

Ева Руменова Мариновска

3-Д геоложко и резервоарно моделиране на газокондензатни находища Писарово и Деветаки за оптимизация на добива

АВТОРЕФЕРАТ

за придобиване на образователна и научна степен „доктор“
професионално направление: 4.4 Науки за Земята, докторска
програма “ Геология и проучване на полезни изкопаеми – нефтена
геология”

Научен ръководител:

Доц. д-р Никола Ботушаров

София, 2025

Защитата на дисертационния труд ще се проведе на .03.2025 г. от часа в заседателна зала 2 - ректорат на СУ „Св. Климент Охридски“.

Материалите по дисертационния труд са на разположение за интересующите се в катедра „Геология, палеонтология и изкопаеми горива“ в кабинет № 69.

Решаването на поставените цел и задачи в дисертационния труд е извършено основно на базата данни от 18 сондажа от площ Деветаки и 20 сондажа от площ Писарово. Използвани са данни и от площите Горни Дъбник, Долни Дъбник, Кърпачево, Александрово, Глава, Крушовица, Дренов, Брестово, Умаревци. В допълнение са интерпретирани общо 52 сеизмични профила за площ Деветаки и 56 за площ Писарово.

През 2020 и 2021 г бяха осъществени голям обем от дейности, в това число събиране на геолого-геофизична база данни, детайлен анализ на ключови сондажи и вземане на ядрови образци от Национално скално-фондово хранилище, изследователска работа и лабораторни анализи. Представителните ядровите образци са подбрани в зависимост от целите на дисертацията и тяхната дълбочинна привързаност с природния резервоар на Дойренска свита. Лабораторно изследваните образци позволиха да се потвърдят и/или доуточнят литоложките и фащиални особености на скалите, както и да се оценят, анализират и корелират колекторските свойства на резервоарните тела в сондажните разрези и 3-Д моделите.

Геохимичните изследвания и анализи бяха успешно реализирани в Центъра по енергийни георесурси в МГУ „Св. Иван Рилски“, и в лабораториите на Софийския университет „Св. Кл. Охридски“. Геоложките и сондажно-геофизичните данни, сеизмичните профили, както и експлоатационната история на находищата е предоставена от ПДНГ АД, София и Националния Геофонд. Създаването на работни проекти от база данни и последващото им надграждане за целите на настоящата дисертация бяха реализирани чрез софтуерните платформи “Petrel E&P” и „Eclipse“, с лиценз предоставен от Schlumberger за учебни и научно-изследователски цели на специалности „Геология“ и „Геология и проучване на природни ресурси“ в Геолого-географския факултет на Софийския университет. Окончателните анализи на резултатите, изготвянето на фигурите, таблиците, графичните приложения и написването на текстовата част бяха осъществени в Софийския университет „Св. Климент Охридски“.

Дисертантът е бил задочен докторант в периода 01.02.2020 г – 01.02.2024 г към катедра „Геология, палеонтология и изкопаеми горива“, Геолого-географски факултет на Софийския университет.

Дисертационният труд е обсъден на разширен катедрен съвет в катедра „Геология, палеонтология и изкопаеми горива“, Геолого-географски факултет на Софийския университет на 06.01.2025 г. и насрочен за защита на заседание на Факултетен съвет на ГГФ при СУ „Св. Климент Охридски“ на 21.01.2025 г.

Научно жури:

1. проф. д.г.н. Николай Бонев (рецензия, председател)
2. проф. д-р Ефросима Занева – Добранова (рецензия)
3. проф. д-р Полина Павлишина (становище)
4. доц. д-р Светослав Георгиев (становище)
5. доц. д-р Христо Димитров (становище)

Характеристика на дисертационния труд

Обемът на дисертационния труд е 300 страници, в които са включени 150 страници текст, 210 фигури, 31 таблици, 21 страници литература (267 заглавия).

Съдържание

| | |
|---|----|
| Въведение | 1 |
| 1. Геология и експлоатационна характеристика на изследвания район | 2 |
| 1.1. Структурно-геоложка рамка | 2 |
| 1.2. Литостратиграфска характеристика на сондажно изучените седименти | 5 |
| 1.3. Геолого-геофизична изученост и експлоатационна история на находищата | 9 |
| 1.4. Основни проблеми по време на добива от находищата и въпроси за разрешаване | 11 |
| 2. Методика и техника на изследването | 12 |
| 2.1. Геофизични методи | 12 |
| 2.2. Басейнов и сеизмостратиграфски анализ | 13 |
| 2.3. Геохимични методи (XRD и XRF анализи) | 14 |
| 2.4. Съвременен анализ на основните процеси и елементи в нефтогазосносната система: 3-Д геолошко и резервоарно моделиране | 14 |
| 3. 3-Д геолошко моделиране | 15 |
| 3.1. Основни процеси и последователност при моделирането | 15 |
| 3.2. Създаване на база данни за находища Писарово и Деветаци | 15 |
| 3.3. Сондажно-геофизична интерпретация и корелация | 17 |
| 3.4. Сеизмична интерпретация на 2-Д сеизмика | 20 |
| 3.5. Фациално моделиране | 26 |
| 3.6. Петрофизично моделиране | 27 |
| 3.7. Валидиране на 3Д геоложките модели чрез създаване на STOIP карти на ресурси и запаси. Обемна оценка и контрол на качеството на статичния геомодел. | 29 |
| 4. 3-Д резервоарно моделиране | 32 |
| 4.1. Флуидни модели на находищата (PVT и лабораторни данни) | 32 |
| 4.2. Петрофизични функции (PVT и лабораторни данни) | 33 |
| 4.3. Стратегии за доразработка на находищата (Експлоатационни данни) | 34 |
| 4.4. Резервоарна симулация и инициализация на 3-Д моделите. | 38 |
| 5. Анализ и оценка на резултатите | 39 |
| 5.1. Съпоставка на резултатите от моделирането с реалните експлоатационни данни | 40 |
| 5.2. Идентификация на проблеми и контрол на качеството на получения 3-Д резервоарен модел | 44 |
| 5.3. Експлоатационен профил на добива от находищата | 45 |
| 5.4. Възможни сценарии за подобряване на извлекемостта на въглеводородните ресурси от двете находища и прилагане на EOR (Enhanced Oil Recovery) методи за оптимизация на добива | 49 |
| Заклучение | 50 |
| Приноси | 53 |

Въведение

Нефтът, газът и изкопаемите горива като цяло са едни от най-важните енергийни източници днес и ще играят съществена роля в задоволяването на енергийните нужди на човечеството и в близко бъдеще. Постигането на енергийна сигурност за следващите десетилетия е от изключителна важност. Това означава, че независимо от „зелената сделка“ и внедряването на екологично чисти източници на енергия, ще бъдат открити и разработвани нови въглеводородни залежи и ще бъде повишавана продуктивността от вече съществуващи находища.

В България повечето находища на нефт и газ са в зрял, до последен стадий на експлоатация, което прави темата, методиката и резултатите на дисертационния труд особено актуални. По-значимите нефтени находища (Тюленово, Долни и Горни Дъбник, Долни Луковит-Староселци, Бърдарски Геран) са все още в експлоатация, а извлекемият им потенциал не е изчерпан. Редица други находища се определят като изчерпани или с минимални остатъчни запаси (Деветаци, Писарово, Ъглен, Девенци, Бутан, Крива бара, Бъзовец и др.). Но интересът към подобни „изчерпани“ находища в Световен мащаб е огромен, поради възможностите на съвременните технологии за оптимизация и увеличаване на добива от вече изтощени залежи. Не напразно чрез увеличаване на коефициента на извлекемост се цели удължаване на експлоатационния етап на работа в по-стари и извънбалансови находища.

Съществува голям набор от геоложки, геофизични и технически данни за въглеводородните акумулации на българска територия, даващи достатъчно добра база за съвременна характеристика и оценка на природните резервоари, както и количествени измервания на ресурсите и запасите в тях. Повечето от тези въглеводородни акумулации са открити през 60-те, 70-те и 80-те години на миналия век, а това предполага остарели методики и концепции за обработване на тези данни. Особено значение за новите технологии на работа имат изградените и усъвършенствани компютърни софтуерни пакети, които се развиват стремглаво и се използват масово в проучвателния бранш като вече утвърден стандарт за работа. Те позволяват интегрирането на голям обем от данни, които могат да бъдат анализирани и обработени едновременно. Софтуерните приложения и платформи, заедно със съвременните геоложки научни концепции, се превръщат в мощен инструмент, чрез който е възможно да бъде осъществен икономически растеж чрез ниски, до минимални капиталовложения.

Актуалността на дисертационния труд се допълва от необходимостта за създаване на реалистични геоложки модели и планове за интензификация на продукцията от изследваните нефтогазови и газокондензатни находища в зрял стадий със стабилна крива на понижаване на добива, както и ефективна доразработка чрез различни съвременни технологични методи. Необходим е динамичен и гъвкав мениджмънт, за да бъде максимално оптимизирана продукцията от находищата, а от там и стойността на активите, придобити по време на пълния експлоатационен цикъл.

Настоящият дисертационен труд представлява комплексно изследване с прилагане на съвременна методика за оценка и прогнозиране на поведението на продуктивния резервоар чрез 3-Д геолошко моделиране и симулация (3D Reservoir Modelling and Simulation) за две газокондензатни находища в България - Писарово и Деветаци. В тази връзка основните задачи за решаване, залегнали в самостоятелни раздели от работата, са развити и имплементирани с помощта на специализирана лицензионна софтуерната платформа Petrel E&P и Eclipse на водещата френска компания Schlumberger.

Основната цел на настоящата дисертация е прилагането на методиката за 3-Д геоложко и резервоарно моделиране за първи път в България за установяване на възможни сценарии за оптимизация на добива от находища в напреднал стадий на експлоатация – Писарово и Деветаки. **Важни задачи са** литолого-фациална характеристика на сондажно изучените седименти и по-специално на триаските разрези представящи продуктивните резервоари в находищата; приложението на съвременни петрофизични и литоложки изследвания на представителни образци от Дойренска свита в изследваните площи; сеизмостратиграфски анализ и интерпретация на 13 литолого-стратиграфски граници за находище Писарово и 16 за Деветаки; съставяне на 3-Д структурни карти по дълбочина на интерпретираните литолого-стратиграфски граници; 3-Д резервоарно моделиране на архитектурата на залежите; 3-Д моделиране на порестостта и проницаемостта по лабораторни (ядкови образци) и петрофизични данни, базирани на геостатистични методи (Гаусови алгоритми); 3-Д симулация на природния резервоар; изследване на пространственото разпределение на порестостта и флуидонасищането (в X, Y, Z координатна мрежа); определяне на ресурсите и запасите от газ и кондензат на място;

Основен акцент е поставен върху оценката на потенциалните възможности за до-разработка на находищата, възможните сценарии за подобряване на извлекемостта на въглеводородните ресурси от двете находища и прилагане на EOR (Enhanced Oil Recovery) методи за оптимизация на добива.

1. Геология и експлоатационна характеристика на изследвания район

1.1. Структурно-геоложка рамка

Районите на изследване на двете газокондензатни находища Писарово и Деветаки са локализирани в Централна Северна България (ЦСБ). Тяхното тектонско положение съобразно съвременната концепция за тектонско райониране на България като част от Алпо-Хималайския орогенен пояс и съществуващите принципи на тектонско райониране и обособяването на различните по ранг тектонски области и единици е демонстрирано на Фиг.1.1.1. В този смисъл Писаровска и Деветашка площ попадат на територията на Мизийската платформена област, която се явява предземие (форланд) на Балканидната орогенна система, представляваща част от северния клон на Алпийския ороген в Югоизточна Европа.

Първите данни, които дефинират съществуването на недеформиран сегмент на Южните Карпати и Балканидите са предоставени от обобщенията на Suess (1892, 1909). Първи обаче Cvijić (1904) успява да назове стабилната област в Северна България като „Българска плоча“. Този термин използва и Ст. Бончев, но разглеждайки я в по-тесни граници (1910, 1930, 1936). Поради факта, че Българската плоча продължава на изток в Черноморската акватория (Wilser, 1928) я определя като Понтийска или Понто-Каспийска. Stille (1928) дефинира платформената област на Северна България и Южна Румъния като „Влашка шпора“. Според него Българската плоча продължава на изток в Черно море наричайки я Евксинска. Съвременният топоним „Мизийска платформа“ (МП), които всички автори използват, е дефиниран от Ек. Бончев първоначално като „Северобългарска плоча“ през 1940 г., а в последствие „Мизийска плоча“ през 1946 г.

Като най-забележителна тектонска единица, Бончев (1946), отделя Плевенската синклинала, която се простира от Ломска област до Поповска област и представлява особен интерес за нефтогазозносността на Северна България.



Фиг. 1.1.1. Опростена тектонска схема, показваща района и находищата на изследване в обхвата на Мизийската платформа и граничите с нея Южни Карпати и Балканиди (MaheI, 1974; Sandulescu, 1984; Visarion et al., 1988, Tari et al., 1997, с модификации).

В обобщителния труд на Муратов (1949), основно по картировъчни данни назовава територията на запад от Плевен като Влашка падина, която възприема съвременния си изглед през мюцена. Муратов (1955) разглежда Причерноморската падина като Скитска млада платформа, към която причислява и Мизийската плоча.

След провеждането на множество геофизични и сондажни проучвания за въглеводороди и получените резултати от тях през последните 70 години са допълнени нови данни за строежа на МП. Яранов (1960) различава Мизийската плоча като синеклиза и посочва на запад Видинско-Пленишка подутина. В групата на пониженията са отделени Долнокомчийската, Варненската и Ломската депресия. Важни изследвания и идеи са прокарани от Ек. Бончев (1957, 1971); Йовчев и Балуховски (1961); Ж. Иванов (1965); Гарецкий (1968); Атанасов и колектив (1971, 1973).

Съветско-български екип от геолози по резултатите получени от сондажните и геофизичните проучвания за нефт и газ правят мащабни проучвания в Северна България. Направена е детайлна оценка на нефтогазозносността перспективност на мезозойските седименти в Мизийската платформа (Польстер и др., 1972; Монахов и др., 1973; Левин и др., 1976). Те схващат южната част на Мизийската платформа като разломно ограничена грабеновина зона, моноклинално наклонена на юг, потънала и със сложна архитектура.

Обобщение на многобройните нови резултати от сондажите и геофизичните проучвания в Мизийската платформа дават Калинко и колектив (1976).

Районът на изследване в настоящия дисертационен труд е локализиран в южната част на Янтренско-Искърска или Искърско-Янтренска моноклинала на прехода с Южномизийската периплатформена област (Фиг.1.1.1).

В източната половина, като най-южна зона в ЯИМ се определя Търговишко-Провадийското грабеновидно понижение. В западната част, обект на настоящата работа, е разположено Борованско-Тученишкото грабеновидно понижение. Именно в Тученишкото грабеновидно понижение е локализирано газокондензатно находище Писарово, за което е изграден 3-Д резервоарен модел в следващите раздели на дисертацията. Писаровската структура се намира в Писаровския грабен, непосредствено на юг от Долнодъбнишко-Гривишко-Одърнишката издигната зона (т.нар. Плевенски блок) и в близост до двете нефтени находища Горни и Долни Дъбник (Фиг. 1.1.1). Двата южни структурни елемента от втори ред (Търговишко-Провадийско и Борованско-Тученишко понижение), заедно с дълбоко потъналата

под ЦПБЗ част, формират Южномизийското периплатформено понижение (ЮМП), известно с много имена през годините и популярно в геоложката литература още като Южномизийска периплатформена крайнина, област, зона и южен платформен склон (Атанасов и др., 1984; Боков, 1991; Георгиев, 1982, 1987, 1989; Георгиев и Монахов, 1979; Георгиев и Дабовски, 1997; Дабовски и Загорчев, 2009). ЮМП се разполага на границата между Предбалкана и Мизийската платформа, представлява удължена ивица със субекваториална посока и ширина до 20-40 км (Georgiev and Botoucharov, 2007).

От натрупаните до сега геофизични и сондажни данни се приема, че ЮМП не се отделя рязко от север чрез определен разлом, а по-скоро има характер на област, чийто фундамент се понижава бързо на юг в резултат от няколко стъпаловидни разкъсвания на подложката, благоприятствали извършването се в края на юрата батиметрична диференциация на седиментационния басейн (Ж. Иванов, 2017). Това е отбелязано за първи път след шателни гравитационни изследвания, проведени през 70-те и 80-те години на миналия век (Гочев, 1976; Йосифов, 1979; Дачев, 1988). Отбелязано е чрез установяването на т.нар. Южномизийски гравитационен преход (Дачев, 1988) и се обяснява именно със стъпаловидното потъване на фундамента по посока на Предбалкана. Освен горепосочените работи заслужава да се споменат и разработките на Георгиев (1983а, б, 1987, 1989), Георгиев и др. (1984) и Боков (1991), които възприемат в една или друга степен тектонския характер на северната граница на ЮМП.

В най-северната гранична част на ЮМП се намира Деветашката структура, в която е открито едноименното газокондензатно находище, за което е изграден 3-Д резервоарен модел в следващите раздели на дисертацията. Деветашка площ е в пределите на второразрядната структурна единица, наречена Ловешко-Търновска моноклинала или т.нар. Беглежко-Умаревски „структурен нос“, обхващащ значителна територия. Тя е с посока запад-изток и в източната си част, където е разположена проучваната площ, е срян и ограничен по оста си от Крушовишко-Горскосливовския разлом, като в тази част е и най-издигнат. Крушовишко-Горскосливовския разлом, служи като северна бариера, ограничаваща природния капан на Деветашкото находище.

Интерес представляват особеностите в строежа на МП, а подходите и принципите при структурната характеристика са изключително разнообразни. Трудно е да се изброят всички учени и специалисти, които имат принос за структурната детайлизация и изясняването на консолидацията ѝ като тектонска единица. Систематизациите на структурните елементи в строежа на Мизийската платформа трябва да следват принципите на приоритета при номинирането на структурните форми и съобразяването с най-общите изисквания на тектонската терминология (Ж. Иванов, 2017). В тази връзка е важно да се отбелязват термини като „сводово издигане“, „свод“, „антиклинала“, „моноклинала“, и др., както и съществуването на редица конкретни структурни форми (валове, хорстове, блокове, стъпало и др.), носещи съответни регионални топоними.

Настоящото изследване се придържа към съвременните концепции за тектонско райониране в България, а употребата на конкретни номенклатурни термини ще се използват, до колкото те са се наложили като употреба в нашата геоложка литература и нефтена геология.

Съвременните геоложки представи за нейната мезозой-терциерната еволюция се свързват с геодинамичните процеси протекли в северната Пери-Тетиска шелфова система (Georgiev and Dabovski, 2000; Georgiev et al., 2001b). Като предземие на северния клон на Алпийския ороген територията на Северна България е претърпяла комплексна еволюция, по времето на която външната (Предбалканската) единица на Балканската зона е надхлъзната на север върху платформата (Дабовски и Загорчев, 2009).

Седиментната покривка на Мизийската платформа заляга върху нагънатата палеозойска подложка и се изгражда основно през мезозоя, отразявайки пряко хода на тектонската и седиментационната еволюция на северната континентална крайнина на Тетиса. Формирането ѝ е осъществено в няколко стадия на развитие: перм-триаски, ранно-средноюрски, късноюрско-

раннокреден, къснокредно-средноеоценски, късноеоценски-олигоценски и неогенски. Във връзка с нефтогазоносността на изследвания район съществено значение за формиране на основните елементи на петролната система са имали перм-триаския и ранно-средноюрския стадий.

1.2. Литостратиграфска характеристика на сондажно изучените седименти

Фанерозойският разрез в Мизийската платформа се характеризира със значителна дебелина и литостратиграфско разнообразие. Разпространението на литостратиграфските единици е разкрито и доказано в няколко стотин дълбоки сондажа. Палеозойските седименти (основно пермски) са достигнати с около 50 от тях, но не са сондажно преминали или се навлиза от горноюрско-долнокредни скали направо в девонски, както е в някои части на Северобългарския свод. Седиментната покривка на Мизийската платформа обхваща субхоризонтални мезозойски и неозойски, предимно плиткоморски теригенно-карбонатни и карбонатни скали с дебелина до 7-8 км (Дабовски и Загорчев, 2009). Важни от нефтогазоносна гледна точка са триаските и долно-средноюрските седименти.

Литостратиграфската подялба е извършена на базата на дефинитивните белези на седиментите от “Речника на българските официални литостратиграфски единици” (Тенчов, ред., 1993) и данните от геофизичните изследвания и описанието на сондажните разрези.

През къснопермскопермско-триаския стадий от формиране на седиментната покривка на платформата се осъществява рифтогенно развитие на северната континентална крайнина на Тетиса (ембрионално в нашите територии при Чирен, Сакар и южната част на МП), когато екстензионните движения способстват обособяването на едностранни или двустранни грабенови понижения (Dabovski et al., 2002; Дабовски и Загорчев, 2009). Съществено значение за формирането на тези грабенови понижения се явяват дълбочинните разломи на отлепване (decollement), чийто нива на отделяне се свързват основно със стратиграфския контрол на горницата на карбона и силура, но се откриват още и в по-млади скали (Tagi et. al, 1997). Горнопермските и долнотриаските седименти са представени от червеноцветни и пълстри теригенни скали (пясъчници, алевролити, аргилити, конгломерати, евапорити др.) с континентален, прибрежно-морски или плиткоморски характер. Седиментонатрупването на редица места е било съпроводено от вулкански изливи с кисел или среднобазичен състав (Tagi et. al, 1997). Отлагането на седиментите се е осъществявало в изолирани един от друг басейни, за което свидетелстват различията в състава на редица едновъзрастни литостратиграфски единици, тяхното бързо изкливане и фациално заместване (Янев, 1987; Чемберски и Доскова, 1987). Към края на северния триас, в ЮЗ част на МП, се забелязва постепен преход от континентално седиментонатрупване към морска глинесто-теригенна и по-късно карбонатна седиментация (Ботушаров, 2011 автореферат).

Средотриаските седименти с анзика и ладинска възраст са представени основно в карбонатни и глинесто-карбонатни литофациеси (варовици, доломити, глинести варовици, варовити аргилити и др.). Постепенно се установява обширен плитък карбонатен шелф на фона на разширяваща се морска трасгресия с типична фауна (Budurov and Trifonova, 1995).

Горнотриаските седименти са представени от глинесто-варовити и теригенни литофациеси (варовити алевроитови аргилити, варовици, доломити, анхидритови доломити, пясъчници и алевролити, конгломерати и др.), следствие от регресивният характер на басейна по това време. Старокимерската нагъвателна фаза е оказала съществено влияние върху МП, което се е отразило върху седиментоотлагането през късния триас чрез регионалната ерозия засегнала най-вече източната част на Централна Северна България, където напълно липсват горнотриаски скали. Повечето от находищата на нефт и газ са привързани към структурно-стратиграфски капани под и над триаско-юрската размивна повърхност, свързана със Старокимерската компресия (Georgiev, Atanasov, 1993).

Ранно-средноюрският стадий се характеризира със значително басейново потъване,

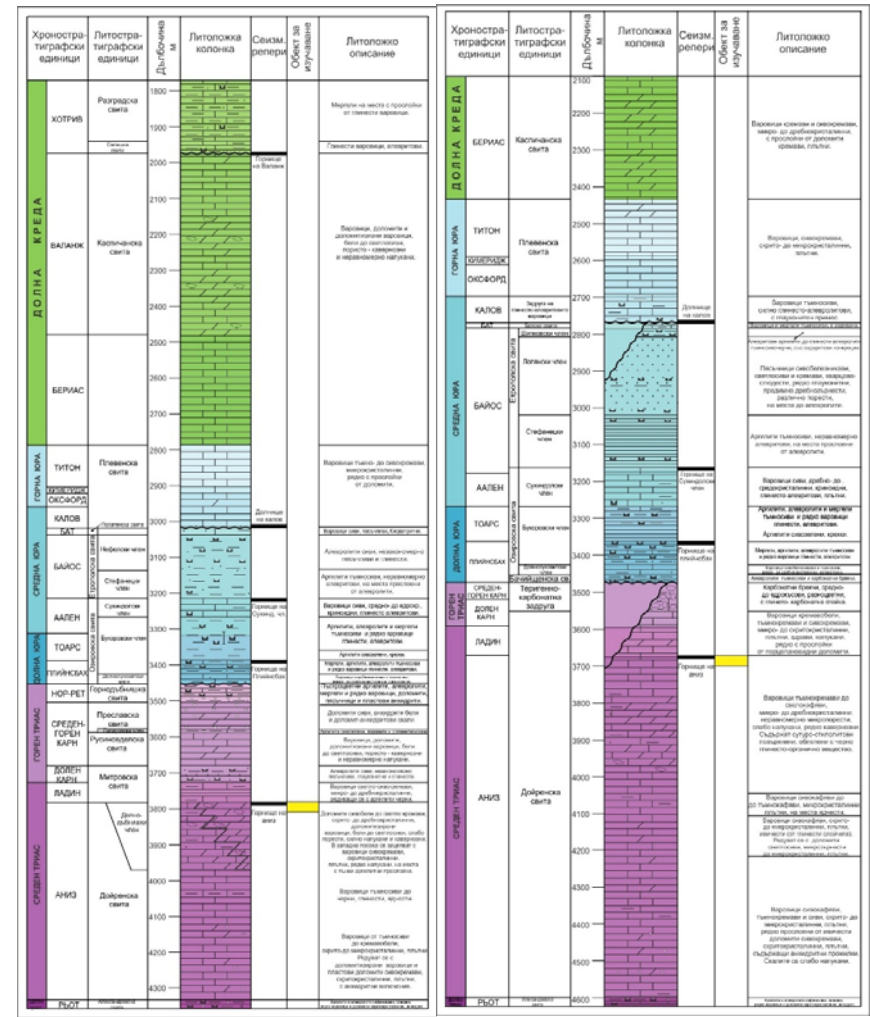
особено на юг, в обстановка на пасивна континентална крайнина и епиконтинентално седиментоотлагане (Emery and Georgiev, 1993; Dabovski et al., 2002). В южната част на МП се оформя дебел юрски седиментен пакет чрез проявата на няколко регионални разседа, които контролират оформянето на хорст-грабенови системи (Tchoumachenko and Sapunov, 1994).

Долно-средноюрските седименти са установени, преминали и изучени чрез голям брой сондажи в Северна България (Гончаренко и др., 1976; Сапунов, Чумаченко, 1987; Сапунов и др., 1988). Основно са представени от континентални и морски теригени, теригенно-глинести и карбонатни седименти – пясъчници, алевролити, аргилити, мергели, биодетритусни и глинесто-песъчливи варовици и др.

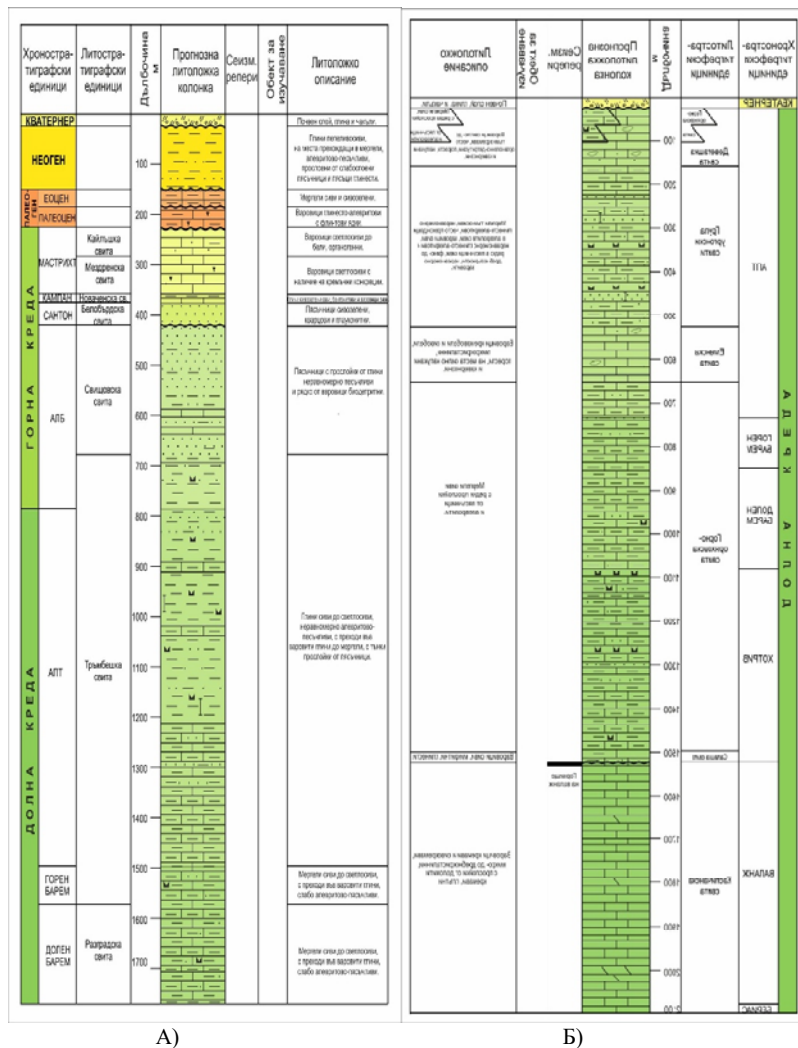
Взаимотношенията на отделните части от разреза с пъстрата подложка от палеозойски и триаски скали показват тенденция на разширяване на ареала на долно-средноюрската трансгресия от юг към север (Сапунов и Чумаченко, 1987; Сапунов и др., 1988). Основната причина за това е общото разтягане в централните участъци на Тетиския океан, водещо до интензивното понижаване на блоковете в северната му крайнина (Иванов, 2017). Понижаването е свързано с придвижване на блокове от фундамента по т.нар. листрични разломни повърхнини. Тектонските движения довеждат до формирането на асиметрични басейни, в които се извършва бързо и диференцирано седиментонатрупване. Това е причината средноюрските скали в МП да притежават характеристиката на седименти натрупани в различни батиметрични условия. В част от басейните, които са били със значителна дълбочина и малка подвижност са съществували редуционни условия, способствали за отлагането на богати на органично вещество глинести утайки и в последствие формиране на генерационно огнище за въгледороди. Тези екстензионни асиметрични басейни са започнали да се запълват още през къснотриаската епоха и са продължили развитието си по време на ранната и средната юра. По тази причина съществува добра пространствена връзка между късно-триаските и ранно-средноюрските понижения, (Иванов, 2017). Неслучайно перспективните въгледородогенериращи комплекси се явяват скали с триаска и юрска възраст, отложени именно в асиметричните басейни (Emery and Georgiev, 1993).

Първите по-детайлни данни за литологостратиграфската характеристика в Писаровска и Деветашка площ (Фиг. 1.2.1., Фиг. 1.2.2.) се получават в резултат от необходимостта да се изясни дълбочинния геоложки строеж и нефтогазоносна перспективност на Централна Северна България (Доклади за резултатите от проведените геолого-проучвателни работи на Деветашкото и Писаровското находище, 1972, 1985). Предприема се голям обем геофизични проучвания през 1947-1950 г., с провеждането на гравиметрични и магнитни изследвания. През 1959 г. са набелязани няколко локални структури в пределите на т.нар. Плевенски гравитационен максимум. На тази основа започват системни геоложки проучвания за търсене на нефтени и газови находища, в резултат, на което в проучвания район в периода 1962-1982 г. са открити Долнодъбнишкото, Горнодъбнишкото нефтени находища и Писаровското газокондензатно находище, привързани към Дойренска свита (Т₂ аниз).

След проведените сеизмични проучвания в района на с. Крушовица след 1962 г., са просондирани два търсеци сондажа – Р-14 и Р-17 Крушовица, които дават ценни сведения за литолого-стратиграфската характеристика на преминалите геоложки формации и главно за нефтогазоносна перспективност на триаските седименти (Доклади за резултатите от проведените геолого-проучвателни работи на Деветашкото и Писаровското находище, 1972, 1985).



Фиг. 1.2.1. Обобщени литолого-стратиграфски колонки на триаско-долнокредния разрез в площ Писарово (А), Деветаци (Б) и прилежащите територии в района на изследване (изготвени на база фондови материали и доклади от находищата).



Фиг. 1.2.2. Обобщени литолого-стратиграфски колонки на долнокредно-кватернерния разрез в площ Писарово (А), Деветаци (Б) и прилежащите територии в района на изследване (изготвени на база фондови материали и доклади от находищата).

През 1963 г. са проведени първите сеизмични проучвания в района на селата Умаревци, Горан, Дойренци и Деветаци (Доклади за резултатите от проведените геолого-проучвателни работи на Деветашкото и Писаровското находище, 1972, 1985). През 1966-1967 г. успоредно с проучванията в района на с. Умаревци са проведени полудетайлни сеизмични проучвания в района на с. Деветаци и е заложен търсещо-проучвателния сондаж Р-2 Деветаци в свода на Деветашката структура. Чрез него във варовици с триаска възраст е открито газокондензатно находище Деветаци.

Резултатите от дълбокото сондиране са отразени в публикацията „Стратиграфия на България“ (1968). По-късно въз основа на тях се правят обобщения върху литостратиграфията на триаските седименти (Чемберски, 1974 и 1985), на юрските седименти (Начев 1961 и 1973;) и на долнокредния седиментен комплекс (Николов и Хрисчев., 1965).

Голям принос в геоложката и литолого-стратиграфска изученост на проучваната площ имат трудовете и изследванията на колектива под общата редакция на Антон Атанасов и Петър Боков (1983), в които са разгледани основните резултати от комплексното геоложко изследване на централната част на Мизийската платформа с оглед търсенето на нефт и газ.

Изучените геоложки разрези са разчленени по литостратиграфските схеми на Хр. Чемберски и А. Вапцарова (1979), Чемберски (1984) и И. Монахов (1981) за триаския период, на И. Сапунов и П. Чумаченко (1987,1988) за юрския и на Т. Николов, Н. Рускова и А. Атанасов (1984) за кредния.

1.3. Геолого-геофизична изученост и експлоатационна история на находищата

Писаровското газо-кондензатно находище с малка нефтена ивица (Дешев, 1991) е открито през 1976-1977 г. Първият търсец сондаж-откривател е сондаж Р-1 Писарово, в който при попълно изпитване на най-горната част на среднотриаските (анизки) отложения – Долнодъбнишки член на Дойренска свита, е получен приток само от газ и кондензат, а по-късно от изпреварващо експлоатационния сондаж ИЕ-7 Писарово е получен промишлен приток от газ и нефт с незначителни количества вода.

Писаровската структура има сложен строеж и попада в Писаровската хорстовидна зона (южен хорст), като за формирането и решаващи са тектонския и стратиграфския фактор. Най-характерен елемент на района, където попада Писаровската акумулация, е блоковият му строеж, който се определя от наличието на разломи с ориентация почти запад-изток, които разделят площта на три основни блока (Фиг. 1.3.1). Северното крило на Писаровската структура е срязано от Дъбнишко-Тученишкия разлом. Блоковата представляват два хорста (южен и северен) и един грабен между тях. Южният хорст, където е разположена Писаровската акумулация, е раздробен на няколко части от локални разломни нарушения.

Според последните геоложки интерпретации (Ат. Атанасов и Н. Шейретов, 1995), Писаровската структура представлява старокимерско издигане, в чиято централна част триаските седименти са неравномерно размити (Атанасов, 1983).

Резервоарът на Писаровската акумулация е изграден основно от доломити (Долнодъбнишки член на Дойренска свита), който заема горната част на анизкия разрез (Дешев, 1991). Доломитите са кристалинни, порести, кавернозни (в различна степен) и напукани.

Отгоре те се екранират от разновъзрастова покривка. В югоизточната част (Р-6 Писарово) покривката се изгражда от по-млади ладинско-горнотриаски. В централната част се екранира отгоре само от плътните глинести отложения на Митровска свита (Т₂₁-Т_{3k1}).

Типът на капана по условия на залягане на нефта и газа е масивен и се отнася към сложно построените особена роля на литоложкия фактор. Наличието на две фази – нефтена (с разтворен газ) и свободна газова (с кондензат) определят акумулацията по фазово състояние на въгледородите като смесен тип – газо-кондензатно-нефтен. Нефто-водният контакт

(НВК) е установен на абсолютна дълбочина (-3575 м). Газо-нефтеният контакт (ГНК) се приема на абсолютна дълбочина -3560 м. Етажът на акумулацията е 75 м. Размерите ѝ са 1,9 x 0,55-0,65 км.

Общият сондажен фонд се състои от 12 сондажа, от които в пределите на нефтогазоносност попадат само 5 сондажа – Р-1, ИЕ-7, ИЕ-9, Е-11 и Е-12. От тях в разработката на залежа са участвали само три: ИЕ-7, ИЕ-9 и Е-12. Незначителни количества въгледороди са добити и от сондаж Е-11. Всички сондажи са експлоатирани с дълбочинни помпи. Текущата оводненост на добивната продукция е много висока.

Геоложките условия на залежа предопределят сложното и недостатъчно ефективно извличане на въгледородите от продуктивния интервал.



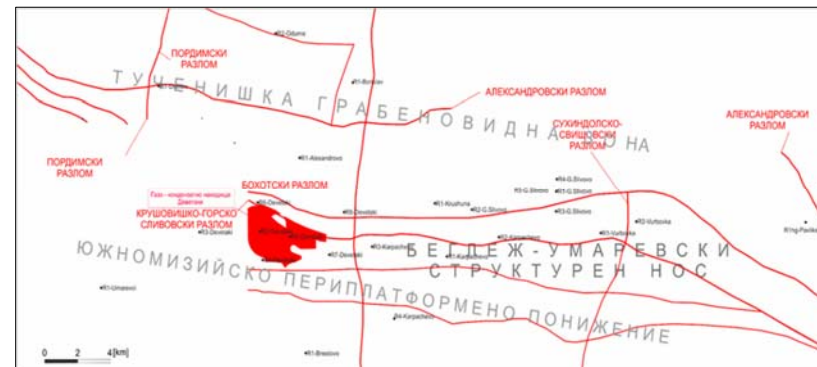
Фиг. 1.3.1. Тектонска схема в зоната на изследване с локализация на Писаровското газо-кондензатно находище и нефтени находища Горни и Долни Дъбник (по Атанасов и Боков с допълнения).

Находище Деветаки се намира в южната част на Централна Северна България, в района на селата Деветаки и Александрово. В резултат на проведените полудетайлни сеизмични проучвания през 1966-1967 г. е набелязана антиклинална структура в района на с. Деветаки. При сондажни изпитания от перспективни среднетриаски отложения през 1969 г. е бил получен приток от газ и кондензат.

Деветашката структура, която е изявена само в триаския структурен етаж, се намира в Южномизийската периплатформена област, най-северната ивица на Ловешко-Търновска моноклинала и по-точно в нейната съставната тектонска единица – Беглежко-Умаревски структурен нос (Фиг. 1.3.2). Той е с посока запад-изток и в източната си част, където е разположена проучваната площ, е срязан и ограничен по оста си от Крушовишко-Горскосливовския разлом. Деветашкият газокондензатен залеж е екраниран от север и изток от разседа. Те са разкрити и в съседните сондажи - Р-6 Деветаки, Р-1 Брестово, Р-1 и Р-3 Кърпачево, Р-1 и Р-2 Върбовка и Р-1 Сухиндол.

При разработването на находището са прокарани 7 бр. оценяващи (проучвателни) и изпреварващо-експлоатационни сондажи: Р-2, Р-4, Р-5; ИЕ-1 (неувоен), ИЕ-2, ИЕ-3, ИЕ-4, които се намират в Деветашко плато.

Резервоарът в Деветашкото находище е изграден от варовици и по-малко доломити на дълбочина 3730-4000 м. Горната част на колектора е с дебелина около 400 м и е представена от варовици, а долната половина е с влошени резервоарни параметри независимо, че демонстрира някои локални подобрения в продуктивността си. Горните около 200 м са с добри резервоарни характеристики и от тях са получени промишлени притоци.



Фиг. 1.3.2. Тектонска схема в зоната на изследване с локализация на Деветашкото газокондензатно находище (по Атанасов и Боков с допълнения).

Деветашката структура, с която е свързан среднетриаският карбонатен газокондензатен залеж, е сравнително плоска брахиантиклинала с тектонски усложнени северно крило и източна периклинала, оформена по триаските и долно-средноюрските седименти.

Капанът има сложен строеж и се разглежда като приразломна ерозионна подтина, очертаваща се по развивнатата граница триас-юра. От север се ограничава (срязва) с Крушовишко-Горскосливовския разлом; на изток среднетриаските пронцаеми пачки изклонват под предюрската ерозионна повърхност или тяхното източно развитие се ограничава от разлом; на запад и юг залежът е структурно ограничен (Трошанов, 1986; Дешев, 1991; Vokov et al., 1993).

По горнище на аниза, по изохипса (-3610 м) размерът на структурата е 5 на 2,5 км. Контактът газ-вода е установен на абсолютна дълбочина (-3588 м). Построенията сочат най-високата точка на структурата на (-3354 м), при което височината на залежа е 234 м, а в западната 164 м.

Залежът е газокондензатен по фазово състояние с масивен характер и има воднапорен режим. Площта му е 13,6 км².

В продължителен период от време от 1976 г. до 1999 г. находището е консервирано, повечето от сондажите същщо, поради самозаглушаването и спадането на устиевите налягания на сондажите под това на газопроводното отклонение към гр. Ловеч.

1.4. Основни проблеми по време на добива от находищата и въпроси за разрешаване Находище Писарово:

- Сложният строеж на залежа обуславя практически непредотвратимо образуване на водни и газови конуси от началото на експлоатацията, преждевременно оводняване на газовата шапка и нейното изтощаване.
- Резервоарът се характеризира с голяма хетерогенност и е необходима детайлизация в разпределението на резервоарните характеристики с оглед на тяхната литолого-фациална принадлежност и вместимостен обем.
- Прави впечатление лошото техническо състояние, в което сондажите се предават в експлоатация.
- Основните експлоатационни сондажи ИЕ-7, ИЕ-9 и ИЕ-12 са с нехерметични обсадни колони. Възможни са варианти за отклонение на тези сондажи.
- Динамиката на основните показатели на разработката зависят изцяло от броя на

експлоатирани сондажи, които от своя страна е малък и предполага разгръщане на сондажната мрежа.

- След 1982 г., при увеличаване на броя на добивните сондажи с 1 (Е-12), започва намаляване на добива на нефт и кондензат (при увеличен добив на течност), поради интензивното оводняване на продукцията (от 42% през 1982 г. на 90,3% през 1985 г.).
- Високо съдържание на H₂S и лошото техническо състояние на сондажите са основната причина експлоатацията да бъде преустановена, а не изчерването на залега.
- Източната и западната част на Писаровския залеж не са усвоени. Целесъобразно ще бъде прокарането на наклонено-насочени или на сондажи с хоризонтален участък, прокарани в различни посоки.
- Бързото оводняване на залега се дължи на преждевременно разкриване на цялата продуктивна дебелина в сондажите ИЕ-9 и Е12.
- При едновременна експлоатация на нефтената и газови части на залега възникват нежелателни газови пробиви, което може да се избегне при подновяване на добива.
- Високата пукнатинна проникваемост на резервоара обуславя добра хидродинамична връзка между продуктивната и водоносната част на залега, съответно води до неговото по-бързо оводняване.
- Необходимост от адекватна съвременна оценка на степента на дренираност на залега, остатъчните ресурси и запаси от въгледороди, както и техните коефициенти на извличане чрез 3-Д моделиране на изследваната площ.

Находище Деветаци:

- Големи дълбочини на залагане на продуктивния резервоар и оскъпяване на прокарането на нови сондажи, което при съвременните технологии може да се избегне с отклоняването на съществуващи сондажи.
- Необходима е детайлизация в разпределението на резервоарните характеристики с оглед на тяхната литолого-фашиална принадлежност и вместимостен обем.
- Относително малък обем на находището от 300 млн.м³ газ, но и наличие на доказани остатъчни запаси.
- Значителна плътност и ниска продуктивност на резервоара с възможности за съвременна оптимизация на добива.
- Недостатъчно развита и остаряла сондажна мрежа.
- Необходимост от адекватна съвременна оценка на степента на дренираност на залега, остатъчните ресурси и запаси от въгледороди.
- Висока оводненост на залега поради рязката му експлоатация и формирането на водни конуси по време на добива.
- Силно спаднало пластово налягане и необходимост от високо устиево налягане не позволява поддържане на високи дебети.
- От началото на 1975 г., западният блок на залега е оводнен и експлоатацията на сондажите Р-2 и Р-4 е прекратена.
- От края на 1976 г. е прекратена и експлоатацията на сондажите от източния блок (Р-5, ИЕ-2, ИЕ-3), поради оводняване и спадане на налягането.
- Целесъобразно ще бъде прокарането на наклонено-насочени или на сондажи с хоризонтален участък, прокарани в различни посоки с цел усвояване на остатъчните запаси.

2. Методика и техника на изследването

Методиката, техниката и последователността на работа, използвани за разработване на дисертационния труд, се основават на резултатите от предходни геоложки, сондажно-геофизични и геохимични проучвания и проведените настоящи изследвания и геоложки интерпретации в перспективните площи, както и на съвременните виждания за басейновия

анализ (Allen and Allen, 2013), сеизмостратиграфския анализ и седиментните секвенции (Vail et al., 1977; Bally, 1987; Van Wagoner and Posamentier, 1988 и др.), концепцията за петролните (нефтегазоносните) системи (Magoon and Dow, 1994) и геоложкото моделиране (Farzadi, 2006; Abdideh and Bargahi, 2012).

Решаването на поставените цел и задачи в дисертационния труд е извършено въз основа на събраната обемна информация от 39 дълбоки сондажа и интерпретацията на 52 сеизмични профила в изследваните площи.

Прилагането на комплексна методика, изборът и опробването на ключови ядрови интервали се предопредели от необходимостта за съпоставяне с данните от предходни изследвания, извършване на литоложка и петрофизична характеристика на изследваните скали, съставяне и калибриране на съвременни резервоарни модели.

Получените актуални резервоарни параметри направиха моделите реалистични и близки до геоложката действителност, а геохимичните изследвания осъвремениха и доуточниха литоложката характеристика на моделираните скали.

Сондажно-геофизичните изследвания (СГИ) са част от приложната геофизика и са свързани с търсенето, прочуването и експлоатацията на въгледородни находища. СГИ представяват комплекс от физични измервания, които имат следните цели:

1. Да определят петрофизичните характеристики на просондираните скални интервали.
2. Да характеризират и определят перспективните въгледородоносните пластове.
3. Да определят основните петрофизични характеристики на тези перспективни скални интервали и да спомогнат за оценката и изчисляване на запасите от въгледороди.
4. Да проследят техническото състояние на сондажите по време на сондиране и експлоатация.
5. Да контролират непрекъснато процеса на експлоатация на въгледородните находища и продуциращите интервали.

В нефтопроучвателната практика, както и в настоящото изследване се използват по-често следните сондажно-геофизични прибори и/или комбинация от тях: гама каротаж (GR, ГК), инклинометър (Caliper), спонтанен потенциал (SP), електрическо съпротивление (Res), плътностен каротаж, неутронен каротаж (НГК или NEU) и акустичен каротаж.

Сеизмичните методи изследват геоложкия строеж чрез генериране на сеизмични вълни и наблюдение на начина, по който се разпространяват, пречупват и отразяват през различните скални пластове и слоеве в дълбочина. Използват се различни теренни методи за събиране и обработка на данни, главно с цел за създаване на напречни сечения през подземната повърхност или т. нар. сеизмични профили, които следват да бъдат интерпретирани чрез геоложки способности.

Сеизмичните данни идват от 2-Д и 3-Д сеизмични софтуери заредени на специални станции, като основната разлика е в детайлността и визуализацията.

В настоящата работа са използвани основно 2-Д сеизмични профили, чиято резолюция е в рамките на конвенционалните отражателни изображения и само при много благоприятни условия могат да бъдат засечени индивидуални пластове с дебелина минимум от около 10-15 метра.

Басейновият анализ представлява комплексното изучаване на седиментните басейни за установяване на тяхната тектонска рамка и геодинамично развитие. Басейновият анализ е утвърден подход в геоложката практика през последните над три десетилетия и задължително се прилага при търсене и проучване за нефт и газ. Структурно-тектонското и геодинамичното развитие на басейна са отговорни, както за образуването на основните (въгледородо-генериращи скали, колектори, покривки), така и за важните системни процеси (генерация, миграция, акумулация) и формирането на природните капани в петролната система.

Сеизмостратиграфският анализ е съвременна научна методика за геоложка и стратиграфска интерпретация на сеизмични данни, която е в тясна връзка и допълва басейновия анализ. Сеизмостратиграфският анализ се развива изключително бързо стъпвайки на

постулатите на сеизмостратиграфията и седиментните секвенции заложили през 70-те и 80-те години на 20 век (Vail et al., 1977; Mitchum et al., 1977; Sheriff, 1980; Payton, 1977, 1982; Bally, 1983, 1987; Van Wagoner and Posamentier, 1988 и др.).

Сеизмостратиграфският анализ включва последователното решаване на следните три основни задачи, които са предпоставка за успешната оценка на нефтогазоносната перспективност на даден район, област или седиментен басейн:

- Анализ на сеизмичните секвенции (седиментните комплекси);
- Анализ на сеизмичните фазиеси;
- Анализ на относителните изменения на морското ниво;

Геохимичните методи на изследване, най-общо представляват количествен показател за елементи, изотопи, минерали и съединения в скали, твърди вещества (битуми и въглища), природни течности (вода и нефт) и/или газове.

XRD и XRF изследванията спадат към голяма група методи базиращи се на рентгеновите лъчи, които са част от електромагнитния спектър и имат дължини на вълните в диапазона между 0,01 nm и 10 nm (0,1–100 Å). Изследвани са 14 бр. проби и са получени количествени резултати за съдържанието на главните скалообразуващи елементи в карбонатните седименти на Дойренска свита със среднотриаска възраст.

Дифракцията на рентгенови лъчи (XRD) е метод, използван за определяне на атомната и молекулярната структура на кристали/вещества чрез разсейване на сноп рентгенови лъчи в различни посоки. Като цяло функцията на XRD метода е да се открие и анализира фазата на материала, във вид на прах или твърдо вещество от неорганични проби (поликристални и аморфни), (Fatimah et al., 2021).

Рентгено флуоресцентната спектроскопия (XRF) се основава на взаимодействието между електромагнитното лъчение от рентгеновия диапазон и изследваното вещество. В резултат на излъченото характеристично лъчение се получава информация за качествения и количествен състав на изследваната проба.

„Петролна система“ или „Нефтогазоносна/Въгледородна система“ може да се дефинира с комплексната последователност от процесите на генерацията на нефт и газ от въгледородогенериращия комплекс, следван от тяхната експулсия, миграция до резервоара, улавяне в рамките на капана и запазване до момента на тяхното откриване под формата на въгледороден залеж и основните изграждащи елементи (Magoon and Dow, 1994). Формулирането на идеята за петролната система се явява свързващото звено на басейновия анализ и сеизмостратиграфията с чувствителното подобряване на ефективността при търсещо-проучвателните дейности за нефт и газ, особено през последните 30 години. Magoon (1988) прави успешен опит за историческа ретроспекция на концепциите за петролната система, обобщавайки приноса на Dow (1974), Bois (1975), White (1980), Bois и др. (1982), Demaison (1984), Meissner и др. (1984), Ulmishek (1986) и Magoon (1987). Magoon (1988) изказва мнението, че нефтогазоносната система илюстрира генетичната връзка между конкретни въгледородогенериращи скали и въгледородната акумулация. Demaison and Huizinga (1991), Magoon and Dow (1994), Magoon and Sanchez (1995) и Spenser et al. (1998) от своя страна развиват концепцията и терминологията през следващите години.

В дисертационния труд главен акцент е резервоарът/колекторът като основен елемент на петролната система, вместващ въгледородните акумулации. Използвана е съвременна методика за оценка и прогнозиране на поведението на продуктивния резервоар чрез 3-Д геоложко и резервоарно моделиране и симулация.

Триизмерното геоложко и резервоарно моделиране представляват ефективна методика за анализ и оценка на находища от нефт и газ в напреднал и заключителен стадий на експлоатация, с цел подобряване на продуктивните възможности при ограничени или нискокачествени данни. Също така при въгледородните находища в стадий на разработка е важен инструмент за проследяване на пътищата на миграцията на флуидите в резервоара,

тяхното взаимодействие и прогнозен резервоарен мениджмънт за бъдещи сондажни проекти.

Триизмерният (3-Д) модел е математическо и визуално представяне на триизмерен обект или повърхност, създадено с помощта на специализиран софтуер.

Геоложкия модел представя пространственото разпределение на скалите под земната повърхност в резултат на комплексна интерпретация на геоложките и геофизични данни.

По дефиниция, резервоарното моделиране е изграждането на компютърен модел на въгледороден резервоар, с цел оценка на запасите, планиране на разработването на находища, прогнозиране на бъдеща експлоатационна динамика, проектиране на сондаж и оценяване на алтернативните сценарии за мениджмънт на находището.

3. 3-Д геоложко моделиране

3.1. Основни процеси и последователност при моделирането

При разработването на дисертационния труд е използвана схема с четирите нива на моделиране. Интерпретацията на различните видове данни и интегрирането им прави модела много по-детайлен.

Традиционният линеен работен процес бавно се заменя с паралелен подход, идеален за специалисти, работещи в интегрирани екипи.

Петте основни стъпки в работния процес на моделиране са както следва:

- 1) Събиране на данни, анализ и зареждане;
- 2) Изграждане на архитектурната рамка на резервоара;
- 3) Изграждане на фазиален модел;
- 4) Изграждане на модела на резервоарните петрофизични свойства;
- 5) Изграждане на динамичния симулационен модел.

3.2. Създаване на база данни за находища Писарово и Деветаки

Материалната база или т.нар. „твърди данни“, използвани за създаването на триизмерен резервоарен модел на газокондензатни находища Писарово и Деветаки, е с голям обем, което наложи подбиране и обработка на данните, за да бъдат преобразувани във формат подходящ за използваните софтуерни продукти (Petrel, ECLIPSE, IP и др.).

Геоложки данни

- *Координати на сондажите (WGS-84)*, инклинограми, конструкция на сондажите и интервали на перфорация на обсадните колони, интервали на изпитване.

Общо за площите на двете находища са заредени 39 сондажа с координатите на устията им, в координатна система WGS-84 и др.

Преглед и анализ на наличните геоложки (колекторски) дневници и история на сондажните работи, проведени по време на прокарването на сондажите.

- *Литостратиграфия*

Извършен е преглед и анализ на литолого-фазиалните единици в сондажните разрези, проведените ядрови рейсове и детайлните геоложки описания на преминалите скални формации. Ревизия на сондажно-геофизичните изследвания и диаграми, поставените стратиграфски и литоложки граници в сондажните разрези.

- *Геофизични данни*

Данни от проведените сондажно-геофизични изследвания (СГИ) на всички сондажи в находищата Писарово и Деветаки.

Преобразуване на каротажните диаграми (СГИ) от хартиен в цифров вид чрез цифроване и генериране в специализиран софтуер Interactive Petrophysics на Schlumberger. Зареждане на данните в създадените проекти в Petrel към всеки сондаж. Нова интерпретация на литолого-стратиграфските единици и определяне на техните граници в сондажно-геофизичните изследвания за площ Писарово и за площ Деветаки. Дефинирането и точната позиция на стратиграфските и литоложките граници е извършено чрез полевите геоложки описания от

сондажните разрези и СГИ. Всички литоложки и стратиграфски граници са заредени в Petrel и обвързани със съответните сондажи чрез серия от последователни стъпки в софтуерния проект.

- *Сеизмични данни*

Сеизмични профили в площта на находището и прилежащи площи. За целите на настоящото изследване са заредени 54 бр. реобработени 2D сеизмични профили за площ Писарово и 52 бр. реобработени сеизмични профили за площ Деветаки, трансформирани в координатната система, заложена в софтуерните проекти.

Създаване на таблици с времена и интервални скорости, изчислени от наличните сеизмокаротажи, проведени в сондажите за двете площи и зареждане на получените изчисления в софтуерните проекти. На базата на данните в тези таблици е извършена увръзката на сеизмичните профили със сондажите във време и върху тях стъпва сеизмичната интерпретация на двете находища.

- *Лабораторни анализи*

Петрографски, луминесцентни, анализи на ядката, съпоставими с интерпретацията на данните от СГИ, анализи на нефта и газа, анализ на водата, органичен въглерод, микрофауна и т.н, налични в докладите от проучването за двете газокондензатни находища.

Допълнително е проведено опробване на ядкови рейсове от сондажните разрези в Дойренска свита на P-2, P-3, P-4 и P-5 Деветаки, ИЕ-9, ИЕ-10, ИЕ-11 и ИЕ-12 Писарово в Национално скално-фондово хранилище.

Проведени са съвременни петрофизични лабораторни анализи за колекторски свойства на опробваните ядкови проби от Дойренска свита в изследваните площи (Таблица 3.2.1). Изследванията са реализирани чрез Helium Porosimeter VINCI по метода Boyle-Mariotte в центъра по енергийни георесурси в МГУ.

За литофациална характеристика и съпоставка с резултатите, представени във фондовите материали са проведени XRD и анализи на ядковите образци от Дойренска свита, реализирани в Химическа лаборатория за анализ на геоложки материали и лаборатория по Рентгеноструктурен анализ към ГГФ на Софийския университет „Св. Климент Охридски“, представени в таблица 3.2.2.

Таблица 3.2.1. Списък с анализирани ядкови образци от Дойренска свита за двете находища Писарово и Деветаки.

| Образец | Общ обем (cm³) | Обем на зърната (cm³) | Обемна плътност (g/cm³) | Плътност на зърната (cm³) | Ефективна порестост (%) | Проницаемост (mD) |
|---------|----------------|-----------------------|-------------------------|---------------------------|-------------------------|-------------------|
| SU-N3 | 15,28 | 12,75 | 2,44 | 2,92 | 3,57 | 65,6 |
| SU-N5 | 28,68 | 28,07 | 2,68 | 2,74 | 2,14 | 83,1 |
| SU-N6 | 32,87 | 29,15 | 2,70 | 2,41 | 6,33 | 108,5 |
| SU-N7 | 26,22 | 24,09 | 2,52 | 2,74 | 6,12 | 143,5 |
| SU-N8 | 33,50 | 30,01 | 2,42 | 2,69 | 6,45 | 88,3 |

- *Експлоатационни данни*

Използвани са данни от фондовите материали за двете газокондензатни находища Писарово и Деветаки за кумулативен добив на продукцията, дебити и добиви по сондажи, температура, налягане, оводненост, ремонти и дейности провеждани в сондажите за интензификация на добива (киселинни вани) и др. Данните, които са необходими за 3-D резервоарния модел са трансформирани в цифров специален формат „VOL“.

Таблица 3.2.2. Химически и фазов състав на карбонатни скали от газокондензатни находища Писарово (P-1 до ИЕ-12) и Деветаки (P-2 до P-5), (Мариновска и Ботушаров, 2021).

| Сондаж № | P-1 | ИЕ-7 | ИЕ-9 | ИЕ-11 | ИЕ-12 | P-2 | P-3 | P-4 | P-5 |
|--|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| SiO ₂ | 0,94 | 0,84 | 1,31 | 0,75 | 0,57 | 0,66 | 3,66 | 0,85 | 2,71 |
| TiO ₂ | 0,02 | 0,02 | 0,02 | 0,02 | 0,00 | 0,01 | 0,04 | 0,01 | 0,04 |
| Al ₂ O ₃ | 0,42 | 0,26 | 0,54 | 0,25 | 0,14 | 0,17 | 0,90 | 0,31 | 0,74 |
| Fe ₂ O ₃ | 0,36 | 0,08 | 0,34 | 0,35 | 0,11 | 0,13 | 0,46 | 0,10 | 0,34 |
| MnO | 0,01 | 0,00 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,00 | 0,01 | 0,00 | 0,01 |
| MgO | 21,65 | 1,36 | 21,45 | 22,42 | 0,25 | 0,13 | 0,50 | 0,26 | 0,59 |
| CaO | 30,68 | 53,95 | 30,30 | 29,57 | 55,43 | 55,28 | 52,21 | 54,98 | 52,90 |
| Na ₂ O | 0,06 | 0,01 | 0,10 | 0,06 | 0,00 | 0,00 | 0,02 | 0,01 | 0,02 |
| K ₂ O | 0,05 | 0,01 | 0,07 | 0,01 | 0,00 | 0,00 | 0,12 | 0,02 | 0,09 |
| P ₂ O ₅ | 0,05 | 0,01 | 0,05 | 0,05 | 0,01 | 0,01 | 0,10 | 0,03 | 0,09 |
| LOI* | 45,76 | 43,36 | 45,82 | 46,51 | 43,49 | 43,55 | 41,96 | 43,39 | 42,43 |
| Total | 100,00 | 99,91 | 100,00 | 99,99 | 100,00 | 99,94 | 99,97 | 99,96 | 99,96 |
| Sr | | 0,091 | | 0,008 | | 0,061 | 0,027 | 0,038 | 0,044 |
| <i>Фазов състав (%) (от 100% кристална фаза)</i> | | | | | | | | | |
| доломит | 92,2 | 4,2 | 98,8 | 98,8 | – | – | – | – | – |
| калцит | 7,8 | 95,6 | 1,2 | 1,2 | 100 | 100 | 97,8 | 100 | 100 |
| кварц | – | – | – | – | – | – | 2,2 | – | 2,7 |
| Литоложка характеристика | доломит | варовик | доломит | доломит | варовик | варовик | варовик | варовик | варовик |
| Дълбочина (m) | 3722 | 3718 | 3729,25 | 3732,30 | 3722 | 3817,75 | 3965,90 | 3968,70 | 3821 |

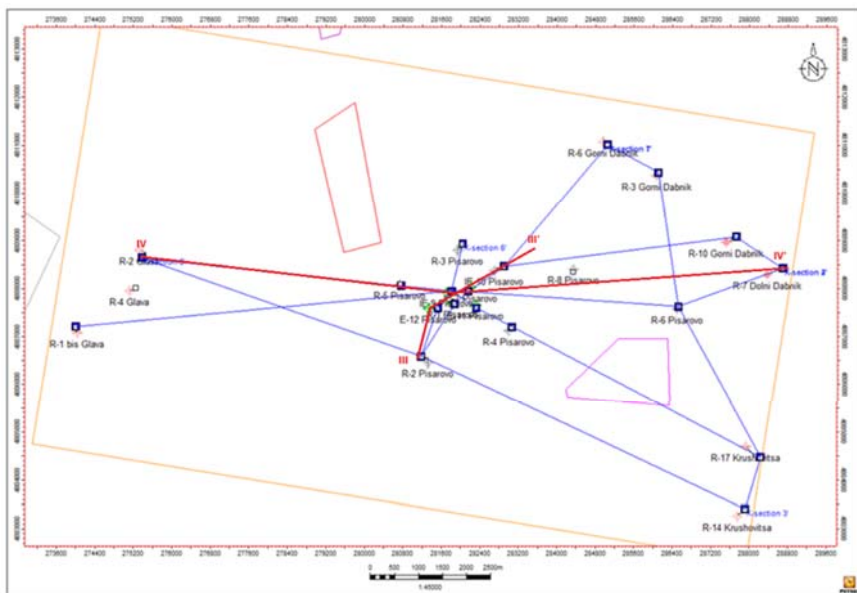
*LOI – загуби при налягане (1000 °C)

Целта на тази дисертация е да се анализират геостатистическите характеристики на тези данни, да се разработи 3-D структурен модел, да се извърши моделиране на порестостта, проницаемостта, както и да се извърши фазиално моделиране с два различни симулационни алгоритъма, сравняващи резултатите. Да се използват и всички налични лабораторни анализи, включително и съвременните резултати от направените допълнителни изследвания за допълване и изграждане на 3-D резервоарен модел за двете находища Писарово и Деветаки. Зареждане и съпоставяне на данните от добива в заключителните етапи от симулацията и анализа на резултатите.

3.3. Сондажно-геофизична интерпретация и корелация

За целите на настоящия дисертационен труд е извършена сондажно-геофизична интерпретация на всички литостратиграфски единици, които са преминали сондажите в изследваните площи (Фиг. 3.3.1). Разкрити са отложения с кватернерна, терциерна, кредна, юрска и триаска възраст.

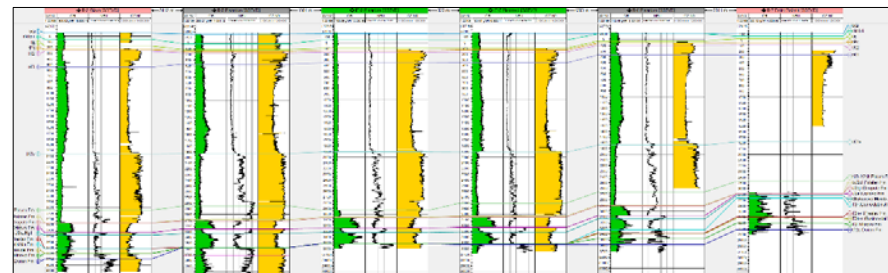
Всички сондажи в изследваните площи са преминали през триаски отложения с различен стратиграфски обхват. В двадесет и един сондажа от площ Писарово и седемнадесет сондажа от площ Деветаки са разкрити резервоарните седименти на Дойренска свита със среднотриаска възраст.



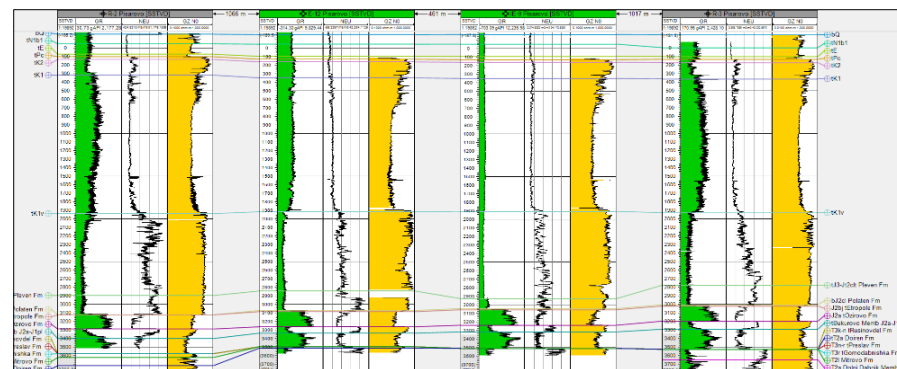
Фиг. 3.3.1. Корелационни линии и геоложки профили в площ Писарово.

Чрез сондажно-геофизични корелационни схеми са разгледани пространствените взаимоотношения между отделните литологостратиграфски единици, които ще служат за основа на интерпретационния процес при изграждането на 3-Д геоложките модели за находищата. Освен литоложкото описание при корелацията са взети под внимание сондажно-геофизични изследвания: ПС, двуметров градиент и потенциал зонд, гама - където е налична. Посоката на линиите е както следва (Фиг. 3.3.1). На корелационната картотажна схема X-section 2 (Фиг. 3.3.2) между сондажите Р-2 Глава, Р-5 Писарово, ИЕ-9 Писарово, ИЕ-7 Писарово, Р-6 Писарово и Р-7 Долни Дъбник, ясно се очертава сходството в геоложкия строеж на Писаровските сондажи и разликите със съседните Главашка и Долнодъбнишка площ. Корелационната линия, представена на Фиг. 3.3.3, е с посока Ю-С между сондажите Р-2 Писарово, ИЕ-12 Писарово, ИЕ-9 Писарово и Р-3 Писарово. Забелязва се постепенно затъване на юг, подчертано от стъпаловидния характер на разломните нарушения с И-3 посока. На тази корелационна линия се обособяват ясно южната и северната граница на структурата на Писаровското находище, особобена от разседните нарушения с И-3 посока, разделяйки сондажите Р-2 Писарово и ИЕ-12 Писарово и ИЕ-9 Писарово с Р-3 Писарово.

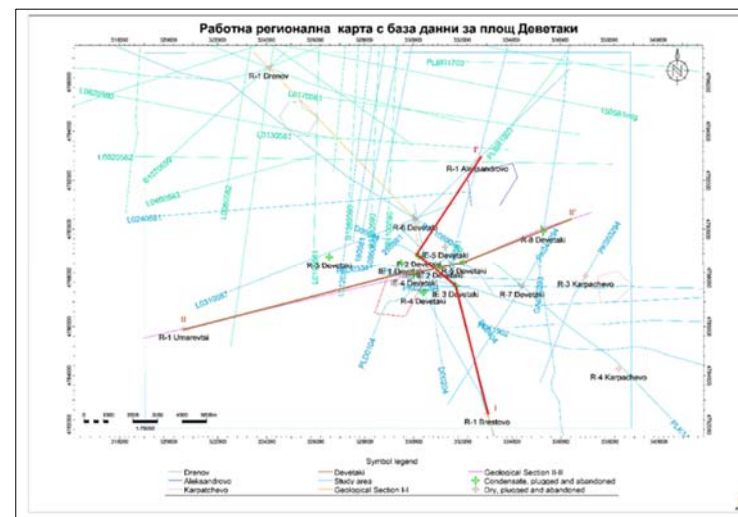
Седиментите на среден триас (Дойренска свита) в **Деветашка площ** (Фиг. 3.3.4) са развити в карбонатен фацис, представени главно от варовици. В сондаж Р-6 Деветаки, средния триас е разкрит почти в пълния му разрез (875 м). В останалите сондажи Р-2, Р-3 и Р-5 е преминала малка част от него, тъй като е размит в различна степен. Сондажната корелация в Александровска и Умаревска площ показва, че до границата с долен триас остават около 75-80 м или цялата дебелина на средния триас е 950 м. Характерен тренд, установен на корелационните линии е, че дебелината на среднотриаския карбонатен комплекс намалява в северна посока.



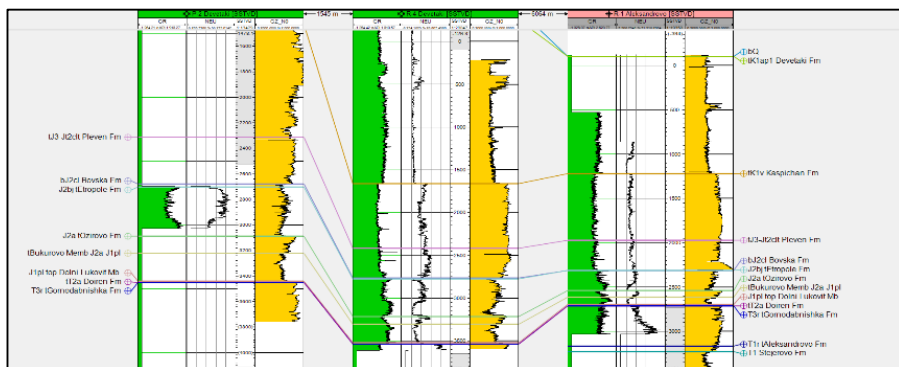
Фиг. 3.3.2. Корелационна схема X-section 2 в Писаровска площ (3-И)



Фиг. 3.3.3. Корелационна схема X-section 4 в Писаровска площ (Ю-С)



Фиг. 3.3.4. Корелационни линии и геоложки профили в площ Деветаки.



Фиг. 3.3.5. Корелационна схема X-section 3 в Деветашка площ.

Горен триас е установен в приразломната зона на северния блок на Деветашката структура, както и в съседните Александровска, Кърпачевска и Дреновска площи. Преминати са в сондаж Р-6 Деветаци, където са запазени около 79 м, вероятно част от карна. В близост до сондаж Р-2 Деветаци минава Южномизийския разлом, на места с амплитуда 400 м. На юг от разлома, отделящ Мизийската платформа и Предбалкана се наблюдава регионално потъване на триаските и юрските седименти, които са сегментирани от множество разседи, очертаващи стъпаловиден блоков строеж.

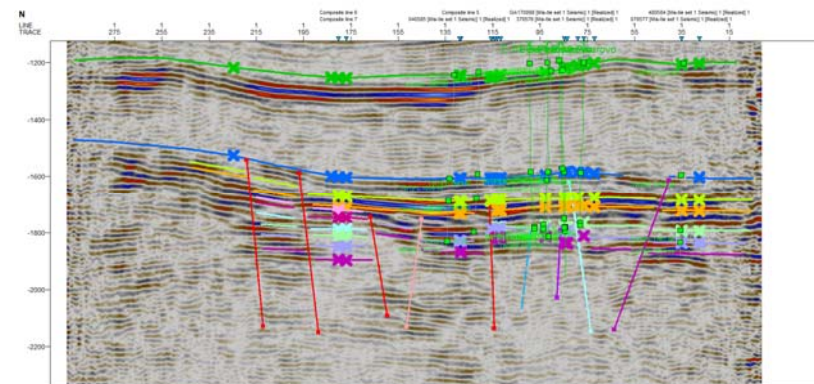
3.4. Сеизмична интерпретация на 2-Д сеизмика

Структурният анализ се основава главно на интерпретацията на 2-Д сеизмични данни. Крайната цел е да се идентифицират потенциални капани както и да се разгледат възможностите за съществуване на недренирани участъци в рамките на вече околтурените въглеводородни залежи.

Разбирането на цялостната регионална геоложка рамка е водещо за структурната интерпретация в изследвания район. Основният тренд на разломните нарушения в двете площи (Писарово и Деветаци) се определя от наблюдаваните разседи, формирани при екстензионен режим. Хоризонтите са интерпретирани последователно въз основа на анализа на връзките между сондажите и в някои случаи - на сеизмичното моделиране (Фиг. 3.4.1). Сеизмичните хоризонти са геоложки граници или пластови повърхнини, които могат при детайлна сеизмостратиграфска интерпретация да се възприемат като литоложки такива, понякога съвпадащи със стратиграфските и/или литостратиграфските граници.

Скоростното моделиране е много важна част от процеса, изграждащ сеизмичната рамка. Анализът включва намиране на тенденции и функции на скоростта, които дават подходящ модел в дълбочина, и в зависимост от промяната в литологията. За целта са използвани и изчислени скоростите, получени от сеизмокартажите за площи Деветаци и Писарово.

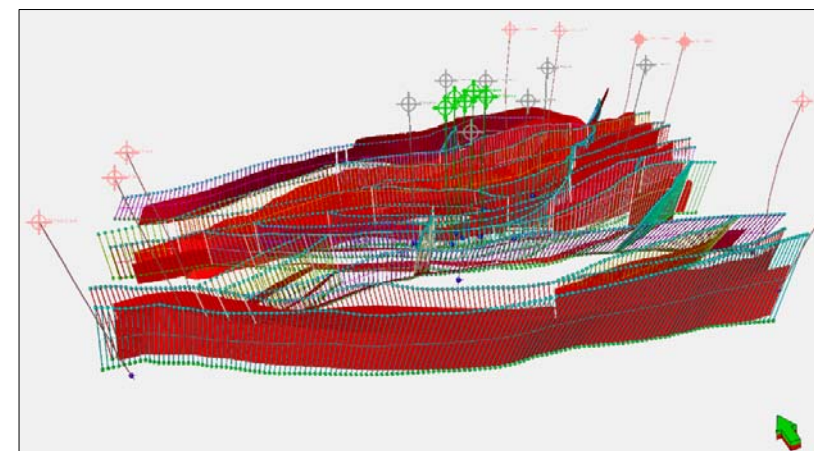
Преди започване на сеизмичната интерпретация е извършена увръзка на сеизмичните профили в площите на изследване. За целта всички сеизмични профили са приравнени към едно и също статично ниво за да бъде избегнато влиянието на релефа и част от зоната на ниските скорости. Извършена е ръчна сондажно-геофизична увръзка (Mis-tie) между сондажите с техните сеизмични репери във време (Checkshots) и сеизмичните профили при статична поправка на привреждане +50 м. Направените изчисления и корекции са ръчно променявани за оптимизиране на модела и избирането на опорни сеизмични профили, които се „заклучват“ при новото генериране на мис-тай сетовите.



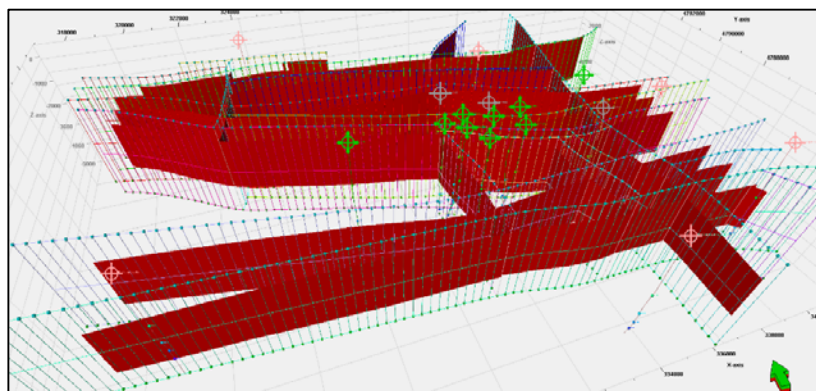
Фиг. 3.4.1. Интерпретиран сеизмичен профил X-Section 1 (Фиг. 3.3.1) от Писаровска площ.

Структурният модел е първата стъпка в работния процес на моделиране и е от решаващо значение за представянето на цялостната геология на дадено находище. В опростен вид той изисква структурна карта и интерпретирани разломи, с възможност за включване на базова повърхност.

Структурното моделиране (Structural Modeling) се осъществява посредством няколко модула в софтуерната платформа Petrel, създавайки специфични елементи, които служат за градивни единици на геоложкия модел. Това са т. нар. разломни стикове (fault sticks) или ключови стълбове (key pillars), (Фиг. 3.4.1.2, Фиг. 3.4.1.3). Върху тях е изграден мрежовия скелет на 3-Д модела (Grid Sceleton) и са обособени отделните структурни сегменти (Segments).

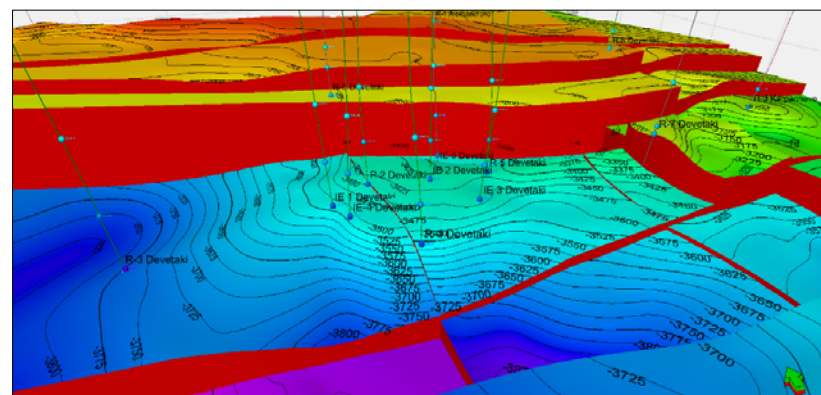


Фиг. 3.4.1.2. Разломно моделиране в находище Писарово с очертаване на основните разломни нарушения.



Фиг. 3.4.1.3. Разломно моделиране в находище Деветаци с очертаване на основните разломни нарушения.

Деветашката структура в западна посока е ограничена от литофациална бариера поради влошаване на резервоарните характеристики с увеличаване на глинестата компонента в среднотриаските карбонати (Фиг. 3.4.1.4), а залежът от контурните води; в южното крило - от контурните води и тектонско нарушение с посока И-З и денивелация 150 м в западна посока, намаляваща до 30 м в източна; в северното крило - от Крушовишко-Горскосливовския разлом с денивелация 425-480 м и в източната част - от разлом с посока Ю-С (западно от сондаж Р-7 Деветаци) с денивелация около 340 м.



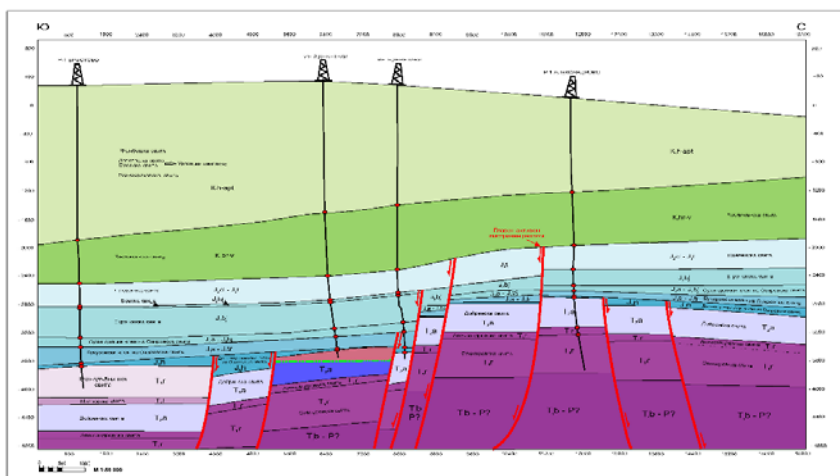
Фиг.3.4.1.5. Деветашка структура по горнището на среден триас (респективно на триаско-юрското несъгласие с изключение на сегмента при сондаж Р-1 Дренов).

Залежът е усложен от меридионален разлом, пресичащ сондажите Р-2 и Р-4 Деветаци с амплитуда между 10 и 30 м, като издигнатото му крило е от изток. Трасирани са още два разлома, които са с триаска възраст: единият е меридионален и успореден на последния описан, като амплитуда му е 120-140 м, с издигнато източно крило; другият е разположен южно от Крушовишко-Горскосливовския разлом и е успоредно на него (а най-вероятно е част от разломната му зона) с амплитуда 75-200 м и с издигнато южно крило. Последният и Крушовишко-Горскосливовският разлом при пресичането си с два меридионални разлома образуват пропадналия тектонски блок на сондаж ИЕ-5 Деветаци, където са запазени ладински и горнотриаски карбонатни седименти (Фиг. 3.4.1.5)

През долно-среднотриаско време се наблюдава постепенно запълване на басейна, като върху Деветашката антиклинална структура се отлагат дебели юрски седименти, осигуряващи покривка за въглеводородния залеж (Фиг. 3.4.1.6). Крушовишко-Горскосливовския разлом с И-З посока продължава да бъде активен, демонстрирайки ясното обособяване на дълбочинния ареал на басейна и добрата изолация на Деветашката структура от северна посока. Меридионалните разломни нарушения в източната част на капана са със син-седиментационен изолиращ характер и показват активност до каловския размив. Интензивният размив в по-издигнатите блокове е довело до резки различия в дебелината на Доиренска свита на малки разстояния. В цялата площ на находището са размити горнотриаските седименти и част от средния триас, разкривайки директно резервоарния анизки интервал.

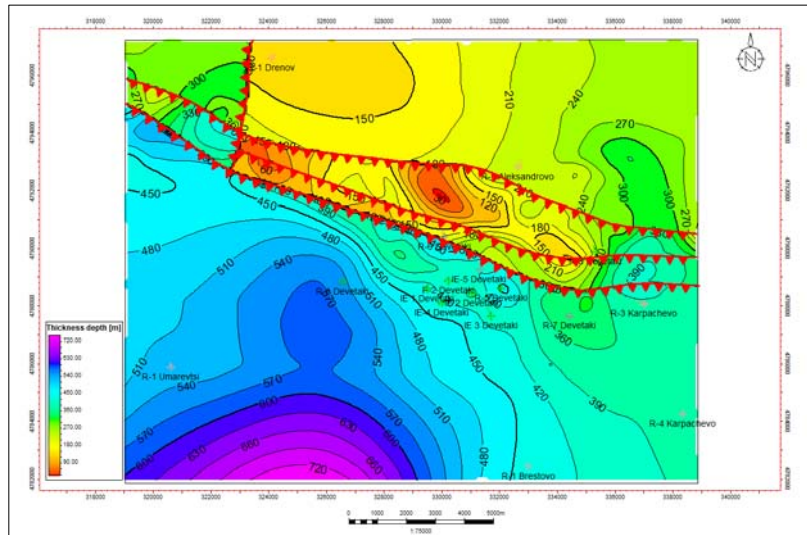
Екраниращият ефект е допълнително подсилен от присъствието на разломи, които локално могат да прекъснат тази покривка. Долно-среднотриаският комплекс е с най-голяма дебелина в източната и североизточната част на разглежданата площ, в диапазона между 600- и 700 м. С по-малка дебелина са в западната и югозападната част, между 150-250 м.

Районът на **Писаровската структура** обхваща западните части на Бохот-Александровската хорстовидна зона, Тученишката грабеновидна зона и Долнодъбнишко-Гривишко-Одърнишката издигната зона, намиращи се в Искърско-Янтренското стъпало на Мизийската платформа. Тази зона е със сложен тектонски строеж, който се определя преди всичко от погребани на различни нива тектонски нарушения с посока запад-изток, т.нар. Балканидна разломна система, определяща нейния комплициран блоков характер.



Фиг. 3.4.1.4. Геоложки профил I-I' през площта на газоконденратно находище Деветаци, показващ частично размита преобърната антиклинална структура, в която е акумулиран газоконденратния залеж, с посока Ю-С.

Местоположението на профила е илюстрирано на Фиг. 3.3.4.



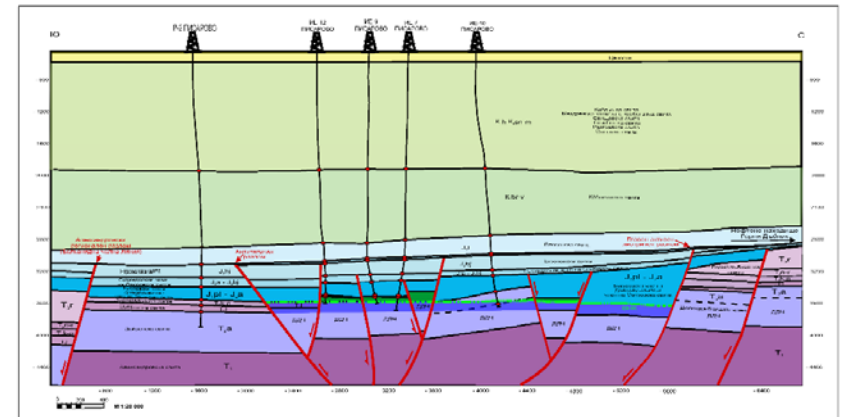
Фиг. 3.4.1.6. Карта на равните дебелини в интервала J2a – bJ2c1.

В края на къснотриаската епоха под влияние на Старокимерската тектонска фаза, започва синседиментационно структурообразуване. Пластичните деформации бързо преминават в крехки и се осъществява интензивно разкъсване и разломяване основно по Балканидната разломна система. Активни регионални разломи с отседен характер от тази система са Тръстенико-Славяновския, Дъбнишко-Тученишкия и Крушовишко-Горскосливовския. Освен тези главни разломни нарушения са локализиран и такива с по-малка амплитуда групирани в оперяваща синтетична система или антидетични на регионалните, какъвто например е Искърския разлом. Денивелацията на блоковете достига до 550 м. Най-издигнатите са били блоковете в западната част на района (двата хорста) и блокът южно от Бохотския разлом. В тези части денудационният срез е достигнал до аниските седименти. Полученият ерозионен срез след ретската регресия на басейна и през последвалия сух период е бил в южната част през седиментите на ладина и горните части на аниза, а на север са запазени масивни седиментни комплекси с норска и ретска възраст.

В началото на ранната юра, с активизирането на тектонските процеси и активна екстензия, започва стъпаловидно блоково пропадане на отделни сегметни по реактивирани триаски разломни повърхности, като голяма част от тях са със синседиментационен характер. Понижението на отделните блокове се компенсира от долно-средноюрските седименти на Озировска свита (J1h-s-J2a-bj), Етрополска свита (J2bj), Полатенска (J2bt) и Бовска свити (J2bt). Вариациите в дебелината на долно-средноюрския седиментен комплекс варира от 25 до 500 м и се контролира от амплитудните флуктоации в денивелацията на отделните сегменти. Писаровската структура, след откриването на газокондензатното находище е възприемана като брахиантиклинална гънка с ориентация запад-изток и размери 3.2 x 3.5 км. Нейното заложение е възприемано като старокимерско и продукт на положителни тектонски движения.

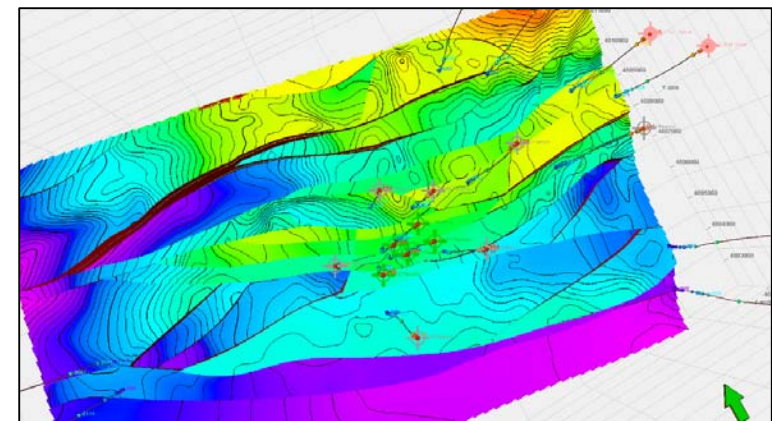
Настоящия дисертационен труд разглежда ново, съвременно схващане за нейното формиране и тектонска еволюция, което демонстрира сложен и комплексен строеж (Фиг. 3.4.1.8). Два основни тектонски сегмента се оформят в изследваната площ – Писаровски

грабен и Писаровска хорстовидна зона, граничещи една с друга и отделени посредством разломни нарушения с посока И-З. В най-североизточната част на площта се намират две нефтени находища Горни и Долни Дъбник, които са отделени посредством Писаровския грабен. Неговата северна граница, която отделя Горни Дъбник от Долни Дъбник се дефинира като листричен разлом (listric fault), чиято еволюция започва още през късния палеозой, продължава през целия триас, долна-средна юра до каловския размив, след което е фосилизиран от седиментите на горнокредния комплекс. В резултат на активността по този разлом се формира преобърнатата антиклинала (rollover anticline), която формира капана на Писаровския залеж. Най-вероятно листричният разлом е свързан с почти хоризонтален дълбок разлом на отделяне (detachment).



Фиг. 3.4.1.8. Геоложки профил III-III' през площта на газокондензатно находище Писарово, показващ частично размита преобърнатата антиклинална структура, в която е акумулиран газокондензатния залеж с посока Ю-С.

Местоположението на профила е илюстрирано на Фиг. 3.3.1.



Фиг. 3.4.1.9. Структурна карта в дълбочина по горнище на Дойренска свита (T2a).

По време на ранния алпийски екстензионен етап къснопермските и раннотриаските седименти потъват с относително високи скорости, а последвалата триаска трансгресия, в отговор на евстатичните колебания достига кулминацията си в отглането на плитките карбонатни рампи (Дойренска свита и Русиновделска свита). Морската трансгресия е свързана с регионалните условия, съществували по време на средния триас, в резултат на трансгресията на Тегис през голяма част от Европа (Sorefia et al., 1988). След това, се счита, че евстазията се превръща в доминиращ фактор в контрола на седиментацията, като тектониката запазва само второстепенна роля.

3.5. Фашиално моделиране

В началото на среднотриаската епоха площите на изследване са част от типичен епиконтинентален басейн с интензивна карбонатна седиментация през стабиления етап от триаската еволюция и характерна морска фауна (Вапцарова и др., 1984; Budurov and Trifonova, 1995). В плиткоморски условия (литорална и сублиторална обстановка) и повишена соленост на водите се отлагат предимно хомогенни варовикови и по-рядко доломитови утайки. В етапа на ранната диагенеза част от варовиците отложени във високоенергетични условия са подложени на интензивна доломитизация, което подобрява резервоарните им качества в района на Долни и Горни Дъбник (Ботушаров, 2011).

Изследваните сондажни разрези в площите на Писарово и Деветаки включват литостратиграфски единици, принадлежащи към триаския карбонатен комплекс, определен като Дойренска свита за територията на цяла Северна България (Чемберски и Вапцарова, 1979). В района на изследване, както и на територията на Централна Северна България, е отделен Долнодъбнишки член (Чемберски и Вапцарова, 1975). Той представлява едно добре обособено литоложко тяло изградено от масивни кремави, разнорънестни и кавернозни доломити. Разнообразната им структура е резултат от завършената доломитизация и прекристализация, като първичните особености на изходните варовици са в повечето случаи напълно заличени (Ботушаров, 2011).

Специфичен е преходът между сондажите от Долнодъбнишка, Горнодъбнишка, Писаровска и Деветашка площ, където по-скоро е реализирана вторична доломитна метасоматоза, отколкото присъствието на съществени фашиални различия (Чаталов и др., 1993).

Сондажните разрези в сондажите от Деветашкия залеж са играни само от среднотриаския варовици (Дойренска свита), което доказват и XRD, XRF анализите (Таблицы 3.2.1 и 3.2.2), за разлика от сондажите в Писаровска площ, където е доказан Долнодъбнишки член на Дойренска свита.

Химичният състав е определен чрез XRF, а праховата рентгенова дифракция показва, че основните фази са карбонати – калцити и доломити. Съдържанието на калцит във варовиците варира от 95,6 до 100%, а количеството на доломит в тях достига 4,2%. В доломитите се установява съдържание на калцит от 1,2 до 7,8%. Данните от химичния анализ показват, че в скалите присъстват още Mn, Fe, Al, Si.

Желязото и манганът са обичайни изоморфни примеси както в калцитовия, така и в доломитовия тип структура (Ca, Mg, Fe Mn)CO₃. В химичния състав количеството на Fe₂O₃ е определено в границите 0,08–0,46 wt%. Присъствието на Al и Si във всички проби показва наличие на алумосиликатна фаза, в количество под границата на откриване на праховия дифракционен метод и не може да бъде определена. Изследваните образци от сондажи P-9, IE-11, P-1 Писарово съдържат 92–99% доломит и калцит до ~8%, като Fe и Mn изоморфно заместват калция и магнезия. Химичният анализ показва алумосиликатна фаза под 1%, или под границата на откриване с прахова рентгенова дифракция. В сондажи P-3, P-4 и P-5 Деветаки образците съдържат 98–100% калцит и до около 3% кварц, а количеството на MgO показва вариации от 0,26 до 0,6 wt%, като отново са установени Fe и Mn, които най-вероятно изоморфно заместват калция. Образецът от сондаж IE-7 Писарово може да бъде определен като доломит-

съдържащ варовик, поради относително високото съдържание на доломит – 4,2%. Спрямо съществуващите класификации за карбонатните скали не може да бъде дефиниран като доломитизиран варовик, тъй като пределната стойност за съдържание на доломитов компонент е над 10%.

3.6. Петрофизично моделиране

Основната цел на 3-Д модела е да подобри разбирането на разпределението на въгледородите за обемния анализ. Моделът на петрофизичните свойства, ограничен от определен фашиес, има за цел да улови хетерогенността в резервоара, за да може да се анализира динамиката на флуидния поток.

Въвеждането на 3-Д моделиране на свойствата на скалите позволява по-реалистично представяне на геоложките данни в дълбочина. С 3-Д моделирането може точно да се улови вертикалната вариация на свойствата в сондажните разрези. Обемът и липсващите данни между сондажите е попълнен с помощта на прости геостатистически методи като Кригинг и Гаусови алгоритми, като същевременно в модела се включват и други тенденции, като например прости връзки между порестост и дълбочина или функции за височина на насищане.

Писаровският газокондензатен залеж е привързан към среднотриаския карбонатен резервоар. Представен е от варовици, доломитизирани варовици, доломити и варовити доломити, които предопределят основните насоки в петрофизичните им характеристики.

В южната и северозиточна част на площта (P-2, P-4 и IE-10) седименти на Дойренска свита са представени от варовици и доломити. В централната част (IE-7, IE-11) е установено няколкократно редуване на варовици и доломити, изграждащи самостоятелни пластове и свързани с преходи към доломитизирани варовици и варовити доломити. В западната част (P-3, E-12) преобладават варовиците, на места доломитизирани с единични тънки пластове от доломити.

В сондажите P-5 и IE-9 анизът е размит в горната му част. Тези сондажи разкриват само по-долните му нива.

Резервоарните свойства на продуктивните скали са определени по резултатите от лабораторните и геофизичните изследвания и данните и са имплементирани в модели представени на редица фигури в дисертационния труд (от Фиг. 3.6.1).

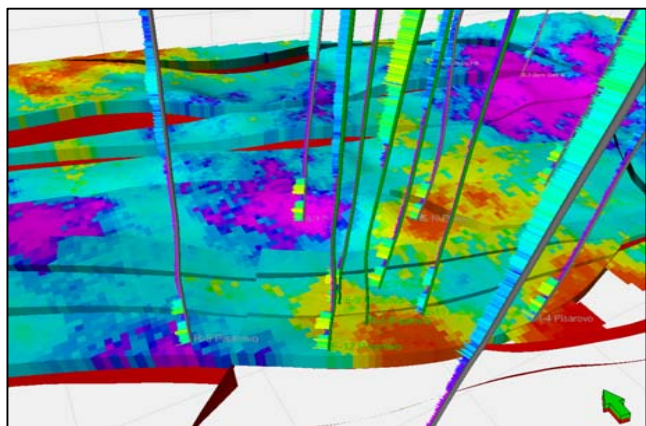
По лабораторни данни окритата порестост се изменя от 0,2% до 15%, като средните стойности по отделните сондажи варират от 1% до 4,4%. Ефективната порестост по същите определения се изменя от 0,01% до 13,2%, като в повечето случаи е под 0,5%. С по-високи стойности на откритата порестост се характеризират яснорънестите, силно вторично променените варовици и доломити, съдържащи пори вторичен произход.

Вторичната порестост на разтваряне е от единици до 10-12%. Каверните са привързани към доломитизираните варовици и доломити, които са съсредоточени в 3-4 нива с различна дебелина (от десетки до няколко метра). Кавернозна порестост е определена само в сондаж IE-7, където тя е 0,06%. По преки и косвени данни е отбелязана повишена кавернозност в района на сондажите P-1, IE-7, IE 9 и E-11.

Пукнатини в среднотриаския резервоар са установени по цялата площ във всички генетични типове. Средната пукнатинна порестост по ядка е 0,23%, като се изменя от 0,17% (E-12) до 0,25% в сондаж IE-9. Средната пукнатинна порестост по геофизични данни е 0,12%. Пукнатините са от тектонски и атектонски характер и имат вертикално, хоризонтално и косо направление.

Глинестостта в находище Писарово показва ясно изразени пространствени вариации. Ниските стойности в червено са характерни за зоните на колектори, докато високите стойности в лилаво отразяват слабо проницаеми пластове.

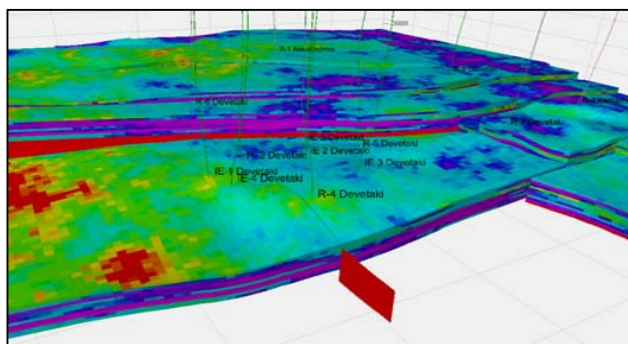
Ниски стойности на глинестостта се наблюдават в южните и централните части на модела, които вероятно съответстват на колектори с по-добра порестост и проницаемост.



Фиг. 3.6.1. Петрофизично моделиране на глинестостта в продуктивния резервоар на Дойренска свита за площта на находище Писарово по ГК (Гама каротаж) (СГИ). С лилаво са дефинирани високите стойности, а с преходите към зелено, жълто и червено ниските стойности на глинестостта

Този модел подчертава важноста на пространственото разпределение на глинестостта за интерпретация на резервоарните свойства и разработването на находището (Фиг. 3.6.1).

Газокондензатният залеж на Деветашка площ е привързан към най-горната част на триаския карбонатен комплекс (Дойренска свита). Изграден е главно от варовици, като доломитизираните варовици, варовитите доломити и доломитите са в малки количества. В пределите на находището пълната дебелина на аниза не е преминала. По литолого-стратиграфска, сондажно-геофизична характеристика и лабораторни данни, долната част на разреза на Дойренска свита не притежават добри петрофизични параметри. Варовиците са плътни, без видими пори и каверни. Откритата порестост е между 0,2 до 1,3% (Фиг. 3.6.2), а абсолютната от 0,7 до 4,6%.



Фиг. 3.6.2. Петрофизично моделиране на откритата порестост в продуктивния резервоар на Дойренска свита за площта на находище Деветаци по неутронна порестост (СГИ). С лилаво са дефинирани ниските стойности, а с преходите към зелено, жълто и червено високите стойности на откритата порестост.

Абсолютната газопроницаемост е хилядни до стотни (0,001-0,077) милидарси. Порестостта е съизмерима с тази на скалната матрица – 0,10 до 0,30%. Изхождайки от по-високите коефициенти на нефто-газонаситеност на пукнатините, следва резервоара да се определи като пукнатинен тип. В газоносната част статистическите характеристики на параметъра открита порестост на насищане е 1,17%. Пукнатинната порестост 0,13%.

По сондажно-геофизични данни от интерпретацията на кривите на неутрон-гама каротаж = (НГК) е определена обща сумарна порестост. В газоносната част, общата порестост е 2,11%, а по сондажи се изменя от 1,89-2,82%. В газоносната част средноуравновесената по дебелина пукнатинно-кавернозна порестост е 0,79%, по отделните сондажи се изменя от 0,55 до 0,87%. Проницаемостта е определена по лабораторни данни със средна стойност от 0,191mD, а по отделните сондажи се изменя в границите между 0,083 до 0,216mD. Пукнатинната проницаемост за газонаситената част е 8,5mD, а по сондажи е от 5 до 10,8mD.

3.7. Валидиране на 3Д геоложките модели чрез създаване на STOIP карти на ресурси и запаси. Обемна оценка и контрол на качеството на статичния геомодел.

Обемната оценка, често наричана „метод на геолога“, се основава на анализи на скални образци от ядка, сондажно-геофизичен анализ на различни петрофизични криви и геоложки карти. Резервоарната скала се характеризира с порестост и проницаемост, които съдържат значително количество извлекаеми въглеводороди. За разлика от тях нерезервоарната скала обикновено има ниска порестост, ниска проницаемост и ниско или нулево насищане с въглеводороди. Основният контролиращ фактор е литологията (Terry, Ronald, 2015).

Обемният метод е прост подход, който включва определяне на площта на резервоара, дебелината на пласта, обема на скалните пори и съдържанието на течности в порите, за да се изчисли количеството на въглеводородите на място. След това крайният добив може да се оцени с помощта на коефициент на извлекаемост. Всяка от тези променливи обаче има свои собствени несигурности, които, когато се комбинират, могат да доведат до значителни вариации при оценката на запасите (Schlumberger, 2008).

В настоящият дисертационен труд изчисляването на ресурсите на място (GIIP – Gas Initially in Place) и запасите (Recoverable Reserves) е извършено чрез използването на някои данни от експлоатационните сондажи и осъвременен подход при определянето на някои параметри като порестост, ефективна дебелина, обемни коефициенти на нефта и газ, газов фактор, нефтен фактор и коефициент на извлекаемост.

След реинтерпретацията на сондажно-геофизичните и сеизмични данни доведоха до изменение на представата за строежа на Деветашката структура. Съгласно новите представи, площта на структурата обхваща един допълнителен издигнат сегмент в източната част на залежа. Отделя се северен сегмент, явяващ се потънал блок, в който попада само сондаж ИЕ-5 Деветаци. Продуктивната площ е определена на 16 596 956 m². Ефективната газонаситена дебелина на залежа представлява част от общата газонаситена дебелина между повърхността на ВГК и горнището на продуктивния резервоар. Плътните интервали, където не е разкрия мрежа от пукнатини, не са ефективни. При значения на порестостта под 1%, по данни от Балинов и Гришин (1972), остатъчната водонаситеност достига и надхвърля 70%. В този случай създадените в процеса на експлоатация депресии не са достатъчни за осигуряване на движението на газа в порвите канали. По тази причина при изчисляването на запасите се взема в предвид само вторичната порестост от пукнатини и каверни. Определянето на ефективната дебелина е извършено по геофизични данни с еднометров зонд, характеризиращ зоната на проникване на филтратата. В настоящата работа за изчисляване на запасите е прието средноаритметичното значение от крайните резултати, получени от двата метода или 36,85 %. Пукнатинната порестост е определена по данни от сондажно-геофизичните изследвания (БКЗ). Дефинирано е, че интервалите с пукнатинна порестост, по-малка от 0,1% не отдават флуид (Нечай и др., 1969). Абсолютната дълбочина на залягане на ВГК е определена по данни от

изпитанията на сондажи Р-4 и Р-5 Деветаки. Термометричните изследвания по време на сондиране показват, че газ постъпва само от интервала (-3583) до (-3588) м. Това дава основание абсолютната дълбочина (-3588 м) да се приеме за абсолютна дълбочина на началната повърхност на ВГК. Общата газонаситена дебелина е определена като средноуравновесена по всички стойности от сондажите (Белчев и др., 1976). Коефициентът на газонаситеност на междузърнестите пори е определен по данни за остатъчната водонаситеност на ядрови образци (Белчев и др., 1976). Коефициентът на газонаситеност в пукнатините и каверните е определен по геофизичен път чрез данни от неутрон-гама каротаж (НГК) – 81,5 %. По геофизичен път е определена пукнатинно-кавернозната порестост за газоносната част от разреза – 0,79%, основаващ се върху интерпретацията на резултатите на ГК и ПС за неглинест разрез по обема на празнините, в които прониква глинеста промивна течност (Белчев и др., 1976).

Бяха събрани ядрови образци от продуктивната част на въгледородната акумулация Деветаки. Извършени са съвременни лабораторни анализи върху продуктивните интервали. Порестостта и проникваемостта в сондажи Р-2, 3, 4 и 5 Деветаки са изследвани чрез хелиев порозиметър. Данните са представени подробно и в табличен вид в дисертационния труд.

Началното пластово налягане е определено в процеса на изпитание на проучвателните сондажи и е 366 bar, с начален коефициент на свръхсвиваемост (Zn) от 1,014. Поправката за отклонение на въгледородния газ от закона на Бойл-Мариот е 0,986. Началната пластова температура е 112°C, съответно температурната поправка е 0,761.

Изчисляването на запасите от газ и кондензат е извършено при следните параметри:

Формула за изчисляване на ресурси от газ на място (ГИР) по обемния метод:

$$G = F * \text{неф.} * m * R_{пл} / P_{ат} * T_C * \lambda * \beta, \text{ където}$$

G - Запаси от газ на място (ГИР);

F – продуктивна площ;

неф – ефективна дебелина;

m – вторична порестост;

R_{пл} – начално пластово налягане;

P_{ат} – атмосферно налягане;

T_C – температурна поправка;

λ – поправка за отклонение на въгледородния газ от закона на Бойл-Мариот;

β – коефициент на газонаситеност на вторичните празнини (пукнатини и каверни);

$$G = 16\,596\,956 * 0,3685 * 0,79 * 366 / 1,033 * 0,761 * 0,986 * 0,815 = 1\,046\,847\,352 \text{ m}^3$$

Формула за изчисляване на ресурси от кондензат на място по обемния метод:

Q_k = G * q * d * 10⁻⁶, където

Q_k – начални запаси от кондензат;

G – начални ресурси от газ на място;

q – начално кондензатно съдържание;

d – относително тегло на стабиления кондензат;

$$Q_k = 1046847352 * 224 * 0,75 * 10^{-6} = 175\,870 \text{ t}$$

Коефициентът на извлеканост на газа, изчислен въз основа на добитите количества газ от находището е 0,306. Изчислен е като добитото количество от газ – 320 770 000 m³ върху ресурсите от газ на място – 1 046 847 352 m³ според новата оценка в настоящата работа. Коефициентът на извлеканост за кондензата е 0,324, като той е изчислен като добитото количество кондензат – 57 000 t (кумулятивния добив) върху изчислените запаси от кондензат – 175 870 t.

След реинтерпретацията на сондажно-геофизичните и сеизмични данни доведоха до изменение на представата за строежа на **Писаровската структура**. Съгласно новият геоложки модел, площта на структурата обхваща четири блоково разломени сегмента, стъпаловидно потъващи на юг. Продуктивната площ е определена на 3 465 986,9 m². Ефективната газонаситена дебелина на залежа представлява част от общата газонаситена дебелина между повърхността на ВНК, ВГК и горнището на продуктивния резервоар. Нефтоносната площ е ограничена от контура на нефтоносност (ВНК) минаващ по изохипси (-3575 м). Площта на газоносната част по газонепфения контакт (-3560 м) е равна на 2 384 468,4 m². Общата нефтогазонаситена дебелина на залежа се изменя от 0 (при контура) до 74 м за нефтената част от 0 до 15 м, а за газонаситената част от 0 до 59 м. Средноуравновесената стойност на параметъра се равнява на 34,8 м, от които 13,1 м за нефтената част и 21,7 м – за газовата част. По определени кондиционни стойности на проникваемостта и откритата порестост (0,1 mD и 7%) е отделена ефективна дебелина за първичното порово пространство. Средноуравновесената по площ ефективна дебелина за нефтоносната част е 1,4 м, а за газоносната част – 3,4 м. Резервоарните свойства на продуктивните скали са определени по резултатите от лабораторните и сондажно-геофизичните изследвания.

Бяха събрани ядрови образци от продуктивната част на въгледородната акумулация от находище Писарово. Извършени са съвременни лабораторни анализи върху продуктивните интервали. Порестостта и проникваемостта в сондажи от Р-9, 10, 11 и 12 (ИЕ) Писарово са изследвани чрез хелиев порозиметър. Откритата порестост на варовиците и доломитите в Писаровския резервоар варират между 0,2 до 15%.

При изчисляването на ресурсите на място и запасите са взети стойности, определени по сондажно-геофизични данни. Средноуравновесената по площ откритата порестост за нефтената част възлиза на 8,03%, а за газоносната – 9,69%.

Вторичната порестост от разваряне е от единици до 10-12%. Каверните са привързани към доломитизираните варовици. Кавернозната порестост е определена само в един сондаж ИЕ-7 Писарово, където тя е 0,06%. Средната пукнатинна порестост по ядка е 0,25% в сондаж ИЕ-9 Писарово. Средната пукнатинна порестост по геофизични данни е 0,25%. При изчисляването на запасите е прието, че вторичната порестост е 0,35%.

Коефициентът на абсолютна проникваемост за по-голямата част от изследваните образци е под 1mD. Ефективната проникваемост се изменя от 0,1 до 23,50 mD.

Коефициентът на газонаситеност пукнатините и каверните е определен по геофизичен път чрез данни от неутрон-гама каротаж (НГК) – 85 % (0,85%). Началното пластово налягане е определено в процеса на изпитание на проучвателните сондажи и е 346 bar, с начален коефициент на свръхсвиваемост (Zn) от 1,01. Поправката за отклонение на въгледородния газ от закона на Бойл-Мариот е 0,986. Началната пластова температура е 121°C, съответно температурната поправка е 0,7437.

Изчисляване на количество от нефт/кондензат на място по обемния (СТОИР) метод

$$Q_o = F * \text{неф.} * K_{п} * K_{н} * \Theta * \rho, \text{ където}$$

F – площ (m²)

неф. – ефективна нефтонасита дебелина (m)

K_п – среден коефициент на откритата порестост

K_н – коефициент на нефтонасита

Θ – преизчислителен коефициент

ρ – плътност на нефта (g/cm³)

$$Q_o = 3\,465\,986,9 * 1,4 * 0,0803 * 0,85 * 0,483 * 0,817 = 130\,694,891 \text{ t}$$

Формула за изчисляване на ресурси от газ на място (ГИР) по обемния метод:

$$G = F * \eta_{\text{еф.}} * m * R_{\text{пл}} / R_{\text{ат}} * T_C * \lambda * \beta, \text{ където}$$

G - Запаси от газ на място (GIP) (m³);

F – продуктивна площ m²;

Неф. – ефективна дебелина (m);

m – среден коефициент на вторична порестост;

R_{пл} – начално пластово налягане;

R_{ат} – атмосферно налягане;

T_C – температурна поправка;

λ – поправка за отклонение на въгледородния газ от закона на Бойл-Мариот;

β – коефициент на газонаситеност на вторичните празнини (пукнатини и каверни)

$$G = 2\,384\,468,4 * 3,4 * 0,0969 * 345 / 1,033 * 0,7437 * 0,99 * 0,85 = 164\,196\,550 \text{ m}^3$$

Коефициентът на извлеканост на газа, изчислен въз основа на добитите количества газ от находището е 0,256. Изчислен е като добитото количество от газ – 42 039 000 m³ върху ресурсите от газ на място – 164 196 550 m³ според новата оценка в настоящата работа. Коефициентът на извлеканост за нефта е 0,286, като той е изчислен като добитото количество нефт – 37 480 m³ (кумулятивния добив) върху изчислените ресурси от нефт и кондензат – 130 694,891 t.

4. 3-Д резервоарно моделиране

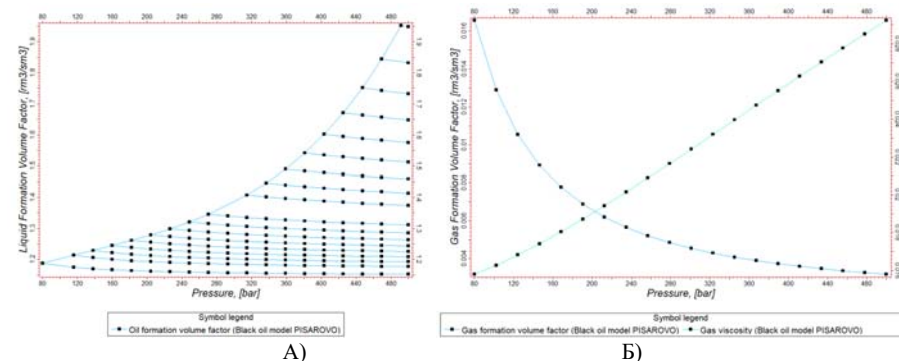
4.1. Флуидни модели на находищата (PVT и лабораторни данни)

Природните резервоари, съдържащи газокондензат са подобни на тези съдържащи газова фаза, но част от намиращият се в тях газ се отделя като течност в зависимост от условията на налягането и температурата в резервоара.

Динамичният модел на резервоара се използва за определяне на поведението на скалите и флуидите в резервоара във времето, докато се произвеждат и изместват флуиди в резервоара. За целите на дисертационния труд е използван софтуерът ECLIPSE на Schlumberger. Динамичните модели на резервоара за газови кондензати могат да бъдат конструирани основно по един от двата различни начина – Нефтен симулация (Black oil fluid model) или Симулация по компонентен състав (Compositional model).

ECLIPSE разграничава тези две възможности за симулация в два различни симулатора, които са съответно E100 и E300. „Симулацията на нефтен модел“, която се използва в настоящата дисертация, е механизъм за симулация, при който компонентите на нефта и газа не се отчитат отделно по време на симулацията, а като едно цяло. В резултат на геофизичните изследвания и изпитанията на сондажите е определено началното положение на водонефтения контакт в **находище Писарово** на абсолютна дълбочина (-3575m). Началното положение на газонефтения контакт е определено по разчетен път. Приета е абсолютна дълбочина (-3660m). За целите на 3-Д резервоарния модел, в софтуерния проект са дефинирани позициите на водонефтения - ВНК (OWC) и газонефтения контакт - ГНК (OGC), чрез модула “Make Contacts”.

Налягането на насищане на нефта е прието за близко или равно на пластовото налягане 300-350 bar. Изхождайки от геоложките условия в залежа, може да се каже, че основните движещи сили в него имат комплексен характер. От една страна действа еластичнонапорната система и енергията на разтворения газ в нефта, а от друга еластичните сили на пластовия нефт и свободния газ. Водонапорната система подпомага залежа с около 60%, а разширението на газова шапка с около 40% (Фиг. 4.1.1).



Фиг. 4.1.1. А) Отношение между налягането и обемния коефициент на кондензата и Б) Фазова диаграма обемн коефициент на газа и вискозитет на газа за находище Писарово.

По фазово състояние **Деветашкото находище** представлява газокондензатен залеж. Въгледородните системи се намират в две състояния – газообразно и течно. Течната въгледородна система (газонаситен нефт) засега е получена само при изпитанието на сондаж Р-6 Деветаци в незначително количество, поради което няма да бъде включена в моделиращия процес на настоящата работа.

Количествата кондензатна фракция на газокондензатната система на находището, която се отделя при близки до оптималните условия за тази цел термобарични условия в сепаратора (P_{сеп} = 69 bar и T_{сеп} = 34°C съставя 224cm³ на 1m³ газ при P_з = 216bar и P_б = 208bar. Кондензатът в Деветаци е прозрачна светложълтеникава течност с относително тегло 0,7471 gr/cm³. Плътноста му по API⁰ е 56,98. Налягането на насищане на кондензатната фаза е 243,3bar. Началното максимално усреднено налягане в резервоара на Деветашкия газокондензатен залеж е 364,5bar, минималното е 63 bar, а средното 290,25 bar. Резервоарната температура е 112°C.

След многократната инициализация на 3-Д динамичните резервоарни симулации са заложили и възприели следните данни за първоначалните условия в Деветашкия залеж. За горна граница на ВГК е приета (-3558m) или 30m по-високо от първоначално отчетената, а за долна граница (-3619m), отчетена спрямо изпитанието на сондаж Р-4 Деветаци, тъй като на тази дълбочина интервалът е дал само пластова вода с разтворен газ. В горните интервали от резервоара на сондаж Р-5 Деветаци навсякъде присъства вода и газ и само в диапазона от (3398 m) до (-3540) m и е регистрирана само газова фаза. Резултатите от изследваните сондажи за определяне на ВГК са дадени в Таблица 4.1.6, взета от доклада за резултатите от експлоатацията на находището.

4.2. Петрофизични функции (PVT и лабораторни данни)

Софтуерната платформа "Petrel" включва функции на насищане обвързани с изменението на налягането в продуктивния резервоар и физическите свойства на флуидите. Тези функции определят взаимодействието на съществуващите течни и газообразни фази и тяхното непрестанно движение в междупоровото и свързващото канално пространство на скалната матрица в процеса на експлоатация на находището.

Функциите на насищане (Saturation functions) представляват таблици, които показват отношението между относителна проницаемост, капилярно налягане и насищане на даден флуид в рамките на продуктивния резервоар. Тези таблици се използват за да се пресметне:

-Началното флуидно насищане на течните и газообразни компоненти във всяка клетка от модела;

- Началната транзитна зона на насищане на всяка фаза;
- Флуидната мобилност пресметната чрез уравнение на материалния баланс.

Функциите на уплътнение (Compaction functions) са падащи менюта с таблици показващи обема на порите спрямо изменението на налягането или коефициента на свиваемост използван от симулатора за определяне и пресмятане на целия обем на порите и неговите вариации. Могат да се избера различни корелационни методи в зависимост от литофациалната принадлежност на продуктивния резервоар. В случая е избран карбонатен резервоар по корелация на Newman. Минимално налягане 262.1 bar и максимално налягане 537.90 bar, с налягане 400 bar и коефициент на порестост от 0.17.

Резултатите са диаграми съпоставящи относителната проницаемост спрямо водонаситеността. Стойностите за двете проницаемости варира с насищането. Кривите илюстрират, че при високо нефтонасищане, относителната проницаемост на нефта е висока, а на водата ниска, нефтът се движи лесно и обратното, при високи стойности на водонасищане водата притежава по-голяма подвижност, докато нефта остава почти неподвижен вътре в порите.

Моделът на двойната проницаемост е приложен за характеризирание на флуидния поток в порово-пукнатинното пространство за карбонатните резервоари в двете изследвани находища. Поради липсата на съвременни PVT изследвания са използвани заложи в софтуера параметри за дефинирането на пукнатинната проницаемост в избрания модел на двойна проницаемост (Double permeability) за находища Писарово и Деветаки. Допълнително при дефинирането на симулационния случай (Simulation Case) е зададен коефициент на обемна пукнатинност (Matrix-fracture coupling), който в изчислен от докладите на находището – 260 1/m² за Деветашкия залеж и 150 1/m² за находище Писарово.

4.3. Стратегии за доразработка на находищата (Експлоатационни данни)

Една от научно-приложните задачи на настоящата дисертация е да се установи механизмът на работа на газокондензатните резервоари на находища Писарово и Деветаки, като се използват реални експлоатационни данни и резултатите от моделирането. Оптималната стратегия за доразработка на изследваните находища позволява добивът на въглеводороди да се поднови и осъществи по възможно най-ефективен начин. Оптимизацията на добива от залежите е ключов за пълноценното извличане на ресурсите от въглеводороди на място (IOIP).

Находищата, избрани за обекти на настоящите проучвания са изоставени на този етап, но 3-Д моделите показват, че биха могли да се окажат перспективни в няколко направления. Въпреки че добивът от находищата е скрит, данните показват, че някои от сондажите са били изоставени поради блокиране на кондензат около забойната зона. Практически при експлоатацията на сондажите се образуват водни и газови конуси с пробиви на газ и вода в перфорирани интервали. Освен това нецелесъобразно е разкрита цялата нефто-газонаситена дебелина, позволила внедряването на тези водни конуси и в газоносната част на залежа и директно изтощаване на газовата шапка. Ретроградната кондензация и отлагането на кондензат се дължат на спадането на налягането в призабойна зона на сондажите.

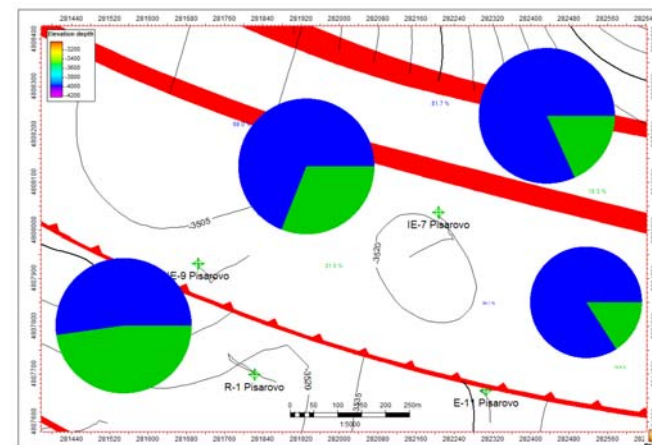
Писаровското находище е открито през 1976-1977 г. и е експлоатирано до 1989 г. Залежът още след първите пет години на експлоатация се характеризира с много висока оводненост на продукцията. Общият сондажен фонд се състои от 12 сондажа, от които в пределите на нефтогазонаситената част попадат само 5 сондажа – Р-1, ИЕ-7, ИЕ-9, Е-11 и Е-14. От тях в разработката на залежа са участвали само три: ИЕ-7, ИЕ-9 и Е-12. Незначителни количества въглеводороди са добити от Е-11, тъй като се намира в периферията на залежа. Два от търсещо-проучвателните сондажи са извън контура на находището Р-2 и Р-3, три от проучвателните – Р-4, Р-6, Р-8 и един от изпреварващо-експлоатационните се оказали извън контура на залежа. Сондаж ИЕ-11 практически не е експлоатиран и поради аварийно състояние след сондиране. Промислен приток от кондензат и газ е получен първоначално от сондаж Р-1, но същият

аварира още при усвояването му.

По направените разчети в докладите от експлоатацията на находището, прави впечатление, че сондажите не са били предадени в добро техническо състояние за експлоатация. Максималният годишен добив е бил постигнат през 1982 г. След 1982 г., при увеличаването на броя сондажи, започва намаляване на добива от кондензат, поради оводняване на продукцията от 42% през 1982 г. на 90,3% през 1985 г. Сериозни затруднения по време на добива са създавали образуването на конуси от газ и вода, тъй като етажът на нефтоносност е едва 15 м. От находището са добити около 42 039 000 м³ газ и 37 480 м³ нефт (Фиг. 4.3.1).

Поради липса на съоръжения за сепариране и измерване на газа и кондензата, добивът на кондензат и газ се отчита съвместно.

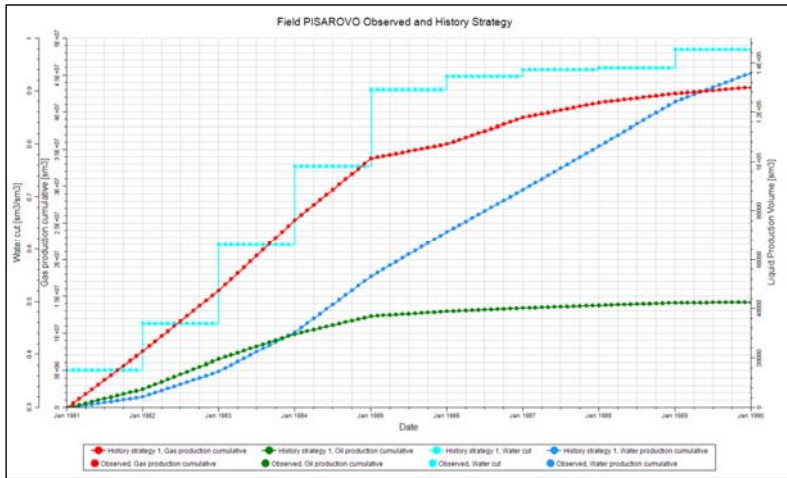
Наличието на H₂S в пластивите флуиди е било пречка за редовните и качествени замери на пластивите налягания. В режимните изследвания в сондажите ИЕ-7 и ИЕ-9, началното пластиво налягане, приведено към водонепения контакт (ВНК) (-3575м) е 346 атм. Приведеното начално пластиво налягане към средата на етажа на газоносност е 342 атм (при -3528 м).



Фиг. 4.3.1. Кръгови диаграми на кумулативен добив на течност – нефт в зелен цвят и вода в син цвят за находище Писарово върху структурната карта на триаският продуктивния резервоар (Дойренска свита).

Графиките на кумулативните добиви отразяват развитието на добива, дебитите и стратегията за експлоатация на находище Писарово през годините (Фиг. 4.3.2). Първата графика показва кумулативния добив на газ, нефт и вода, както и водният коефициент (water cut). Наблюдава се плавно увеличение на добива на газ и нефт до определен момент, след което доминира производството на пластива вода, което показва изчерпване на енергийните механизми на резервоара и увеличаване на оводняването.

Втората графика представя промените в дебитите на газ, нефт и вода с времето. Наблюдават се периоди на увеличаване и намаляване на дебитите в зависимост от експлоатационната стратегия, като намаляването в края на периода отразява изчерпване на резервоара или спад в налягането.



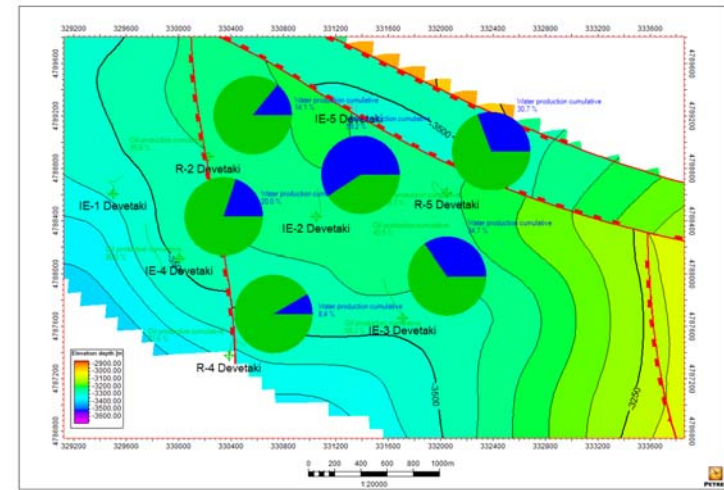
Фиг. 4.3.2. Графика на кумулативния добив на нефт (кондензат), газ и вода (Observed) по години за находище Писарово, заредени в модула Историческа стратегия (History Strategy) в софтуерната платформа Petrel.

Деветашкото газкондензатно находище е открито през 1969 г. От самото начало до средата на 1976 г., находището е експлоатирано с изключително високи темпове. Като в края на 1976 г. експлоатацията е прекратена поради оводняване на сондажите и спадане на устиевото налягане и поради липса на локален консуматор за природен газ.

От началото на разработката на находището през месец май 1973 г. в експлоатация са се намирили шест сондажа: P-2, P-4, P-5, ИЕ-2, ИЕ-3 и ИЕ-4. Сондаж ИЕ-1, който дава промишлен приток на газ не е въведен в експлоатация поради технически причини (нехерметичност на обсадната колона). Сондажите P-3, P-6 и ИЕ-5 попадат извън границите на газокондензатния залеж.

През периода на експлоатацията от находището са добити около 320 млн. м³ природен газ и около 57 хил. м³ кондензат. Находището престоява с консервирани сондажи във времеви диапазон между 1977-1999 г. В началото на 2000 г. са установени значителни пропуски на газ от устиевото оборудване на сондаж ИЕ-2. Общо по време на доразработването на находището (П. 2001 – VIII. 2003 г.) са добити 7,379 млн. м³ газ, 1211 м³ (920 t) кондензат и 15373 м³ пластова вода. От направения анализ на резултатите от експлоатацията на сондажа в този период се стига до извода, че продължаването на експлоатацията ще е икономически неефективна и по тази причина е прекратена.

Създадена е Историческа стратегия (History Strategy) на разработката на Деветашкото находище от началото на експлоатацията му през 1973 г. до края през 01.01.2004 г. Направени са настройка на критериите, по които симулатора ще изчислява. Добавено е правило (Rule) за преференциална фаза в резервоара. Чрез кръгови диаграми (pie charts), е показан кумулативния добив на течност, респективно на кондензат (зелено) и пластова вода (синьо), изразени в процентно съотношение (Фиг. 4.3.3), които реално отразяват степента на оводненост на залежа.



Фиг. 4.3.3. Кръгови диаграми на кумулативен добив на течност – кондензат в зелен цвят и вода, в син цвят за находище Деветаци върху структурната карта на триаския продуктивния резервоар.

На Фигура 4.3.4., в графичен вид са представени кумулативните добиви и дебити на Деветашкия залеж от началото до края на експлоатацията му. Графиката показва кумулативния добив на газ, нефт и вода, както и оводнеността (water cut). Наблюдава се рязко нарастване на кумулативния добив на газ и нефт в началото на експлоатацията (70-те години), последвано от стабилизация. Кумулативният добив на вода също се увеличава, но значително по-късно, след 2000 година, което отразява нарастващото обводняване на резервоара.



Фиг. 4.3.4. Графика на кумулативния добив на кондензат, газ и вода (Observed) по години за находище Деветаци, заредени в модула Историческа стратегия (History Strategy) в софтуерната платформа Petrel.

4.4. Резервоарна симулация и инициализация на 3-Д моделите

В 3-Д резервоарните модели на находищата е необходимо да се определят първоначалните наситености на газ, нефт и вода. Данните за налягането обикновено се задават към определена референтна дълбочина. По подразбиране референтната дълбочина в софтуерната платформа Petrel е средното морско равнище. Минимумът за генерирането на резервоарна симулация е наличието на флуиден модел, данни за относителна проницаемост (relative permeability) и свиваемост (compressibility) (на флуидите и скалната матрица).

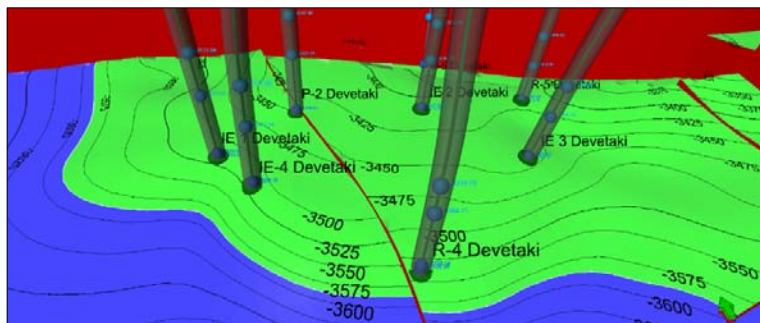
За целите на настоящото изследване е избрана методиката на еквилибриума, въпреки че е приложима и енумерацията. Еквилибриумът е избран за настоящото изследване, тъй като осигурява бърз и ефективен начин за анализ на фазовото поведение и разпределението на флуидите в находищата, като същевременно отчита влиянието на налягането и температурата върху равновесието между фазите. Това е особено подходящо за хетерогенни находища като Писарово и Деветаки, където прецизното моделиране на резервоарните условия е от ключово значение за оптимизацията на добива.

Симулационният случай (Simulation Case) в платформата Petrel E&P е цялостна настройка, която включва всички необходими данни и параметри за симулиране на поведението на даден резервоар във времето. Това включва интегриране на геоложки, геофизични и инженерни данни за резервоара, за да се създаде модел, който може да прогнозира бъдещото функциониране на резервоара при различни сценарии (Schlumberger, 2017).

Ключови компоненти на симулационния подход са:

1. Геоложки модел: Това включва структурната рамка, стратиграфията и петрофизичните свойства на резервоара.
2. Модел на резервоара: Съдържа данни за порестост, проницаемост и флуидонаситеност.
3. Флуиден модел: Определя свойствата на флуидите в резервоара, като нефт, газ и пластова вода.
4. Начални условия: Задава началните условия за налягането, температурата и разпределението на флуидите.
5. Стратегии за разработване: Включва разположението на сондажите, графици за добив и инжектиране и оперативните ограничения.
6. Параметри на симулацията: Определя времевите стъпки, изходните параметри и други настройки, необходими за изпълнение на симулацията.

На Фигура 4.4.1. е представен флуидният модел на находището Деветаки, визуализиращ дълбочинните контури, разположението на сондажите, флуидните зони в резервоара, заредени обсадни колони и интервали на перфорация.



Фиг. 4.4.5. Заредени интервали на перфорация, дълбочина и диаметър на обсадните колони за находище Деветаки.

5. Оценка и анализ на резултатите

5.1. Съпоставка на резултатите от моделирането с реалните експлоатационни данни

След построяването на 3-Д резервоарния модел на флуида, той трябва да се съпостави и коригира съобразно наличните данни, за да се осигури точна методика на изследване. Този процес на коригиране се нарича “Историческа съпоставка” (History Matching) и целта е да се установи коректен резервоарен модел и да се направят бъдещи прогнози. Два различни метода могат да се използват в процеса на съгласуване на историята. Първият, който се използва най-често и също така е използван в настоящата дисертация, е ръчният метод, а вторият е автоматичен.

Историческата съпоставка е процесът на коригиране на модела на резервоара, за да се приведе в съответствие с наблюдаваните данни от находището (добив, налягане, температура и т.н.) във времето. В софтуера Petrel на Schlumberger този процес включва калибриране на динамичен модел на резервоара чрез промяна на входните параметри на модела напр. проницаемост, порестост, свойства на флуида, условия в сондажа), за да се съгласуват резултатите от симулацията с реалните данни.

В добрата нефтена практика допустимата разлика между предвижданията на резервоарния модел и реалните експлоатационни данни обикновено зависи от целите на модела и качеството на наличните данни:

- 5-10% - Счита се за добро съответствие, особено ако моделът е разработен на базата на висококачествени данни.
- 10-20% - Допустима разлика в много случаи, когато данните от модела и реалните измервания не са напълно точни (например при ограничени данни или сложни резервоарни условия).
- Над 20% - Счита се за значително отклонение, което изисква преглед и прецизиране на модела или подобряване на качеството на данните.

В настоящия дисертационен труд използвахме обичайните практики за минимизиране на разликите чрез използването именно на Историческа съпоставка (History Matching), при която резервоарният модел се калибрира спрямо реалните експлоатационни данни. Използваният софтуер ни позволи приложение на усъвършенствани методи като стохастично моделиране и инверсни анализи, за да се намалят несигурностите.

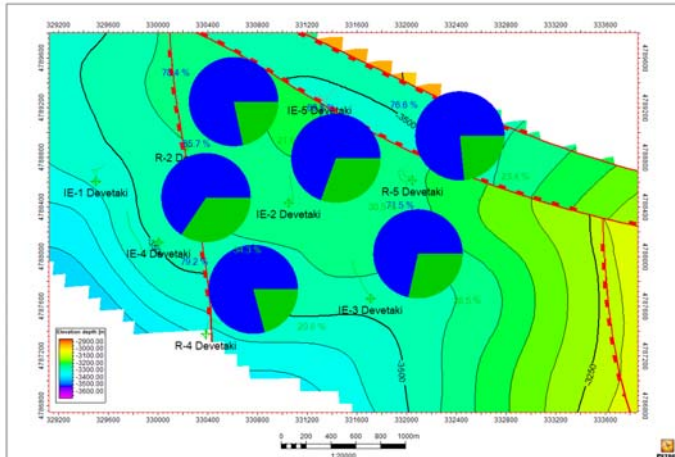
В следващите графики и диаграми на добива ще бъдат разгледани резултатите от симулационния модел „CASE_DEVETAKI_2”, който се доближава съществено до реалните данни от експлоатацията на Деветашкия залеж. Този модел бе избран след няколкократни итерации и промяна на позицията на преходната зона на ГНК, която не е дефинирана с точност в етапа на оценка на находището. Заложената първоначална позиция и ширина на преходната зона на контакта в карбонатния резервоар не отразява добре съпоставката между реалните експлоатационни данни и симулационния случай.

Единствената промяна в първоначалните условия и параметри за Деветашкия залеж с цел постигане на оптималния резултат от до 2,51% разлика в добива на кондензат ($57\,309\text{ m}^3$) в симулационния случай и $58\,784\text{ m}^3$ от реалните данни за добива) и 0.47% разлика в кумулативния добив на газ ($304\,410\,000\text{ m}^3$ и $305\,850\,000\text{ m}^3$) са постигнати с увеличаване дълбочината на преходната зона с ГНК до (-3619м). Основният параметър, който е с отличителни стойности е добитото количество вода от резервоара, което е в доста по-голям обем от предполагаемото, изчислено единствено на база на среден воден фактор (Фиг. 5.1.1). Средната стойност на оводненост на находището е 70%, а разликата със средния воден фактор и модела е 37%. В преходната четвърта глава от дисертацията бе описано, че **липсват всякакви данни за количествата добита вода и кондензат**, поради отсъствието на сепаратори и съоръжения. **Моделът показва доста по-висока степен на оводненост от предполагаемата, която средно е 73,4%, което го утвърждава като напълно реалистичен на база и на 98,5% съвпадение на реалните данни за добив на газ и кондензат**, при

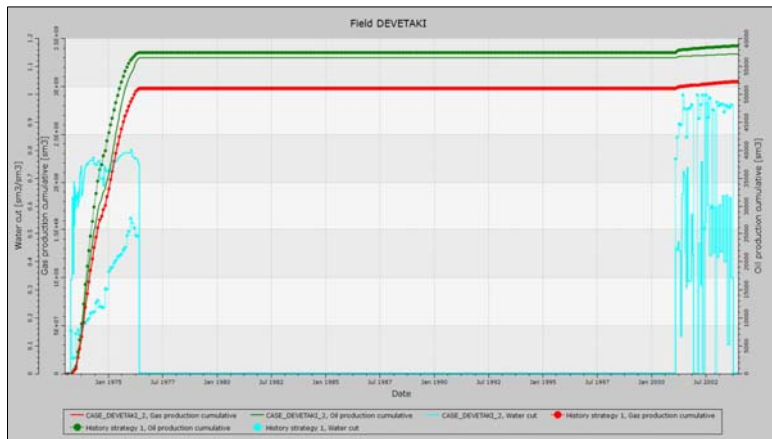
допустима максимална разлика от 20% и тези на инициализирания симулационен случай CASE_2_DEVETAKI (Фиг. 5.1.2)..

С помощта на резервоарното моделиране и симулация е създаден реалистичен модел (с много добро съответствие на моделните с изходните параметри), който отразява условията в резервоара на Деветашкия залеж, дори при липса и непълнота на експлоатационните данни.

Това въвежда още веднъж същественото съвременно приложение настоящата методика за постигане на максимални резултати при извличането на въглеводородните ресурси от дадено находище.

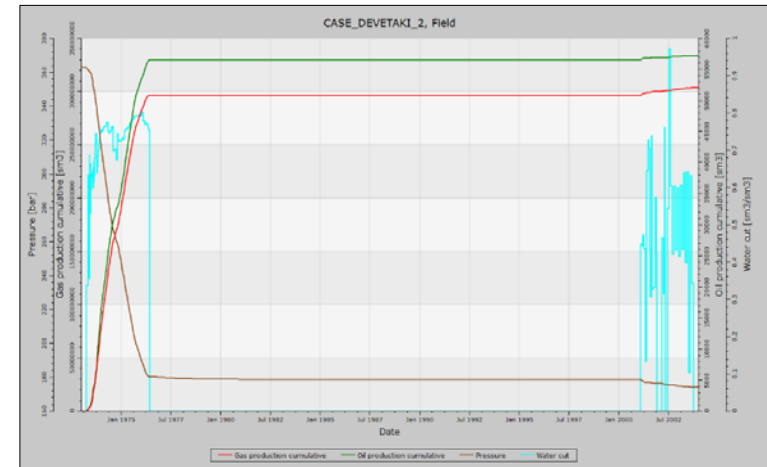


Фиг. 5.1.1. Кръгови диаграми на кумулативен добив на течност в симулационния случай CASE_2_Devetaki.



Фиг. 5.1.2. Графика представяща основните показатели за производителността на находище Деветакци, съпоставени с реалните експлоатационни данни и валидиращи симулационния случай, респективно резервоарен модел „CASE_2_Devetaki“.

С течение на времето налягането се стабилизира, което предполага или намалени производствени темпове, или поява на външни поддържащи механизми, например инжектиране на вода, приток на пластова вода от подстиляния въглеводородната акумулация водоносен хоризонт (Фиг. 5.1.3). Добивът на кондензат се увеличава бързо в началото на времевата линия и достига плато, когато налягането в резервоара намалява. Това е типично за находище, което преминава във фаза на спад, при която енергията на пласта (налягането) за поддръжане на добива намалява. Добивът на газ също се увеличава в началото, но изглежда, че с течение на времето достига до плато или се забавя, следвайки подобна на добива на кондензат тенденция.



Фиг. 5.1.3. Графика представяща кумулативните добиви на кондензат и газ, както оводнеността и промените в налягането с течение на времето на находище Деветакци, за симулационния случай CASE_2_Devetaki“.

Оводнеността започва рязко да се увеличава, когато добивът на кондензат и газ достигне плато. Това показва пробив на пластова вода в експлоатационните сондажи, вероятно поради високото изчерпване на налягането в резервоара, което от своя страна води до формирането на водни конуси и локално издигане на ГВК около ствола сондажа.

С увеличаването на производството, добивът на пластова вода доминира, стабилизирайки високи стойности, което показва, че залежът се намира в късен/зрял стадий от живота си. Налягането се стабилизира и на двете графики след първоначалния спад, вероятно защото притокът на пластова вода от водоносния хоризонт замества празното порово пространство, оставено от добива на въглеводороди (Фиг. 5.1.3).

В настоящият раздел всеки сондаж е оценен по четири ключови показателя - добив на газ, добив на кондензат, продуктивен индекс и оводненост. Фиг. 5.1.4. показва разликите между производствените характеристики на моделираните сондажи:

- Сондаж Р-4 демонстрира най-добри показатели за продуктивност и стабилност.
- Сондаж ИЕ-2 показва висок добив на газ и умерена оводненост.
- Сондаж Р-5 е засегнат от значителна оводненост и нестабилност.
- Сондаж Р-2 показва стабилност с умерени нива на оводненост.



Фиг. 5.1.4. Графика на сравнителен анализ на сондажите от Деветашкият залеж.

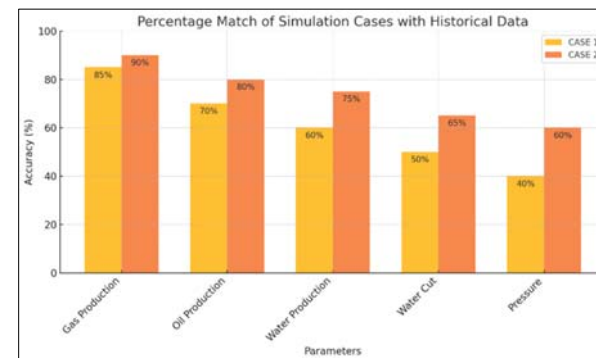
В следващите графики и диаграми на добива са разгледани резултатите от симулационните модели „PISAROVO_CASE_1” и „PISAROVO_CASE_2”, които отразяват възможностите за прилагане на различни стратегии за разработка на находище Писарово след извършване на резервоарната симулация със софтуера ECLIPSE. Анализът показва, че моделът „PISAROVO_CASE_2” се доближава значително до реалните данни от експлоатацията на резервоара, включително подобрение на представянето на динамиката на налягането, производството на вода и съотношението вода/нефт и кондензат (water cut).

Графиката, която представя процентното съвпадение между симулационните случаи (CASE 1 и CASE 2) и историческите данни за всеки параметър е илюстрирана на Фиг. 5.1.5, където:

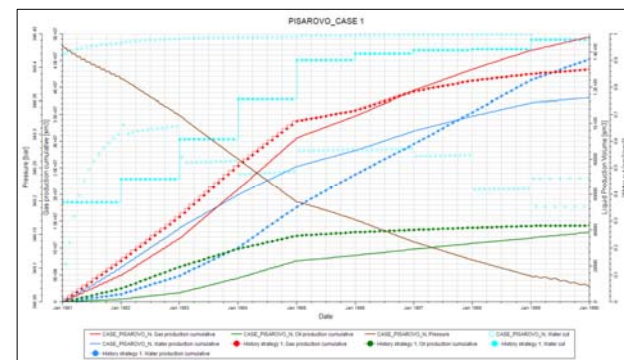
- **Gas Production/Газов добив:** CASE 2 има по-високо съответствие (90%) спрямо CASE 1 (85%).
- **Oil Production/Добив течна фаза:** CASE 2 е по-точен (80%) в сравнение с CASE 1 (70%).
- **Water Production/Добив вода:** CASE 2 отново превъзхожда CASE 1, с 75% срещу 60%.
- **Water Cut/Съотношение:** CASE 2 е значително по-добър (65%) от CASE 1 (50%).
- **Pressure/Налягане:** CASE 2 предлага по-добро съвпадение (60%) спрямо CASE 1 (40%).

При „CASE 1” кумулативният добив на газ (червена линия) показва по-бързо нарастване спрямо експлоатационните данни от "History Strategy 1" (Фиг. 5.1.6). В ранния етап (1981–1985 г.) симулацията надценява реалното производство, но след това трендовете са по-сходни. Кумулативното производство на нефт и кондензат (зелена линия) показва стабилен ръст, но значително се разминава с реалните данни, като надценява добива. Реалната крива от "History Strategy 1" показва по-бавен темп на нарастване. Кумулативният добив на вода (синя линия) в „CASE 1” е слабо представен до около 1985 г., след което започва да нараства, но остава по-ниско от историческите данни. Оводнеността е подценена, като реалните стойности са по-високи през целия период. Налягането (кафява линия) спада по-бързо в „CASE 1”, което предполага по-форсирана експлоатация на находището.

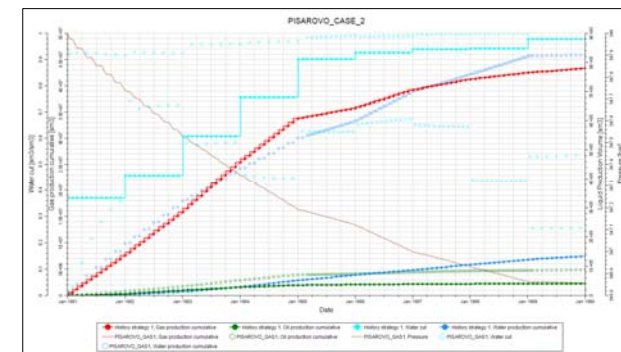
При „CASE 2” кумулативният добив на газ (червена линия) е по-близко до историческите данни в началните години (1981–1984 г.), но след това надценява реалният добив (Фиг. 5.1.7).



Фиг. 5.1.5. Графика показваща процентното съвпадение на симулационните случаи за находище Писарово – CASE 1 и CASE 2.



Фиг. 5.1.6. Графика представяща основните показатели за производителността на находище Писарово съпоставени с реалните експлоатационни данни за “PISAROVO_CASE_1”.



Фиг. 5.1.7. Графика представяща основните показатели за производителността на находище Писарово съпоставени с реалните експлоатационни данни за “PISAROVO_CASE_2”.

Направените изводи до тук са, че „CASE 1“ изглежда прекалено форсиран и оптимистичен в прогнозите си за добива на газ, нефт и кондензат, като подценява водната инвазия. Инициализираният „CASE 2“ е по-реалистичен и е по-близък до историческите данни в ключови аспекти като налягане и оводненост, което го прави по-надежден за вземане на решенията относно разработването на находището.

Значителните подобрения в точността на симулационния модел „PISAROVO_CASE_2“ са постигнати чрез по-детайлно дефиниране на преходната зона на контакта газ-нефт (ГНК), (-3540м) и вода-нефт (ВНК), (-3575м), което позволи по-добро съответствие с експлоатационните данни. Основните резултати показват, че при този модел разликата в кумулативният добив на нефт и кондензат е 20%, а за газа до 10%. Забелязва се по-осезаема разлика в стойностите на оводнеността и при двата симулационни случая, около 35% разлика за „PISAROVO_CASE_2“. Най-важни за симулацията са данните, които засягат изменението на налягането в залежа с напредването на експлоатацията.

От сравнителната графика става ясно, че отклонението от 40% в симулацията на налягането (в CASE 1) е значително, което предполага, че моделът не отчита правилно някои ключови физико-химични процеси в резервоара. В доклада за находището е посочено, че изменението на налягането не е отчитано коректно в последните години поради наличието на сероводород (H₂S) и това донякъде може да обясни част от несъответствието.

Създаденият симулационен модел „CASE_PISAROVO_2“ показва сравнително добра степен на съвпадение с историческите данни – около 85% за добива на газ и нефт (кондензат) при допустима разлика от 20%. Този резултат го утвърждава като основен инструмент за разработка на залежа и за прогнозиране на бъдещите нива на добив. Въпреки това може да бъде подобрен и прецизиран относно промените в налягането и оводнеността чрез генерирането на различни симулационни сценарии. Те ще позволят прогнозирането на въздействието на различни технологии върху добива от находище Писарово, като същевременно минимизират разходите за разработка и експлоатация на находището.

Графиката (Фиг. 5.1.8), която представя сравнителен анализ на сондажите Е-12, ИЕ-9 и ИЕ-7 в Писаровското находище показва, че:



- Сондаж Е-12 (червено): Най-високи стойности за добив на газ, но с по-висока оводненост и по-нисък продуктивен индекс в края на периода.
 - Сондаж ИЕ-9 (синьо): Добри стойности за добив на газ, но с колебания в продуктивния индекс и по-висока оводненост.
 - Сондаж ИЕ-7 (зелено): Най-стабилен продуктивен индекс и най-ниска оводненост, но с по-ниски стойности за добив на газ и нефт.
- Диаграмата подчертава различията в поведението на сондажите и демонстрира необходимостта от специфични стратегии за управление на всеки от тях.

Фиг. 5.1.8. Графика на сравнителен анализ на сондажите от Писаровският залеж.

5.2. Идентификация на проблеми и контрол на качеството

Идентификацията на проблеми и контролът на качеството на 3-Д резервоарния модел са ключови стъпки за гарантиране на неговата достоверност и приложимост. Процесът започва с оценка на входните данни, които включват сеизмични, сондажни, петрофизични и PVT данни.

Основната цел на идентификацията на проблеми и контрол на качеството е повишаване на надеждността на модела. Това е необходимо за оптимизация на разработката на находището, минимизиране на несигурностите и симулация на различни стратегии за добив. Надеждният модел позволява вземане на стратегически решения относно сондирането, извличането и

управлението на ресурсите, като същевременно осигурява съответствие с регулаторните изисквания. Контролът на качеството и оптимизацията на модела са критични за дългосрочната ефективност на експлоатацията на находището и намаляването на екологичния риск.

Процесът на създаване на 3-Д геоложкия модел за находищата Писарово и Деветаци, акцентира върху структурното моделиране, фащиалното разпределение, петрофизичния анализ и оценката на запасите.

В настоящата работа са отчетени в детайли структурираната идентификация на проблемите и препоръките за оптимизация на геоложкия и резервоарен модел.

Корелацията между геоложкия и резервоарния модел изисква интеграция на висококачествени данни, усъвършенствани методологии и непрекъснат контрол на качеството. Решенията за оптимизация, като по-точна интерпретация, валидиране с независими данни и анализ на несигурността, ще повишат надеждността на модела и ще осигурят основа за ефективна разработка на находищата Писарово и Деветаци.

Настоящият анализ подчертава важността на историческата съпоставка за валидиране на симулационните модели. Разработените модели за находищата Деветаци и Писарово са първите успешни модели, но включват възможности за допълнително подобрене в бъдеще. Прецизиране на параметрите и използване на усъвършенствани технологии ще подобрят прогнозите и ще оптимизират добива на въглеводороди.

5.3. Експлоатационен профил на добива от находищата

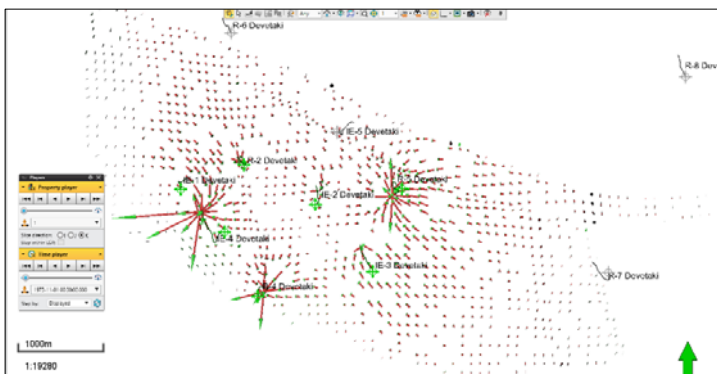
Анализът на експлоатационния профил на находищата е критичен за разбирането на поведението на резервоара през различните фази на експлоатация. Той дава възможност за диагностика на ключовите проблеми, като хетерогенност на колектора, изчерпване на налягането и водна инвазия. Освен това осигурява база за разработване на стратегии за оптимизация на добива и дългосрочното управление на находището.

В началните етапи (1973–1975 г.) потокът в находище Деветаци е равномерно разпределен, като резервоарът е в състояние на естествено равновесие (Фиг. 5.3.1). Това позволява максимален дебит, но с нарастващата експлоатация потокът започва да се концентрира около активните сондажи, като например Р-2 и ИЕ-5. Анализът разкрива постепенна загуба на равномерното налягане и създаване на зони с ниско налягане около активно експлоатиранияте сондажи. Неоптимально включване на периферните зони в добива, което ограничава използваемостта на целия резервоарен капацитет.

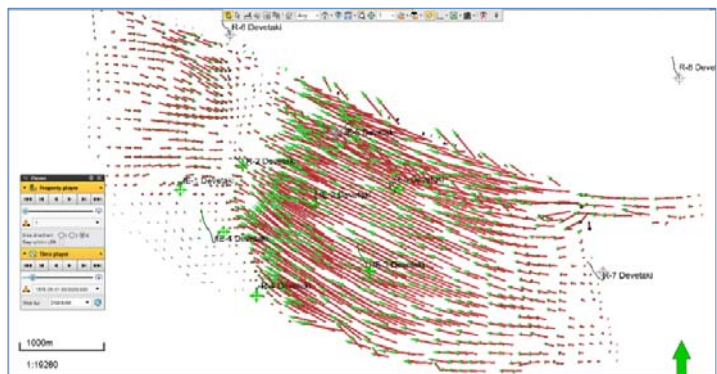
Промените в интензитета на потока между различните зони, особено след 1976 г. (Фиг. 5.3.2), подчертават наличието на хетерогенност в колектора. Вариации в проникваемостта и потенциалното наличие на геоложки бариери са основните причини за диференцираното движение на флуидите. Този анализ е ключов за идентифициране на области с по-ниска проникваемост (например около Р-7 и Р-8), които ограничават притока. Определяне на зони с неизползван потенциал, които могат да бъдат включени в бъдещи стратегии за добив.

Към 1980 г. се наблюдава началото на пробив на пластова вода, особено в зоните с ниско налягане. Това явление е индикация за изчерпване на газовия капан и за намаляване на ефективността на резервоара.

Данните от 1990 и 2004 г. показват значителни спадове на налягането в централните зони, което е ясен знак за изчерпване на резервоара. Анализът на експлоатационния профил показва темпа на изчерпване на налягането. Тази оценка ще спомогне за предвиждането на дългосрочните ефекти върху производителността и разработване на сценарии за поддържане на налягането чрез инжектиране на газ или вода.



Фиг. 5.3.1. Експлоатационен профил на находище Деветаки с динамиката на флуидните потоци към края на 1973 г.

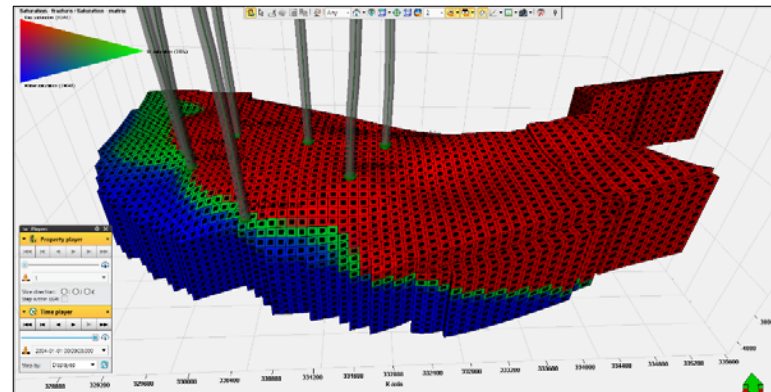


Фиг. 5.3.2. Експлоатационен профил на находище Деветаки с динамиката на флуидните потоци през септември 1976 г.

В следващите изображения е показано изменението на флуидонаситеността във вертикална посока и в отделни пластовете, на които предварително е сегментиран колектора.

Газонаситените зони (червено) заемат централна позиция около активните сондажи. Тази конфигурация показва висока първоначална наситеност с газ и кондензат при относително ниска водна инвазия. Кондензатните зони (зелено) са ограничени, което предполага високо налягане и стабилност в първоначалните условия. Периферните зони (особено около P-7 и P-8) остават неактивни, което подсказва за недостатъчно въвличане в добива от залега (Фиг. 5.3.3). На базата на резултатите от резервоарното моделиране е извършен подробен анализ, който разкрива динамиката на наситеността на газ, кондензат и вода във всеки слой от находището. Този анализ предоставя ценна информация за текущото състояние на резервоара и потенциала за бъдеща експлоатация.

Ефективното управление находище Деветаки изисква динамични симулации за прогнозиране на поведението на флуидите в резервоара, заедно с прилагане на съвременни технологии като хоризонтални сондажи, хидравлично разбиване и използване на химически реагенти за подобряване на извличането.

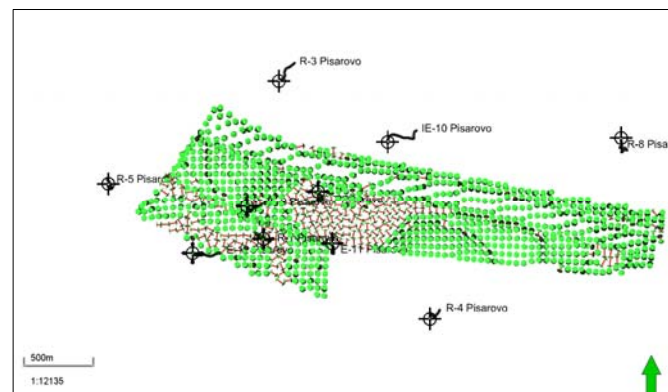


Фиг. 5.3.3. Резервоарен модел на находище Деветаки в края на експлоатацията (01.01.2004г.).

Поради сложността на тяхната експлоатация, газокондензатните находища често се разглеждат като стратегически ресурси, изискващи дългосрочно планиране и интегриран подход за управление, какъвто е и конкретния случай.

Анализът на експлоатационния профил на находище Писарово, базиран на данните от 1981 г., 1982 г., 1986 г. и 1989 г. се фокусира върху сондажите, които попадат в контура на находището: E-12, IE-9, IE-7 и E-11 (Фиг. 5.3.4). Разкриват се ключови тенденции в динамиката на потока, налягането и влиянието на водната инвазия. Този анализ позволява изготвянето на стратегия за оптимизация на добива и дългосрочно управление на находището.

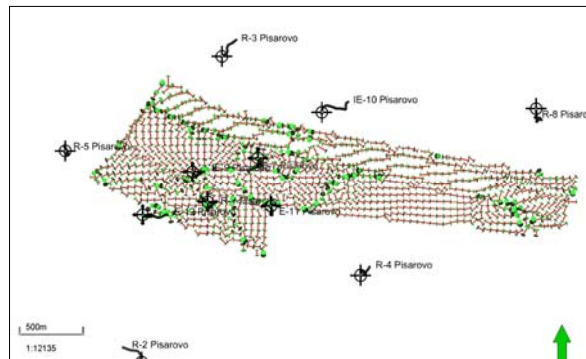
През 1981 г. потокът на флуидите показва сравнително равномерно разпределение с леки градиенти на налягане към активните сондажи IE-9 и E-11 (Фиг. 5.3.14). Централните части на резервоара, около IE-9, започват да показват концентрация на потока, което е индикация за влияние на производственото налягане. В същото време периферните зони, включително около E-12 и IE-7, остават слабо активни, което подсказва за потенциално неизползвани ресурси.



Фиг. 5.3.4. Експлоатационен профил на находище Писарово към края на 1981 г.

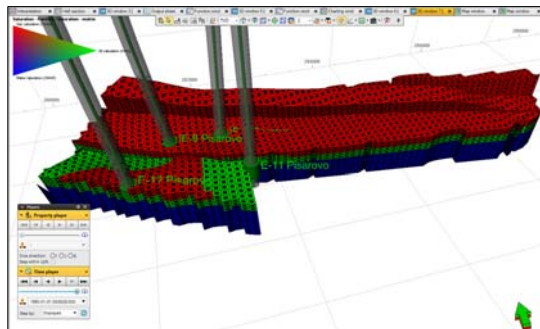
През 1982 г. потокът става по-силно концентриран около активните сондажи ИЕ-9 и Е-11. Наблюдава се формиране на радиална структура на потока към тези точки, което показва начално изчерпване на налягането в централните части. Периферните зони, като тези около Е-12 и ИЕ-7, все още показват слаб поток, вероятно поради по-ниска проницаемост или липса на ефективно включване в добива. Водната инвазия започва да става забележима в зоните с намаляващо налягане, особено около ИЕ-9. До 1986 г. потокът е значително концентриран около ИЕ-9 и Е-11, които доминират в добива. В периферните части, като тези около Е-12 и ИЕ-7, потокът остава слаб, което може да е резултат от геоложки бариери или ниска локална проницаемост. Това подчертава необходимостта от по-ефективно включване на тези зони в добивната стратегия.

През 1989 г. потокът е силно концентриран около ИЕ-9 и Е-11, докато периферните зони около Е-12 и ИЕ-7 все още остават слабо активни (Фиг. 5.3.5). Резервоарът показва ясни признаци на изчерпване в централните части, като водната инвазия продължава да засяга производителността.



Фиг. 5.3.5. Експлоатационен профил на находище Писарово към края на 1989 г.

Находище Писарово е обект на подробен анализ, като особен акцент се поставя върху наличието на нефтена ивица и промените в наситеността с газ, кондензат и вода в различните пластовете на резервоара. Този характерен елемент допринася за сложната динамика на поведението на флуидите и налага специфичен подход в управлението на експлоатацията (Фиг. 5.3.18).



Фиг. 5.3.18. Резервоарен модел на находище Писарово в края на експлоатацията (01.01.1990 г.).

5.4. Възможни сценарии за подобряване на извлекаемостта на въгледородните ресурси от двете находища и прилагане на EOR (Enhanced Oil Recovery) методи за оптимизация на добива

Моделирането и симулацията на природните резервоари служат като основа на нефтената геология и практика, като осигуряват подробно, прогнозно разбиране на подземните колектори. Те преолюват „пропастта“ между необработените геоложки данни и приложимите инженерни решения, като позволяват оптимизиране на добива на въгледороди при управление на рисковете и опасенията за околната среда (Schlumberger, 2017). Тези инструменти са незаменими за постигане на максимална икономическа и оперативна ефективност на проучването и добива на въгледороди.

Находищата Писарово и Деветаци представляват газокондензатни резервоари с наличието на нефтена ивица, чието ефективно разработване изисква прилагане на иновативни технологии и стратегии, съобразени с най-добрите практики в нефтената индустрия. Данните от 3-Д резервоарните модели и анализа на техните петрофизични характеристики разкриват ключови предизвикателства, като водна инвазия, ретроградна кондензация, хетерогенност на колектора и недостатъчно включване на периферните зони. С оглед на икономическата целесъобразност и за оптимизацията на добива в моделираните находища могат да бъдат приложени част от следните сценарии и методи:

1. Поддържане на налягането чрез инжектиране на газ или други флуиди

- Инжектиране на сух газ: Този метод може да минимизира ефекта на ретроградната кондензация и да подобри мобилността на въгледородните компоненти. Подходящ е за горните газови зони с висока концентрация на кондензат.

- Инжектиране на азот или въглероден диоксид (CO₂): Тези газове могат да повишат налягането в резервоара и да увеличат добива, като същевременно улесняват мобилизацията на остатъчния газ и кондензат.

- Инжектиране на вода: В периферните части и извънконтурните зони с по-ниска проницаемост може да се приложи водно инжектиране за поддържане на налягането и избягване на пробив на пластова вода в активните зони.

2. Оптимизация на извличането чрез EOR технологии за интензификация на добива

- Полимерно инжектиране: Полимерите могат да намалят ефекта от водната инвазия, като увеличат вискозитета на инжектираната вода и предотвратят бързия пробив в продуктивните зони.

- Инжектиране на повърхностно активни вещества (сърфактанти): Ще подобри ефективността на извличане на остатъчния кондензат в зони с висока капилярна бариера.

- Химично инжектиране: Използване на химикали, които намаляват междуповърхностното напрежение между флуидите и резервоарната скала, особено в зоните с натрупване на кондензат.

3. Прилагане на усъвършенствани сондажни техники

- Хоризонтални сондажи: Ефективни за извличане на газ и кондензат от големи площи с ниска вертикална проницаемост и минимизиране на конусообразуването на вода и газ.

- Насочени сондажи: Подходящи са за зони с висока хетерогенност и бариери, които затрудняват традиционните вертикални сондажи.

- Многоетапно хидравлично разбиване: Този метод ще повиши добива от зони с ниска проницаемост и ще осигури достъп до остатъчни въгледороди в слабо активни части на резервоара.

4. Управление на ретроградната кондензация

- Използване на външни компресори: За събиране и повторно инжектиране на утаените тежки компоненти, като по този начин се поддържа максимална ефективност на извличане.

- Регулиране на добивното налягане: Поддържането на налягането над точката на росата е от ключово значение за минимизиране на натрупването на кондензат в порите.

5. Включване на неизползваните периферни зони в добива

- Използване на геостатистически методи за определяне на зоните с неизползван потенциал, особено около периферните сондажи като Е-12, ИЕ-7 (Писарово) и Р-7, Р-8 (Деветаци).

- Прецизиране на флуидните модели за по-добро прогнозиране на остатъчните ресурси в тези зони.

6. Прилагане на иновативни технологии

- Компонентни резервоарни модели: Тези модели ще осигурят по-точна прогноза за поведението на газокондензнатната смес, като вземат предвид фазовите взаимодействия и динамиката на флуидите.

- Динамични симулации: За прогнозиране на дългосрочното поведение на резервоарите и оценка на ефективността на различни стратегии за добив.

- Използване на машинно обучение и изкуствен интелект за анализ на големи обеми данни и автоматизация на процесите за оптимизация на модела.

Находищата Писарово и Деветаци представляват сложни газокондензнатни системи с нефтена ивица, чието ефективно разработване изисква стратегически подход и внедряване на съвременни технологии за ре-експлоатация. За оптимизацията на добива е необходимо прилагането на методи, които са съобразени с техните специфични характеристики.

Заклучение

Резултатите от дисертационния труд предоставят цялостна оценка на изследваните находища чрез разработените геоложки и резервоарни модели, които са валидирани с реални експлоатационни данни. Анализът подчертава значителният принос на иновативната методология за моделиране, която за първи път се прилага в България за изследване на „зрели“ газокондензнатни находища.

Разработените 3-Д геоложки и резервоарни модели показват висока степен на точност, като отклоненията между прогнозните и реалните обеми на въгледороди са в рамките на 20%. Това потвърждава надеждността на използваните методологии и засилва увереността в прогнозите за бъдеща разработка. Изградените статични и динамични модели в Писаровска и Деветашка плочи отразяват реалистично хетерогенността на резервоарните свойства и разпределението на флуидите.

Съпоставянето на историческите данни от изучените сондажи и литолого-стратиграфските интерпретации, както и въведените корекции, подобряват точността на моделите и намаляват несигурността в прогнозите. Валидирането на резултатите чрез сравнение със сеизмични профили потвърждава съответствието между геоложките интерпретации и реалните структурни елементи.

Разработените модели предоставят икономически изгодни решения за управление на „зрели“ находища. Прогнозите показват, че прилагането на иновативните технологии може да намали разходите за нови сондажи и да увеличи възвращаемостта на инвестициите. Идентифицирането на високопродуктивни зони чрез моделиране допринася за по-ефективно планиране на капиталовложенията.

Получените резултати подчертават значението на устойчивото управление на ресурсите, като предлагат стратегии за намаляване на екологичния отпечатък. Интеграцията на съвременни технологии и оптимизираното използване на съществуващата инфраструктура могат да минимизират негативното въздействие върху околната среда и подобряват енергийната ефективност на находищата.

Резултатите от комплексния анализ и оценка доказват, че предложената методология за 3-Д геолошко и резервоарно моделиране е ефективна и приложима както за зрели, така и за потенциално нови находища. Дисертационният труд предлага нов иновативен подход към националните проучвания и управление на въгледородните ресурси, като същевременно

предоставя платформа за устойчиво развитие и енергийна сигурност.

Получените резултати от проведените комплексни анализи и 3-Д моделиране водят до следните **основни изводи**:

- Детайлният структурно-геоложки анализ на Писаровската и Деветашката плочи потвърждава техния сложен строеж, характерен за Южномизийската периплатформена зона, включваща структурни капани с доказан въгледороден потенциал. Тези геоложки структури са обусловени от дълбоки флексури и разломи, които контролират натрупването на седиментите. Разрезът в изследвания район е доминиран от мезозойски седименти (триаски и юрски), които демонстрират значителна литолого-фашиална изменчивост, отразяваща регионалната тектонска еволюция.
- Основни колекторски свойства се наблюдават в среднотриаските карбонати на Дойренска свита, което ги прави основни продуктивни единици. Анализът на добивните данни подчертава зрелият етап на експлоатация на находищата, където остатъчната продуктивност е ограничена от хетерогенността на резервоарните тела и физическите свойства на скалите. Възможностите за оптимизация на добива са свързани с иновативни подходи за управление на резервоарите.
- Прецизното 3-Д моделиране, целящо изясняване на пространствената геометрия и характеристика на находищата, потвърди високата хетерогенност на резервоарите, както и изменчивостта в дебелините, порестостта и пропускливостта на продуктивните пластове.
- Резултатите от 3-Д моделирането налагат извода, че газокондензнатните находища Писарово и Деветаци представляват важни ресурси, чието развитие и оптимизация чрез съвременни методи могат да допринесат за повишаване на енергийната сигурност на България.
- Прилагането на сондажно-геофизични, сеизмични и геохимични анализи демонстрира ефективност при изграждането на комплексна база данни за изследваните находища. Това позволява интегрирането на различни подходи за по-пълна интерпретация на геоложките структури.
- Реализираните XRD и XRF анализи осигуряват съвременни данни за химичния и минералогичен състав на изследваните проби, което спомогна за потвърждаване, доуточняване и дефинирането на основните литостратиграфски единици и оценката на колекторските свойства на среднотриаските карбонати.
- Софтуерните лицензирани платформи Petrel E&P и Eclipse позволиха изграждане на високопрецизни 3-Д модели на пространственото разпределение на порестостта и флуидонасищането за подобряване на планирането и управлението на резервоарите.
- Приложената методология за 3-Д геолошко и резервоарно моделиране, нова и иновативна за България, позволи прогнозиране на оптимални сценарии за доразработка на находищата.
- Анализът на седиментната покривка, базиран на 13 литолого-стратиграфски граници за находище Писарово и 16 за Деветаци, подчертава значителното разнообразие в дебелините и хоризонталните вариации на продуктивните пластове. Тези данни са от съществено значение за валидиране на геоложките и резервоарните модели.
- Обединените данни от 38 сондажа (20 в Писаровската плоч и 18 в Деветашката) осигуряват висококачествена основа за изготвяне на прецизен геоложки модел. Включени са литолого-стратиграфски анализи, интерпретации на сеизмични профили и петрофизични измервания, които разкриват ключовите характеристики на продуктивните резервоари. Данните очертават значителни различия в дебелината на продуктивните слоеве, като най-дебелите части на резервоарите са концентрирани в централната зона на Деветашката структура. Обновената геоложка база данни позволи детайлна интерпретация на структурните елементи, като идентифицира ясно изразена

- хетерогенност и фащиални преходи.
- Интерпретацията на геофизичните данни и сондажните разрези подчертава наличието на сложни тектонски структури, включително разломни системи, които контролират разпространението на продуктивните пластовете. В Писаровската площ е установено доминиращо развитие на сводови структури, докато в Деветашката площ се наблюдава дълбока флексура, благоприятстваща натрупването на въгледороди. Геометрията на основните литолого-стратиграфски единици е изяснена чрез структурното моделиране. Моделът очертава зоните на максимално натрупване на флуиди, които са свързани със структурните капани. Среднотриаските карбонати на Дойренска свита са идентифицирани като основен продуктивен интервал, с висока порестост и средна проницаемост. Фащиалното моделиране разкрива наличието на хоризонтална зоналност, обусловена от батиметрията и седиментните процеси. Петрофизичните анализи подчертават по-добра порестост в централните зони на находищата, като стойностите достигат до 15-18%. Площите с ниска порестост, разположени в краищата на резервоарите, показват ограничена продуктивност, което изисква специфични стратегии за разработка.
 - STOIP анализите потвърждават точността на изградените модели, като обемите на място съвпадат с експлоатационните данни. Валидирането от своя страна доказва, че прогнозите за остатъчните запаси са реалистични. Контролът на качеството на статичните модели осигурява надеждна основа за следващите етапи на динамично моделиране и симулации.
 - Колекторите показват значителна хетерогенност в характеристиките на газокондензата между различните части на находищата. В Деветашката площ се наблюдават по-добри физични свойства на газокондензата, с висок кондензатен фактор, докато в Писаровската площ се наблюдава по-висока компресия и по-нисък относителен добив.
 - Резултатите са интегрирани в модела, което позволява симулация на различни режими на разработка. Използването на капилярно налягане и относителна проницаемост като параметри в моделите осигурява реалистична прогноза за поведението на флуидите. Моделът е адаптиран за прогнозиране на дългосрочните ефекти на налягането и взаимодействието между зоните на високо и ниско флуидонасищане. Този подход позволява детайлно проследяване на процесите на изчерпване и насищане в отделните части на резервоарите.
 - Разработени са няколко сценария за оптимизация на добива, включително инжектиране на газ или вода за поддържане на налягането. Сценарият за хоризонтално отклонение (сайдтрак) от съществуващи сондажи предлага значително увеличение на извлекемостта в краищата на резервоарите. Динамичната симулация показва, че инжекционните програми могат да удължат производствения живот на находищата с до 10 години.
 - Симулациите потвърждават, че прилагането на иновативни технологии може да увеличи извлекемите запаси с до 25% спрямо базовия сценарий. Потенциалните зони за нови сондажи са ясно идентифицирани, което минимизира риска и разходите при бъдеща разработка.
 - Резултатите от моделирането са в съответствие с добивните данни, като разликите между прогнозните и реалните обеми са в рамките на допустимата грешка от 20%. Това валидира точността на моделите и предлага увереност в приложимостта им за бъдещо планиране. Сравнението с исторически добивни данни разкрива възможности за подобрения в управлението на резервоарите.
 - Корекциите, направени в моделите, повишават тяхната надеждност и минимизират несигурността. Включването на допълнителни данни, като нови сондажни разрези, подобрява прецизността на прогнозите. Разработените сценарии за доразработка на

находищата предлагат икономически ефективни решения, които могат да увеличат извлекемите запаси с минимални капиталовложения. Инвестициите в хоризонтални отклонения и инжекционни технологии са оценени като най-обещаващи, със средна възвращаемост от 15-20%.

- Изградените модели предлагат решения, които минимизират екологичния отпечатък чрез ефективно управление на ресурсите и избягване на прекомерно налягане върху резервоарите. Прилагането на съвременни подходи за управление допринася за устойчивото развитие на националния енергиен сектор.

Приноси

Авторските научни и научно-приложни приноси в представения дисертационен труд са предпоставка за бъдещи търсещо-проучвателни и експлоатационни дейности, като могат да се обобщят в следните четири направления:

I. Приноси в методологията на изследване

- ✓ **Приложени са интегриран подход и геостатически методи за моделиране на порестост, проницаемост и флуидонаситеност.**

За първи път в България е използвана цялостна методика за 3-Д геоложко и резервоарно моделиране на газонефтен/газокондензатни находища в последен или изтощен стадий на експлоатация. Този подход съчетава съвременни софтуерни платформи (Petrel E&P и Eclipse) и най-новите международни практики, което поставя нов стандарт за изследване на „зрели“ въгледородни залежи.

Геостатистическите алгоритми, използвани за моделиране на порестост и проницаемост, позволяват идентифициране на зони с висок потенциал за извличане на флуиди, което увеличава точността на прогнозните добиви.

Разработени са фащиални и петрофизични модели, които предоставят пространствена интерпретация на ключови резервоарни свойства, като порестост, проницаемост и флуидонасищане, с висока резолюция и прогностична стойност.

- ✓ **Осъществена е иновационна интеграция и интерполация на данни при моделирането.**

Създадените 3-Д модели са първите в България, които включват интеграция на геоложки, петрофизични и динамични данни с фокус върху газокондензатни находища, което създава нов стандарт за изследване и управление на такива ресурси. Подходът за комбинирано структурно и фащиално моделиране предлага ново ниво на детайлност, което може да бъде адаптирано за други находища.

- ✓ **Интегрирана е адаптивна техника за симулация.**

Създадени са сценарии за динамично резервоарно моделиране, които вземат предвид регионалната хетерогенност и вариациите в литолого-стратиграфските комплекси, като са изготвени прогнози за поведението на резервоарите при различни експлоатационни условия.

II. Приноси в геоложкия и резервоарния анализ на находищата.

- ✓ **Направена е подробна геоложка и резервоарна характеристика.**

Чрез интеграция на исторически и нови данни е направена детайлна характеристика на литолого-стратиграфските единици в находищата Писарово и Деветаци, като е разкрита тяхната значителна хетерогенност и структурно разнообразие.

- ✓ **Осъществен е тектонски и структурен анализ на изследваните площи.**

Анализът на тектонското и седиментното развитие на Южноизточната периплатформена зона предлага нова интерпретация на структурните капани, които играят ключова роля за акумулацията на въгледороди.

✓ **Оценени са продуктивните интервали.**

Приведени са нови геоложки, сондажно-геофизични и петрофизични доказателства за качествата на среднотриаските карбонати на Дойренска свита като основни резервоарни тела.

✓ **Изградена е стабилна основа за бъдещи изследвания.**

Получените резултати и модели могат да бъдат използвани като основа за бъдещи проучвания в сходни геоложки среди, както и за доразработка на други находища.

III. Приноси за енергийния сектор

✓ **Оценени са възможностите за оптимизация на добива.**

Разработените сценарии за доразработка включват хоризонтални отклонения (сайдтракове) и инжекционни програми, които могат да увеличат извлекаемите запаси с до 25%, намалявайки риска и разходите за бъдеща ре-експлоатация.

✓ **Получените положителни резултати могат да бъдат полезни за подобряване на икономическата ефективност.**

Симулациите предлагат стратегически планове за максимално извличане на ресурсите с минимални капиталовложения, като се фокусират върху устойчивото управление на зрелите находища.

✓ **Предложени са иновативни технологии.**

Разработката на 3-Д геоложки и резервоарни модели демонстрира потенциала на съвременните технологии за интеграция и анализ на данни, както и за интензификация на добива, които могат да бъдат приложени към други находища в региона и страната.

IV. Приноси в бъдещи научно-образователни дейности

✓ **Получените нови резултати и модели разширяват научните познания за района.**

Дисертацията допринася за обогатяване на научната база данни за геоложките и петрофизични особености на Южномизийската платформа, като предлага нови перспективи за интерпретация и моделиране на „зрелите“ резервоари.

✓ **Натрупаният голям обем от геоложка информация е приложима в учебно-образователния процес.**

Разработените модели и методология са ценен ресурс за развитие на кадри в областта на геологията и проучването на енергийни ресурси. Дисертацията предлага нов подход за обучение и квалификация на специалисти, работещи в геоложкия сектор, чрез използване на съвременни софтуерни платформи и технологии. Моделите и данните могат да бъдат използвани като учебен материал за студентите геолози и инженери в различни специалности на СУ „Св. Климент Охридски“ и МГУ „Св. Иван Рилски“.

Благодарности

Бих искала искрено да изразя своята дълбока благодарност към научният си ръководител доц. д-р Никола Ботушаров за неговата неизчерпаема подкрепа, търпение и професионализъм по време на моята работа. Неговият опит, ценни съвети и вдъхновение бяха основен двигател за напредъка ми и за постигането на целите ми в изследователската дейност. Неговият подход към науката и ангажираността му към развитието на младите изследователи ме мотивираха да надмина собствените си очаквания и да се усъвършенствам във всяка стъпка от процеса. Благодарение на него не само придобих ценни знания, но и развих умения, които ще ми служат през цялата ми кариера. Оценявам също така и човечността, която внася в работата си, което прави съвместните ни дейности не само плодотворни, но и изключително приятни.

Благодаря на проф. д-р Цвета Станимирова и геолог Веселина Накова от СУ „Св. Кл. Охридски“ за помощта при изследването и анализа на пробите с XRF и XRD; Благодарности на колегите от МГУ „Св. Иван Рилски“ за лабораторните изследвания на колекторските свойства на представителните образци.

Специални благодарности на проф. дн Николай Бонев и доц. д-р Невен Георгиев за съветите и цялостния преглед на дисертационния труд. Признателна съм на преподавателите от катедра „Геология, палеонтология и изкопаеми горива“ на СУ за подкрепата и колегиалното отношение при работата върху дисертацията.

Благодаря също така на ръководството и колегите ми от „Проучване и добив на нефт и газ“ АД за цялостната подкрепа и приятна работна атмосфера през годините.

Посвещавам дисертацията си на семейството ми, което бе до мен във всичко.

Публикувани материали във връзка с дисертацията

Мариновска, Е. 2021. Компютърни методи за оптимизация на добива от нефтогазови находища в последен стадий на експлоатация. Геология и минерални ресурси, София, бр. 1-2, стр. 6-8.

Marinovska, E. 2021. Scenarios for increasing oil and gas recovery rates from brownfields with 3D Modeling and Simulation. XXII International Forum-Contest of Students and Young Researchers, Saint Petersburg, Russia, May 19–21, 2021, Abstracts, Volume 2, p. 19-20. <https://cloud.mail.ru/public/BQdG/fydzL8xco>

Marinovska E., Botoucharov N. 2021. Preliminary results of XRF and XRD analyzes for lithofacial characteristics of the Doirentsi Formation reservoir carbonates in the south-central part of the Moesian Platform. REVIEW OF THE BULGARIAN GEOLOGICAL SOCIETY, vol. 82, part 3, 2021, p. 141–143, Sofia, Bulgaria. <http://dx.doi.org/10.52215/rev.bgs.2021.82.3.141>

Marinovska E., Botoucharov N. 2022. Comparative analysis of porosity and permeability in gas condensate fields Pizarovo and Devetaki - database for a contemporary geological and reservoir model. *AAPG Regional Conference and Exhibition for "Revitalizing Old Fields and Energy Transition in Mature Basins"*, May 3-4, Budapest, Hungary, Poster Session. <https://erc.aapg.org/2022/Technical-Program/Program/Posters>

Мариновска, Е. 2022. Изследване и корелация на порестостта и проникваемостта в газокондензатни находища Писарово и Деветакци - 3D геоложки и резервоарни модели. Трети интердисциплинарен докторантски форум на БАН 6-7 юни, гр. Кюстендил, стр. 54.

Marinovska, E., Application of 3D Reservoir Geological Models for Enhanced Oil Recovery (EOR) on carbonates (Doirentsi Fm) and sandstones (Kostina Fm) in various gas-condensate-oilfields, Bulgaria, 4th Interdisciplinary PhD forum with international participation 16-19 May 2023, Sandanski, Bulgaria, p. 23. *Отличена с диплома от жури на БАН за изнесения доклад.* <https://www.bas.bg/?p=44508&lang=en>