнасяща се до вътрешния (структурно-текстурен) и минерален състав на отделните литотипове и изменчивостта на техните физични и колекторни свойства.

Триаските карбонати се характеризират с макроеднороден строеж. Главните и второстепенни литотипове и техните разновидности са в сложни пространствени взаимоотношения. Главният литотип са доломитите, второстепенни са варовиците. Варовиците се характеризират с висока степен на уплътняване, ниски стойности на пористост и слабо напукване. По своят генезис се отнасят към шлейфовите отложения, образувани в умерено дълбоководен и дълбоководен шелф. Продуктивните доломити са вторичен продукт от епигенетично или диагинетично заместване на водораслови варовици, чиито първични структурни и текстурни особености са напълно заличени. Доломитизацията се е развила доста интензивно и повсеместно. Следствие на процеси на разтваряне и заместване в тези скали е възникнала междукристалнна порестост. Присъствието на заоблени късчета от водораслови варовици и корали в сондажи говори за наличието в този район на вътрешно-формационен размив. Извършващ се в сравнително плиткоморски участък на морския басейн или зона на вълните и прибоа (челен шелф).

В началото на Среднотриаската епоха изследваната

площ се залива от водите на плитко епиконтинентално море като резултат от продължително тектонско слягане и активна трансгресия. Зоната на карбонатна седиментация се разширява формира се широк, плитък морски шелф. Батиметрията на басейна и посоката на трансгресията обикновено контролират латералната зоналност на наслagitе. Към края на Среднотриаската епоха общата палеогеографска обстановка и условията на седиментно натрупване съществено се променят. Басейна се удълбочава и количеството на глинения материал се увеличава. В края на Карн-Нор и в началото на Рет възниква регресия, поради което части от проучваната площ излизат над водата и басейна се разкъсва на множество острови. При подчертан превес на позитивни тектонски движения новообразуваната суша се подлага на активна денудация. Постепенното изплитняване на басейна довежда до установяване на отделни малки басейни и непокриване на среднотриаските отложения (в северозападната част на разглежданата площ). Долната част на Аниза е изградена предимно от плиткоморски варовиков фации. Ладинските наслagitе показват от части изплитняване на морския басейн. Регресивния характер на еволюцията на басейна по време на Къснотриаската епоха дава отпечатък на седиментационния процес. Няколко литофациални комплекса могат да се забележат на фона на седиментна промяна, бързи вертикални и хоризонтални изменения. При детайлизацията на общия модел на седиментация по данни от сондажи се установява, че хоризонталните и вертикалните съотношения на типовете седименти са по-сложни.

Резервоарна характеристика

Анизките скали са доказани въглеводородни резервоари в Централните полета на Южномизийската платформа имат множество проявления и няколко промишлени акумулации. Тяхното разнообразие и хетерогенност отличават тези резервоари от други мезозойски отложения. В изследваната площ резервоарните характеристики на среднотриаския комплекс са проучени на основата на сондажни данни и от по-предишни изследвания. Среднотриаските варовици и доломити са най-добрите резервоари в Северна България. В изследваната площ те са представени от пукнатинен, порово-пукнатинен, кавернозно-порово-пукнатинен тип. Откритата порестост варира в широк диапазон – от незначителни стойности до 15-16%. Средната пористост в разглежданата площ е изключително ниска от порядъка на 3-4%. Проницаемостта на анизките седименти също се отчита в широки граници от единици до десетки, стотици md. Данните от изследвания показват, че доломитите които се явяват колектори са порести, напукани и неравномерно кавернозни. Порите са предимно междукристаллни, получени в резултат от процесите на кристализация и доломитизация. Те обикновено са свързани с фини междукристаллни канали. Твърде често на фона на порите от прекристализация се появяват усложнения от по-късни разтворителни процеси. Очертанията им придобиват неправилна форма и размерите им се увеличават. Доломитите се характеризират с открита порестост 0.8-16% и ефективна от 0.2-14%. Пористостта е вторичен продукт от метасоматична доломитизация на варовиците. Отворените

тектонски пукнатини играят съществена роля при формирането на колекторните свойства на доломитите. С най-добри филтрационни свойства са отново доломитните тела. Абсолютната газопроницаемост на доломитите е предимно в границите 0.2-0.6 md достигайки до 723.3 md в Ъгленското находище. Високите стойности на проницаемост се дължи както на наличието на микропукнатинни форми, така и на междузърнести канали. Наличието на микропукнатинни форми също допринася за значителното повишаване на филтрационните възможности на доломитите.

Доломитизацията през етапа на ранна диагенеза подобрява резервоарните параметри. Интервалите точно под Триаско-Юрското несъгласие са също първоначална цел, заради дълбоката ерозия. Тъй като резервоарите намиращи се по-близо до ерозионната повърхност повишават пористостта и проницаемостта на скалите (Георгиев, Атанасов, 1993 г.).

Хетерогенният характер на триаски карбонатен комплекс в изследваната площ обуславя наличието на детайлно и по-задълбочено изследване на зоналността на резервоарите и търсене на някаква закономерност в разпространението им, което обуславя и реинтерпретация на постеволуционните процеси довели до подобряване на колекторните свойства на среднотриаските отложения.

Заклучение

Многобройните въглеводородни прояви и установените промишлени находища в Южномизийската периплатформна област между реките Искър и Осъм са привързани към карбонатни скали на Средения Триас.

Максималните стойности на вмествимост се обуславят от епигенетични или диагенетични процеси.

Резервоари с по-добри колекторни свойства са развити само в локални зони претърпели такива постеволуционни процеси. Към високо перспективни площи на централната част на Южномизийската периплатформа се причисляват районите с развитието на горнотриаски утайки – Луковитското синклинално понижение. Там където горнотриаските седименти не са размити резервоарните системи показват по-добри колекторни характеристики, а зоните, в които седиментната последователност е прекъсната, характеристиките са неблагоприятни (източната част на разглежданата площ).

Литература

- Атанасов, А., П. Боков. 1983. *Геология и нефтогазоносна перспективност на Мизийската платформа в Централна Северна България*. С., Техника.
- Балинов, В., Р. Венева, Е. Дешев. 1977. Оценяваща класификационна схема и литификална характеристика на поровите колектори в Северна България. – *Нефт. и въгл. Геология*, 6, 41-52.
- Чемберски, Х., А. Вапцарова. 1975. Триаските седименти на Северна България, разкрити по сондажен път и техните стратиграфски отношения. – *Сп. Бълг. геол. д-во*, 36, 2, 191-200.

Препоръчана за публикуване от
Редакционен съвет