



**МИННО-ГЕОЛОЖКИ УНИВЕРСИТЕТ
„СВ. ИВАН РИЛСКИ“**

ГЕОЛОГОПРОУЧВАТЕЛЕН ФАКУЛТЕТ

КАТЕДРА „ГЕОЛОГИЯ И ПРОУЧВАНЕ НА ПОЛЕЗНИТЕ ИЗКОПАЕМИ“

маг. инж. Николай Красимиров Христов

**ПЕРСПЕКТИВИ ЗА ИЗГРАЖДАНЕ НА ПОДЗЕМНИ ГАЗОВИ
ХРАНИЛИЩА В МЕЗОЗОЙСКИЯ РАЗРЕЗ НА ЦЕНТРАЛНА СЕВЕРНА
БЪЛГАРИЯ**

А В Т О Р Е Ф Е Р А Т

на дисертация

за получаване на образователна и научна степен „Доктор“

по научна специалност

„Геология и проучване на полезните изкопаеми“

професионално направление

5.8. „Проучване, добив и обработка на полезни изкопаеми“

Научен ръководител: доц. д-р Ефросима Занева – Добранова

**София
2015**

Защитата на дисертацията ще се състои на 09.09.2015 г. от 10:00 часа в зала 346 на МГУ „Св. Иван Рилски“ – София на заседание на Научното жури, съгласно ЗРАСРБ.

Материалите по защитата са на разположение на интересуващите се в сектор „Студентска и преподавателска мобилност“ на МГУ „Св. Иван Рилски“, София, Студентски град, ул. „Боян Каменов“, Ректорат, етаж 3, стая 79.

Данни за дисертационния труд:

- страници: 157;
- фигури: 47;
- таблици: 15;
- цитирани литературни източници: 140;
- публикации: 2.

Дисертационният труд е обсъден и предложен за защита на заседание на разширен катедрен съвет на катедра „Геология и проучване на полезните изкопаеми“, протокол №11 от 08.07.2015 г.

Автор: **Николай Красимиров Христов**

Заглавие: **ПЕРСПЕКТИВИ ЗА ИЗГРАЖДАНЕ НА ПОДЗЕМНИ ГАЗОВИ ХРАНИЛИЩА В МЕЗОЗОЙСКИЯ РАЗРЕЗ НА ЦЕНТРАЛНА СЕВЕРНА БЪЛГАРИЯ**

Тираж: 20 бр.

АНОТАЦИЯ

С настоящият дисертационен труд е направен анализ и обобщение на световния опит за изграждане на подземни газови хранилища. Оценявайки необходимостта от изграждане на допълнителни мощности за съхранение на природен газ, с оглед обезпечаване на различни аварийни ситуации, компенсиране на неравномерностите в потреблението, транзитния пренос на газ, е изведена обосновката на актуалността на разглеждания проблем. Описани са подробно различните методи за съхранение, като е направен извод, че за територията на България една от потенциалните възможности е създаване на изкуствени газови акумулации във водоносни структури. Този метод е широко използван в световната практика.

Разгледан е подробно мезозойския разрез на Централна Северна България и са оценени възможностите за изграждане на подземни газови хранилища в конкретни перспективни водоносни структури.

На основата на литературни данни, е разработена и адаптирана, за условията на България методология, включваща редица критериални показатели, за експресна и достоверна оценка на пригодността на геоложки структури за изграждане на подземни газови хранилища. Използвайки въведената методология и нейното апробиране са оценени редица потенциални структури. Отделени са няколко, които са интересни от геоложка и хидрогеоложка гледна точка, във връзка с разглеждания проблем.

Като най-подходяща е избрана структура Горско Сливово от проницаемия валанжински регионален природен резервоар в мезозойския разрез. Извършено е детайлно изучаване и е разработен 3Д геоложки модел. Използвайки този модел са направени предварителни разчети на потенциалното подземно газово хранилище. Проведени са и моделни хидрогазодинамични изследвания.

Основен проблем при изграждане на ПГХ във водоносни структури е инвестицията за закупуване и нагнетяване в пласта на буферен газ, който е от изключителна важност за рентабилността на проекта. В тази връзка е разработена и представена методика за експресна оценка на пригодността на водоносни структури за изграждане на подземни газови хранилища, базираща се върху изчисляване на минималните допустимите количества буферен газ, без това да възпрепятства нормалната им експлоатация. Моделът е апробиран върху структура Горско Сливово.

ВЪВЕДЕНИЕ

Основната цел на настоящият дисертационен труд е изследване на перспективите за изграждане на подземни газови хранилища в мезозойския разрез на Централна Северна България.

Основни задачи на изследването

Основните задачи на изследването са формулирани, както следва:

- Да се анализират и систематизират съществуващите критериални показатели за избор на подходящи обекти за съхранение на природен газ, като се адаптират за условията на България;
- Да се оценят перспективни обекти в мезозойския разрез на Централна Северна България, на база адаптираните критериални показатели;
- Да се изберат потенциално подходящи обекти, от оценените и да се предложи обект за задълбочени изследвания;
- Създаване на геоложки и филтрационен модел на избран обект за изследване в колектори с двойна порестост;
- Моделиране движението на двуфазни системи (газ-вода) в колектори с двойна порестост. Анализ на получените резултати;
- Да се изследва и предложи модел за оптимизиране на буферния обем газ при изграждане на подземни газови хранилища във водоносни структури;
- Да се апробира моделът на избраната водоносна структура.

Обект на изследването

Обектът на изследване е процесът на анализиране, оценка, моделиране, симулация, проектиране и създаване на подземно газово хранилище във водоносна структура.

Методология и методи на изследване

За решаване на поставените задачи е приложено комплексно методично изследване, което обхваща няколко насоки:

- анализ на публикуваната и фондова информация. Това позволи да бъде изучен световния и национален опит и да се прецени неговата приложимост за конкретния обект на изследване;
- анализ на геоложката обстановка в Централна Северна България и отделяне на онези структурно-тектонски и хроностратиграфски нива, благоприятни за създаването на изкуствени акумулации;
- анализ на хидродинамичните показатели и особеностите на подземните води, подходящи за създаването на изкуствен обект;
- избор и обосновка на методиката за геоложко и филтрационно моделиране;
- избор на математически модел за моделиране на двукомпонентни системи в колектори с двойна порестост;
- избор на математически модел за оптимизиране на буферния газ;
- избор на подход за осъществяването на апробацията върху конкретния обект на изследване.

За изпълнение на методичното изследване бяха проучени геоложките материали за ЦСБ, тектонската и палеотектонската обстановка, литоложките особености на разреза на фанерозоя, степента на изученост, геометрията и привързаността към геоложкото пространство на голям брой локални структури. За част от тях бе приложен метода на аналогията с подобни образувания у нас и в чужбина. Геометричните показатели са определени чрез математическо изчисляване по специално подготвени за целта структурни построения. Оценен е наличният фондов материал от проведените сеизмични проучвания и реинтерпретирани сеизмични профили (72 бр.). Същата процедура е приложена за интерпретация и реинтерпретация на сондажно-геофизични разреза, проведени в площ Горско Сливово и съседните на нея (5 бр.). Оценени са наличните фондови материали, отразяващи литолого-физичната характеристика на избраните резервоарни и екраниращи хоризонти. За допълване на информацията са проведени специализирани лабораторни изследвания върху избрани образци от колекторните и екраниращите скали, предоставени от Националното ядрохранилище на Р.България и изследвани в център по „Повишение на нефтоотдаването“ към Национален Минерално-Суровинен Университет „Минен“ в гр. Санкт Петербург, Руска Федерация. Изследвани са 8 ядрови образци – пет от колектора и три от покривката на водоносна структура „Горско Сливово“, което се осъществено през 2014 г. За онагледяване на особеностите на геоложкия и хидрогеоложкия строеж на структура Горско Сливово, е използван академичен лиценз на софтуерен продукт OpendTest, на който са изготвени геоложки, хидрогеоложки и хидродинамичен пространствени модели. Във връзка с оптимизацията на буферния обем на изкуствена акумулация е предложен и използван математичен метод и алгоритъм за решаването на задача за оптимизиране.

Научен принос

- Предложено е необходимото условие за пригодност на водоносна структура за изграждане на ПГХ, базирано върху създаване на зависимост на минимално допустимия буферен обем газ от псевдокривината на пласта (характеристика на пукнатинност) и проникваемостта на поровата матрица (характеристика на порестата среда). Посочените характеристики дават възможност да се вземат предвид основните особености на процесите на филтрация на пластовите флуиди в пукнатинно-поровите карбонатни колектори. При използване на необходимото условие, под минимално допустим буферен обем газ се разбира буферният обем, чието намаляване води до оводняване на сондажите. Формулирано е условие, което позволява въз основа на информацията за геоложко-физичните параметри на пласта-колектор без да се правят подробни технологични изчисления да се установят геоложките структури, които не са перспективни за подземно съхранение на газ.
- Формулирана е задача за избор на оптимален обем буферен обем. Предлаганата постановка се отличава минимум сумарни разходи на газ за създаване на буферен обем и разходи, свързани с компресиране на нагнетявания. Същевременно задачата отчита списък с ограничения, включващ не само обезпечаването на зададения активен обем газ, но и технологичните изисквания, свързани с допустимите режими на експлоатация, допустимата степен на оводняване на сондажите на етапа на добива му от ПГХ, максимално допустимата стойност на пластовото налягане, максимално допустимия обем, запълван с газ в пласта-колектор.
- Онагледен е метод за решаване на поставената задача, критерий за която е минимизиране на разходите на газ за създаване на буферен обем газ и неговото компресиране. Методът се състои от алгоритми за създаване на функции, формиращи критерия за оптималност и ограничаване на задачата, и алгоритъм за търсене екстремума на целевата функция, който позволява да се

заобиколят трудностите, свързани с нелинейния характер на целевата функция и ограниченията за поставената задача за оптимизация.

Структура и обем на дисертацията

Настоящият дисертационен труд се състои от 6 основни глави: *Съвременно състояние на проблема за подземно съхранение на природен газ в геоложки структури; Преглед върху геологията на Мезозойската система в централна северна България; Анализ на геоложките предпоставки и избор на перспективни геоложки структури; Характеристика на Горскосливовската водоносна структура като потенциален обект за създаване на ПГХ; Моделни изследвания на Горскосливовската структура; Оптимизация на буферния обем газ на примера на водоносна структура Горско Слиново, Заключение и Литературна - справка – 118 бр. публикувани и 22 бр. фондови материала.*

Важен елемент от този процес представляват разработените и използвани при анализите, обобщенията и оценките, принципни постановки и методични подходи. Те са съобразени, както с изискванията на съвременната теория и практика по изследвания проблем, така и със специфичните геоложки особености на мезозойските седименти в изучаваната територия. На тази основа са предложени критериални показатели за избор на подходящи водоносни пластовете за съхраняване на природен газ. Предложени са, също така, класификационни схеми за оценка на локалните структури и свързаните с тях природни капани по степен на перспективност и подготвеност за реализация на поставените цели. Като се има предвид рисковият характер на разглеждания метод за съхраняване на природен газ, като потенциални обекти за изграждане на газови хранилища са разглеждани само локалните позитивни структури и свързаните с тях природни капани от структурен тип.

Като основа за извършените анализи, обобщения и оценки е използвана фондовата информация от проведените от началото на 50-те години на ХХ в. и по-късно геологопроучвателни, изследователски и обобщителни работи в разглежданата територия, както и публикуваната в монографични издания и статии. Тя е оценена на базата на нейната актуалност, представителност и достатъчност за целите на настоящето изследване.

Ръководейки се от възприетите принципи и подходи, се прави преглед върху геологията на мезозойските седименти в изучаваната територия. Акцентира се върху стратиграфията, литологията, структурно-тектонската и хидродинамичната обстановка.

На базата на хроно- и литостратиграфската подялба и на литоложката характеристика на мезозойските седименти, са дефинирани природните резервоарни системи в изследвания разрез.

Въз основа на анализа на структурните планове по характерни стратиграфски нива в различните структурни етажи на мезозойския разрез, съпоставени с картите на природните резервоари, са описани различни типове локални структури и природни капани. Дефинираните локални позитивни структури и свързаните с тях природни капани от структурен тип, представляват обекти за детайлни изследвания.

Регистрирането на възможно перспективни капани е извършено на базата на изучаването на строежа на локалните структури. Окончателният избор на перспективни за съхраняване на природен газ капани е извършен след детайлни изследвания на предварително избраните възможно перспективни капани, с използване на приетите критериални показатели. Те са оценени и от гледна точка на тяхната подготвеност за бъдещи опитно-промишлени и проектни работи.

Поради нееднозначното тълкуване, от различни автори, на геолого-геофизичната и друга информация или поради отсъствие на достатъчен обем информация, в хода на изследователския процес са извършени нови графични построения, обработки и интерпретации.

За онагледяване на възприетите подходи е изследвана детайлно структурата Горско Слиново.

Представен е метод за оптимизиране на обемите буферен газ с оглед намаляване на инвестициите за изграждане на нови подземни газови хранилища във водоносни структури.

Всички получени резултати са представени и обсъдени в окончателната част на дисертацията.

Бих искал да изкажа своите благодарности на научния ми ръководител доц. д-р Ефросима Занева – Добранова за неизчерпаемото търпение и помощ, която ми оказа за темата, конструкцията на дисертацията, насоките на изследване и тяхното техническо реализиране.

Благодаря също и на проф. д-р Васил Балинов за проведените дискусии и отправени критични бележки, както по съдържателната част, така и по оформлението. Безцените насоки при формулирането на целите и задачите, както и осъществения научен принос.

Част от изследванията на дисертацията са осъществени през 2014 г. в Национален Минерално-Суровинен Университет „Минен“ в гр. Санкт Петербург, Руска Федерация. Признателен съм за топлия прием и предоставена възможност за използване на лабораторията по „Повишение на

нефтоотдаването“ от страна на Зам. Ректора по въпросите на международното сътрудничество доц. д-р Борзенков, Владимир Тихонович. Благодаря също на проф. д-н Рогачев Михаил Константинович и проф. д-н Сюзев Олег Борисович.

Изказвам благодарността си към всички колеги от катедра „Геология и проучване на полезните изкопаеми“ към МГУ „Св. Иван Рилски“ за ценните съвети при реализирането на настоящия дисертационен труд и специално на ръководителя проф. д-р Йордан Кортенски за насоките и подкрепата.

Специални багодарности на компаниите „Овергаз Инк.“ АД и „РексимСЕИЗ“ ООД за предоставените данни и проявено разбиране.

ГЛАВА I. СЪВРЕМЕННО СЪСТОЯНИЕ НА ПРОБЛЕМА ЗА ПОДЗЕМНО СЪХРАНЕНИЕ НА ПРИРОДЕН ГАЗ В ГЕОЛОЖКИ СТРУКТУРИ

1. Актуалност на проблема

За осигуряване на надеждността на доставките през последните 40 г. не се правеше нищо. Най-добре се усети неефективността на системата при първата газова криза от зимата на 2009г. Тогава намалеха транзитираните количества през Украйна и България беше една от най-потърпевшите страни. Използва се газът в магистралния газопровод и от подземното газово хранилище (ПГХ) „Чирен“. То трябва да осигури страната в такива моменти, но максималният му дневен капацитет, дори и след разширението с два наклонено-насочени сондажа, не може да надхвърли $4,5 \cdot 10^6 \text{ m}^3$, което е крайно не достатъчно. При това, този капацитет се поддържа в плато периода (първите няколко дни). С пада на пластовото налягане, тези обеми намаляват. През зимния период среднодневните количества природен газ, необходим за страната, варира между $8-10 \cdot 10^6 \text{ m}^3$, като в определени дни на пик в потреблението нараства до $12-13 \cdot 10^6 \text{ m}^3$. Тази криза доказва, че единственото газово хранилище не е достатъчно за покриване на капацитета на страната по различни направления. Дори да бъде запазено настоящото потребление, е необходимо да се разширят възможностите двойно (от $4,5$ на $8-9 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ за денонощие) на среднодневния добивен капацитет на съхранение. А при устойчив темп на увеличение на обемите в годишното потребление, ще е необходимо и разширение освен по среднодневен капацитет и по обем резервиран газ. Според действащото законодателство е необходимо да бъде резервиран за извънредни ситуации минимум 15% от годишното потребление.

Разработват се проекти за разширение на действащото хранилище „Чирен“ и в двете направления, но трябва да се има предвид, че подземната структура работи в процес на циклично натоварване над 40 години (от 1974 г.), което е свързано с безвъзвратни промени, както в колектора, така и в сондажния фонд и наземното оборудване. В обзиримо бъдеще се очаква да нараснат технологичните загуби. В момента, в който цената за поддържане и покриване на амортизациите на буферния газ стане прекалено висока, хранилището ще трябва да бъде ликвидирано. Други изчерпани находища, подходящи за изграждане на ПГХ, е газово поле „Галата“ в акваторията на Черно море, в пределите на което влизат находищата „Галата“, „Каварна“, „Каварна-Изток“ и „Калиакра“. Предвид тяхното текущо състояние, режим на експлоатация и местоположение, превръщането им в хранилище ще бъде скъпо начинание.

Актуален подход за съхранение на природен газ е използването на водоносни структури. От проведените търсещо-проучвателни работи за нефт и природен газ са установени редица перспективни обекти, които могат да послужат за изграждане на подземни газови хранилища. Предвид нестабилната социално-икономическа среда в страната, отсъствието на значителни въглеродородни резерви в обзиримо бъдеще, необходимостта от сигурен резервен потенциал в настоящия и бъдещ момент, крайно необходимо се явява изучаването на възможностите и перспективите за съхраняване на природен газ във водоносни структури. Това е основната задача, поставена в настоящето изследване, на която сме се опитали да дадем изчерпателен, обоснован и реалистичен отговор. Предвид геоложкия строеж на страната, съществуващите традиции в нефтеното дело, близостта до транзитни газопроводни съоръжения, основните изследвания в разработката са насочени към района на Централна Северна България.

2. Методи за съхранение на природен газ

Дейността съхранение на природен газ е част от процеса на доставка и транспорт и по тази причина хранилищата на природен газ са елемент от газопреносната мрежа. Основното им предназначение е да изравнят неравномерността в потреблението на природен газ, която може да бъде: сезонна, месечна, седмична и дневна. За отделните неравномерности се използват различен по тип газови хранилища. Внедрени са технологии за надземно и подземно съхранение на природен газ. Основната тема на дисертационния труд е насочена към методите за подземно съхранение.

Газът се инжектира (нагнетява) в хранилището през периода на ниска консумация и се добива от хранилището през периода на пиково натоварване (потреблението превишава максимално възможните количества на доставка). За климатичните условия на България нагнетяването се осъществява през пролетно-летните месеци, а добивът – през есенно-зимните. Съхранението може да бъде използвано и за други цели, като например осигуряване на:

- **Балансиране на газопреносната система** – използва се от транспортиращите компании за поддържане на проектните параметри на налягането в различните части от газопреносната и газоразпределителната система;
- **Поддържане на договореното равновесие** – доставчиците съхраняват природен газ, за да поддържат обемите на доставка до преносната мрежа и съответно обемите за „изтегляне“ при крайните клиенти;,,
- **зравняване на обемите на производство през периодите на променливо търсене** – добиващите компании използват хранилища, за да съхранят всякакво количество газ, което е добито и непродадено.
- **Пазарни спекулации** – производители и търговци използват съхранението като спекулативен инструмент, като съхраняват газ, когато цената е ниска, а продават през периодите на повишено търсене и/или бъдещи периоди на по-високи цени. За да е ефективен този пазарен инструмент, е необходимо маржът в цената на газа да превишава неколкостранно цената за нагнетяване, съхранение и добив;
- **Застраховка срещу непредвидени инциденти** – съхранението на газ може да се използва като застраховка за непредвидени ситуации, както при производството (добива) на природен газ, така и при транспорта (аварии, неизправности и др.), а също и при различни природни явления – бури, наводнения, пожари, земетресения и др. ;
- **Регулаторни изисквания** - в редица страни регулаторните власти изискват от доставчиците и транспортните компании на природен газ да съхраняват определени количества (процент от годишната консумация) за защита на привилегировани потребители;
- **Ценова нестабилност** – природният газ е борсова стока и цените са в непрекъсната флукутация. Съхранението на природен газ осигурява ликвидност на пазара и намалява нестабилността на цените.

Три са основните методи за подземно съхранение за природен газ, които се използват широко в световната практика:

- Изчерпани нефтени и/или газови находища;
- Водоносни структури;
- Резервоари в скални каверни.

Всеки от горните методи има своите технологично-експлоатационни специфики, които обуславят типа на подземното хранилище и съответно икономическата ефективност.

3. Геоложки предпоставки и критериални показатели при избора на геоложки структури за съхранение на природен газ

Изборът на водоносни структури за съхраняване на природен газ е съобразен с известните в съвременната теория и практика изисквания (Ермилов, Ширковский, 2002), произтичащи от същността на метода, както и със специфичните особености на изучаваната територия и конкретните обекти. По същество, методът се свежда до създаването на изкуствени акумулации, чрез нагнетяване на природен газ от магистралния газопровод във водоносни пластове. Образуваният газов залеж се оборудва за циклична експлоатация (добив и нагнетяване). Това определя спецификата по отношение на критериите за избор на подходящи обекти, в сравнение с естествените въглеводородни акумулации. От тази позиция тези критерии могат да бъдат отнесени към две групи. Първата обхваща основните предпоставки, свързани с възможностите за формиране на промишлени газови залежи. Втората група критерии са аналогични или близки до използваните при избора на подходящи обекти, свързани с изтощени или намиращи се в експлоатация находища.

Към първата група се отнасят:

- а) наличието на природни капани, способни да акумулират промишлени количества природен газ;
- б) типът на капаните;
- в) хидрогеоложки условия.

Наличието на подходящи капани в изучаваните седиментни разрези се определя от геоложките условия:

- присъствие на проницаеми и труднопроницаеми скали с благоприятни колекторни и изолиращи качества;
- благоприятни пространствени взаимоотношения между колекторните и изолиращите скали, обезпечаващи формирането на резервоарни системи;
- благоприятни структурно-тектонски условия, обуславящи формирането на природни капани;
- благоприятно съчетание на геоложките условия, обуславящи херметичност на природните капани.

Възможностите за акумулиране на промишлени количества газ се определят от:

- геометрията на природните капани;
- строежа и физичните свойства на колекторните скали (вместимост, проницаемост, остатъчна водонаситеност и др.);
- хидростатичното налягане и възможностите за реализиране на необходимите налягания на нагнетяване на газа, превишаващи хидростатичното налягане.

Посочените показатели определят в значителна степен възможният ефективен обем на потенциалните продуктивни хоризонти, обемите на съхранявания газ и производителността на експлоатационните сондажи. Промислената характеристика на потенциалните газови акумулации се определя също така от условията на тяхната реализация: при затворена водонапорна система (еластичен режим) или при открита, разтоварваща се чрез дрениране водоносна система (изтласкване на водата).

Изборът на подходящ тип природни капани е свързан основно със значителния риск при изграждането на ПГХ във водоносни пластове. Поради това този риск трябва да бъде възможно най-малък. Такива възможности се очертават при природните капани, чиито характеристики подлежат на прогнозиране при геолого-проучвателните работи. Такива са класическите капани от структурен тип, привързани към позитивни (издигнати) гънкови структури (антиклинални, брахиантиклинални, купуловидни), при отсъствие на тектонска нарушеност. Отклоненията от тези условия и особено наличието на тектонски нарушения поставят под съмнение херметичността на капаните и увеличават геоложкия риск. В още по-голяма степен това важи за капаните от неструктурен тип (стратиграфски, литоложки ограничени, комбинирани), които не подлежат на реални прогнозни оценки, относно възможностите за съхраняване на природен газ в тях. Поради това, в настоящето изследване обект на оценки са природните капани от структурен тип.

Хидрогеоложките условия на локалните структури и свързаните с тях природни капани играят важна роля при тяхната оценка, като потенциални обекти за съхраняване на природен газ. Особено важна е тази роля при обосновката и избора на метод за изграждане на ПГХ. В условията на отворена в хидродинамично отношение водонапорна система, формирането на газови акумулации се осъществява за сметка на изтласкването на водата към местата на дрениране (разтоварване). При тези условия, експлоатацията на потенциалните ПГХ се извършва при водонапорен режим. При затворена в хидродинамично отношение водонапорна система, формирането на газови акумулации се осъществява за сметка на еластичните свойства на пластовата система. При тези условия, бъдещите ПГХ се експлоатират при еластичен или еластично-водонапорен режим. В зависимост от конкретните геоложки условия формирането на газови акумулации, при затворени водонапорни системи, може да се реализира и чрез дрениране посредством сондажи, разположени извън контурите на природния капан.

В условията на сложен геоложки строеж на мезозойските отложения в изучаваната територия, най-често посочените геоложки предпоставки за изграждане на ПГХ във водоносни пластове не се намират в особено благоприятни съчетания. Независимо от това, могат да бъдат набелязани редица, различаващи се по степен на пригодност структури и свързани с тях природни капани, които представляват определен интерес, от гледна точка на поставените цели.

По степен на перспективност, от гледна точка на присъствие в седиментния разрез на природни капани, отговарящи на основните изисквания и критериалните показатели за съхраняване на природен газ, локалните структури са класифицирани по следната схема:

- 1) перспективни - с присъствие в разреза на един или повече подходящи природни капани, разкрити с достатъчен брой сондажи;
- 2) възможно перспективни - с възможно присъствие в разреза на един или повече подходящи природни капани, разкрити с единични сондажи;
- 3) с неизяснена перспективност - установени са по сеизмични данни и при наличието на геоложки предпоставки за присъствие на подходящи природни капани;

4) безперспективни - с доказано по сондажни данни или по геоложки съображения отсъствие на подходящи природни капани.

Към втората група предпоставки за избор на подходящи водоносни структури за съхраняване на природен газ се отнасят:

- а) мащабите на потенциалните ПГХ;
- б) географското положение на водоносните структури;
- в) дълбочината на природните капани;
- г) очакваната продуктивна характеристика на потенциалните ПГХ;
- д) възможностите за използване на съществуващите проучвателни сондажи при изграждането на ПГХ.

Мащабите на потенциалните газови залежи, респективно газови хранилища, се определят от характеристиката на природните капани:

- геометрия на капана;
- възможно най-ниско ниво на водо-газовия контакт;
- метод за формиране на газовата акумулация;
- ефективен капацитивен потенциал на колекторното тяло;
- съотношение между активния и буферния газ.

Те трябва да отговарят на потребностите на потребителите и да удовлетворяват определени технико-икономически изисквания.

От гледна точка на потенциалните капацитивни възможности (прогнозния обем на газа) природните капани са класифицирани по следната схема:

Перспективни:

- а) с високи капацитивни възможности (прогнозен обем над $2 \cdot 10^9 \text{ m}^3$);
- б) с относително високи капацитивни възможности (прогнозен обем от $1 \cdot 10^9$ до $2 \cdot 10^9 \text{ m}^3$);
- в) със средни капацитивни възможности (прогнозен обем от $500 \cdot 10^6$ до 10^9 m^3);
- в) с ниски капацитивни възможности (прогнозен обем от $100 \cdot 10^6$ до $500 \cdot 10^6 \text{ m}^3$).

Безперспективни: с много ниски капацитивни възможности (прогнозен обем под $100 \cdot 10^6 \text{ m}^3$).

Предложената класификационна схема е валидна за условията на България и е съобразена със: специфичните геоложки особености на резервоарните системи и природните капани в мезозойския разрез от изучаваната територия; същността на метода за съхраняване на природен газ във водоносни пластове; състоянието на газовия пазар в България; потребностите на доставчиците на природен газ и др.

Географското положение на потенциалните ПГХ, спрямо газопреносната мрежа и центровете за потребление на природен газ, е важен критерий при избора на подходящи водоносни структури. Наред с други показатели, отдалечеността на ПГХ от тях влияе върху технико-икономическите показатели.

Дълбочините на дефинираните природни капани, като подходящи обекти за изграждане на ПГХ във водоносни пластове, варират от 800 до 2000 m. Те отговарят на изискванията за максимално допустимите дълбочини (до 2000 m) при други благоприятни показатели.

Прогнозни оценки на дебитите и производителността на сондажите могат да бъдат направени (при наличие на данни) за някои от избраните водоносни структури (капани), на базата на изследванията на сондажи, разкрили водоносните хоризонти.

4. Перспективи за съхранение на природен газ в България

В България, на този етап, е създадено и функционира едно подземно газово хранилище на база на изтощеното газо-кондензатно находище „Чирен.“ Подземното газово хранилище се намира в Северозападната част на България, на около 15 km от гр. Враца. То е изградено през 1974 г., след приключване на експлоатация на находището. Структурата, към която е привързано хранилището, е с дължината 15 km и широчина 7 km и е разположена в посока северозапад-югоизток. Средната амплитуда на структурата е 550 - 600 m, с етаж на газоносност около 300 m. Намира се на дълбочина около 1700 m. Началното пластово налягане на газокондензатния залеж съставлява 18,16 МРа (изчислено към средата на етажа на газоносност), а пластовата температура - 72,3°C.

Залежът, респективно газовото хранилище, е от масивен тип, с начално хипсометрично ниво на водогазовия контакт - 1675 m. Продуктивният хоризонт има сложен строеж и е изграден от теригенни и карбонатни наслаги с долно, средно- горнотриаска и долноюрска възраст.

Активният капацитивен и филтрационен потенциал на газовото хранилище се формира от пукнатинната и пукнатинно-каверновата системи на продуктивните наслаги. В юрските наслаги има и порова вместимост, следователно по-добре е да се напише „пукнатинно-порова и пукнатинно-кавернова система“ В хидродинамично отношение пластовата система е затворена, а режимът е газов, със слабо активен напор на пластовите води.

За проучването и разработването на газокондензатното находище и хранилището са прокарани 38 сондажа. От тях 20 сондажа работят като нагнетателно - добиващи, 8 се използват като наблюдателни и пиезометрични, а останалите 8 са ликвидирани. В края на експлоатацията от находището са добити около $2\,780 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ газ и 76 200 t кондензат.

При наличния сондажен фонд, средноденонощната продуктивност на сондажите достига до $4,0 \cdot 10^6 \text{ m}^3/24\text{h}$ в плато периода на максимален добив.

Възможностите за разширяване на хранилището са заложи още в първоначалния проект за експлоатацията му. Една от възможностите е разширяване на максималния среднодневен капацитет, което може да бъде реализирано чрез повишаване продуктивността на сондажите и увеличаване на експлоатационния сондажен фонд, при съблюдаване на определени изисквания, които ще гарантират бъдещата надеждна експлоатация.

Разглеждана е и възможността за разширяване по обем на активния газ, но за целта е необходимо провеждане на допълнителни изследвания, защото такова разширение е съпроводено с увеличаване на пластовото налягане.

Съхраняването на природен газ в изтощени или експлоатиращи се въглеводородни залежи е ограничено в голяма степен, поради неблагоприятното съчетание на няколко важни фактора: дълбочина на залежите; местоположение спрямо магистралната газотранспортна система; капацитетни възможности и др.

Предварителните оценки, основаващи се на посочените показатели, определят нецелесъобразността от използването на изтощените газокондензатни находища Деветаци и Ъглен за съхраняване на природен газ, поради тяхната значителна дълбочина. По същите причини е нецелесъобразно използването за тази цел и на нефтените находища Д. Дъбник, Г. Дъбник и др., след приключване на тяхната експлоатация. Поради сложни геоложки условия това важи и за Тюленовското газонепфтено находище. Ниските капацитивни възможности на газовите акумулации Крапец, Блатница, Старо Оряхово, независимо от техните благоприятни дълбочини, също така предопределят нецелесъобразността от трансформирането им в газови хранилища. Макар и с ограничени капацитетни възможности, определен интерес за регионални цели представлява газовия залеж при с. Българево.

Особен интерес като възможни обекти за бъдещо съхраняване на природен газ представляват намиращи се в стадий на проучване или начален стадий на разработване, въглеводородни залежи. При наличие на благоприятни предпоставки е целесъобразно трансформирането на находището в газово хранилище да се извърши преди изтощаването му, което би довело до подобряване на неговите технико-икономически показатели. Във връзка с това, е необходимо обосновката за създаване на хранилище да се направи до въвеждането на обекта в експлоатация и основните концепции и разчети да намерят отражение в проекта за неговото разработване.

Съществуваше такава възможност за газовото поле „Галата“ в акваторията на Черно море в пределите, на което влизат находищата „Галата“, „Каварна“, „Каварна-Изток“ и „Калиакра“. Като единна система те представляват интерес за превръщането им в хранилище и притежават отлични показатели на резервоара и покривката. Същевременно световният опит показва, че такива хранилища имат високи инвестиционни и експлоатационни разходи.

Използването на водоносни структури за съхраняване на природен газ представлява изключително сложна задача, а изграждането им е свързано със значителни инвестиции. Това направление обаче може да се оцени като актуално и перспективно, като се имат предвид резултатите от проведените в страната регионални и детайлни геологопроучвателни работи. Предпоставките за оценка на възможностите за съхраняване на природен газ във водоносни структури са различни за територията на Северна и Южна България.

Територията на Северна България е добре изучена в нефтогазозно отношение. Установени и проучени са в различна степен водоносни структури с потенциални възможности за създаване на подземни газови хранилища.

Предварителните оценки, показват, че перспективите за изграждане на газови хранилища във водоносни резервоари в Северна България са свързани със структури в мезозойския разрез, поради следните предпоставки:

- регионално развитие;
- наличие на структури с добър капацитивен и филтрационен потенциал;
- наличие на локални структури с дълбочина по-малка от 2000 m;
- наличие на изолираща покривка;

Територията на Южна България се характеризира с ниска степен на изученост в нефтогазоносно отношение. Това определя някои особености и различия в изследователските подходи. Съществуващата геолого-геофизична информация, получена в резултат на регионалното изучаване на седиментните басейни, не позволява на този етап да бъдат дефинирани конкретни водоносни структури, които биха представлявали обекти за оценка и прогнози. Поради това, изследователският процес в бъдеще е насочен към изучаване на тези басейни от гледна точка на перспективите за търсене на подходящи водоносни структури.

На базата на съществуващите предпоставки за дълбочинния строеж и литостратиграфските особености на седиментните басейни в Южна България, могат да бъдат набелязани предварителни съображения относно геоложките условия, обуславящи възможностите за съществуването на подходящи структури за съхраняване на природен газ. Интерес представляват терциерните наслаги, чиято дебелина и площно развитие нараства, а тектонската им нарушеност намалява в източна посока. Това определя и тяхната нарастваща перспективност в тази посока. Терциерните басейни в най-западната част (Софийски, Пернишки, Бобовдолски и Струмски) имат кристалинен фундамент с блоков денивелиран строеж и вътрешната структура на седиментния пълнеж, чиято дебелина е до 1000 m, е с повишена усложненост. Пловдивският басейн е с по-голяма площ и терциерните седименти, чиято дебелина превишава 1000 m, се характеризират с по-слаба нарушеност. В източна посока (Загорски, Източнородопски и Момчилградски басейни) дебелината на терциерните наслаги нараства до 1300 - 2500 m и има данни за наличие на природни резервоари с благоприятни качества. Като най-перспективен в Южна България се очертава Бургаският басейн, който има широко площно развитие, както на сушата, така и в акваторията на Черно море.

Перспективите за съхраняване на природен газ във вместимости (каверни) в солни тела, на този етап, са свързани със солното находище край с. Мирново, Провадийско. На настоящия етап находището не представлява интерес, поради некачественото размиване на солните каверни. Допуснато е размиване на целиците между отделните каверни и те са свързани в единна хидродинамична система, което представлява трудност при превръщането ѝ в хранилища. Същевременно са налице и глинести прослойки в солта, които е необходимо да бъдат проучени допълнителни, с оглед евентуална разхерметизация. Интерес представлява солният щок при Манастир, който на този етап е в ранна фаза на проучване и може да послужи като обект на бъдещи изследвания в тази насока.

ГЛАВА II. ПРЕГЛЕД ВЪРХУ ГЕОЛОГИЯТА НА МЕЗОЗОЙСКАТА СИСТЕМА В ЦЕНТРАЛНА СЕВЕРНА БЪЛГАРИЯ

Обект на настоящото изследване са мезозойските отложения в Централна Северна България (ЦСБ) с оглед оценка на подходящи перспективни водоносни структури за изграждане на подземно газово хранилище. За целите на дисертационния труд разглежданата площ ще бъде ограничена географски между реките Янтра и Искър, съответно от източна и западна посока. От север площта се ограничава от р. Дунав, а от юг – Предбалкана. В тектонско отношение площта е част от Мизийската платформа и е разположена върху Искърско-Янтрено-Съпало (ИЯС). Характерно за ИЯС е регионалното поведение и структуро-тектонските съотношения на триаския и горноюрско-долнокредния етаж, които са служили като основа за построяване на редица структурни карти. Независимо от това, че някои от границите на отделните структурно-тектонски единици са условни, в повечето случаи те са съобразени с поведението на триаския структурен етаж. Структурни планове в пределите на ИЯС, по начина си на еволюция, предполагат наличието на редица позитивни структури. Голяма част от тях са проверени със сондажи. Независимо от отрицателните резултати за промишлен приток на въглеродороди, данните послужиха за изясняване на геоложкия строеж на страната. Използвайки натрупаните данни, ще бъдат оценени, на база разработените критериални показатели, перспективни структури за създаване на изкуствена газова акумулация с цел съхранение на природен газ. За един от оценените перспективни обекти ще бъдат фокусирани изследванията и изготвена детайлна оценка на нейната перспективност с оглед създаване на подземно хранилище.

Стратиграфията и литологията на мезозойските седименти от района обект на настоящото изследване са систематизирани и представени на фиг. II.2.1.

Тектонски строеж:

Основни елементи на платформената покривка са: най-източната половина на Ломската депресия, Искърско - Янтренското стъпало и Южномизийската периплатформена област. В най-източната част на площта попадат южният борт на Александрийската депресия и част от Поповската издигнатина от Северобългарския свод.

Южномизийската периплатформена област, която излиза на изток и запад от изследваната площ, е най-дълбоко потъналата част на Мизийската платформа. За нейна южна граница играе роля границата с Предбалканската тектонска зона – Нивянинския разлом (Бончев, 1971). Северната ѝ граница по горноюрско-долнокредния структурен етаж представлява неширок моноклинален склон, а по триаския е фиксирана по Крушовишко-Горскосливовския разлом. Към нея от запад принадлежат части от Ломската депресия, а на изток - Ловешко-Търновската моноклинална зона.

Ловешко-Търновската моноклинална зона е сложно построена, като се припокрива с „Преходната зона“ (Бончев, 1971). В нея могат да се отделят три подзони: западна (понижена), включваща Луковитската синклинала; централна (издигната), обхващаща Беглежко-Умаревския структурен нос и районите източно от него до поречието на р. Росица и южното продължение на Свищовско-Сухиндолския разлом; Търновска (понижена), в която северният участък е със силно размити средно- и долнотриаски седименти, а южният е с по-пълен разрез на триаса.

Луковитската синклинала по юрско-долнокредния структурен етаж има почти изометрична форма. Триаският структурен план е по-диференциран. В северната ѝ приразломна част (в района на с. Петърница) се очертава синклинално огъване.

В централната част на Ловешко-Търновската моноклинала се наблюдава известно сходство в общото регионално поведение на долните части на юрско-долнокредните наслаги и структурно-ерозионната повърхност на триаския структурен етаж. На фона на моноклиналиото затъване, в юг-югозападна посока се оформят Беглежко-Умаревският и Сухиндолският структурен нос, както и няколко локални структури.

Искърско-Янтренското стъпало се обособява като единна морфоструктурна единица в горноюрско-долнокредния структурен етаж, по триаския структурен план има много по-диференциран тектонски строеж. В регионален план се наблюдава затъване на отложенията от изток на запад и от север на юг.

На най-високо съвременно хипсометрично ниво са разположени южната част на Гигенско-Корабийската и Масларевската издигнатина. За формирането на последната известна роля е изиграл Сухиндолско-Свищовският разлом.

Североизточният край на разглежданата област е зает от южния борт на Александрийската депресия. В усложнената от Беленския разлом югозападна част на депресията се оформя Орешката синклинала.

Плевенският издигнат блок представлява обособена тектонска структура, разположена на по-високо хипсометрично ниво спрямо пропадналите на Тръстенишко-Славяновския и Дъбнишко-Тученишкия разлом, Рибенския грабен и Тученишкото стъпало. В сравнително добре изучената му западна половина се оформят две субпаралелно ориентирани издигнати зони- Биволарската от север и Дъбнишко-Гривишката от юг. В по-слабо изучената източна половина на блока е отделена Одрънишката тераса с Тотлебенската структура, в която на най- високо съвременно ниво са разкрити отложенията на девонския карбонатен комплекс.

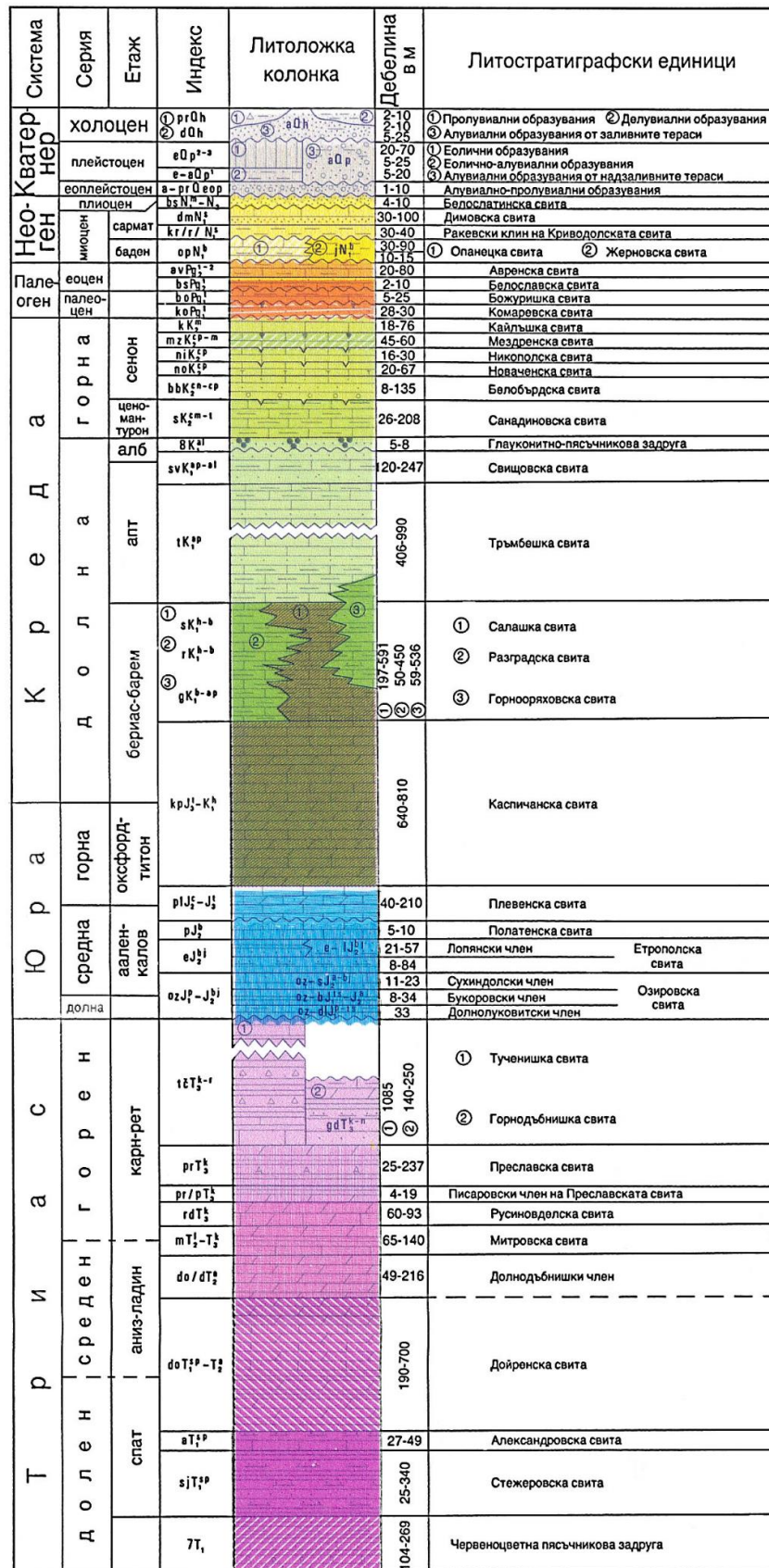
На север от Плевенския блок (между Северокнежанската тераса от запад и Масларевската издигнатина в Александрийската депресия от изток) се разполага Новаченската моноклинала, чиято източна част е слабо изучена в дълбочина. В най-потъналата южна част на моноклиналата се оформя Рибенският (изпълнен с горнотриаски седименти) грабен. На север (към Гигенско-Корабийската издигнатина) следва моноклинално задигане по триаските и юрско-долнокредните отложения. Поповската издигнатина на Северобългарския свод е отделена от Масларевската с недълбоката Орловецка седловина, която не е достатъчно изучена.

Водоносни системи:

Долнотриаски водоносен комплекс. Основно водоносният къмплекс е свързан със Стежеровската и Александровската свита, както и от ЧПЗ. Могат да бъдат разделени от хидрогеоложко отношение на водоносен хоризонт и водоупор. Водите са високоминерализирани. Повсеместно са изразени генетични връзки с въглеводородни вещества в западната и северозападната част на областта. Значително по-слаби са тези връзки в южната и югоизточната ѝ част. Водоразтворимите органични вещества и газове са от нефтен тип в най- дълбокия хоризонт от Толебенска площ и в Комощицка площ, от газов тип в Горскосливовска и Славяновска площ, нефтогазов тип в останалите площи.

Среднотриаски водоносен хоризонт. По хидрогеоложки съображения към него са отнесени водите от Дойренската свита. Най-често се срещат нормално концентрирани води в най-потъналата част.

Около тях водите носят следи от древно опресняване, а в зоната на Дългоделска, Хайрединска и Свищовска площ опресняването на водите приема по-съвременен характер. В Александровска и Деветашка, частично и в Сухиндолска площ се наблюдава смесване с по-високометаморфизирани води.



Фигура П.2.1. Сборен геолого-геофизичен разрез на Централна Северна България (Атанасов и др., 1970; Чемберски и Вапцарова, 1983)

Сулфатната редукция е умерена до значителна, което от регионално отношение имат генетични връзки на водите с газонефтени или нефтогазови акумулации, като изключения се срещат рядко. Водоразтворените газове са от газонефтен или нефтен тип. В района на Деветаки те са от газов тип. В редки случаи органичните показатели са слаби.

Ладин-карнски водоупорен хоризонт. Нормално концентриране определя състава на водите от Долнодъбнишка и Славяновска площ, където хидрогеохимичните показатели са близки до тези на водите от Дойренската свита. Това определя и благоприятните оценки за възможни нефтогазови акумулации.

Рязко се отличават водите от Свищовска площ. Те са подложени на съвременно опресняване. Микрокомпонентите и разтворените газове имат и леко повишени стойности. В най-дълбокия хоризонт се установяват малки количества епигенетични водоразтворени органични вещества.

Горнотриаски водоносен комплекс. Във водоносния комплекс преобладават води, в които се забелязват следите от древно опресняване. Установено е регионално вътрешнопластово опресняване във водите от територията на Предбалкана. Този процес в пределите на Мизийската платформа има ограничено разпространение. Такива случаи има в отделни площи от горнотриаския водоносен хоризонт, като Кнежанска, Долнодъбнишка и Одърненска. Сулфатната редукция най-често е умерена. Микрокомпонентният състав на водите показва повсеместни генетични връзки с въгледороди от нефтогазов или газонефтен тип. В Долнодъбнишка площ амониевите и бромните йони (нефтен тип) имат високи стойности. Органичните показатели също са благоприятни в регионален план. Газовите показатели показват наличие на по-лек газ при Р-19, Долни Дъбник и на по-тежък (от нефтен тип) — при Р-3, Кнежа и в останалите сондажи от Долнодъбнишка площ.

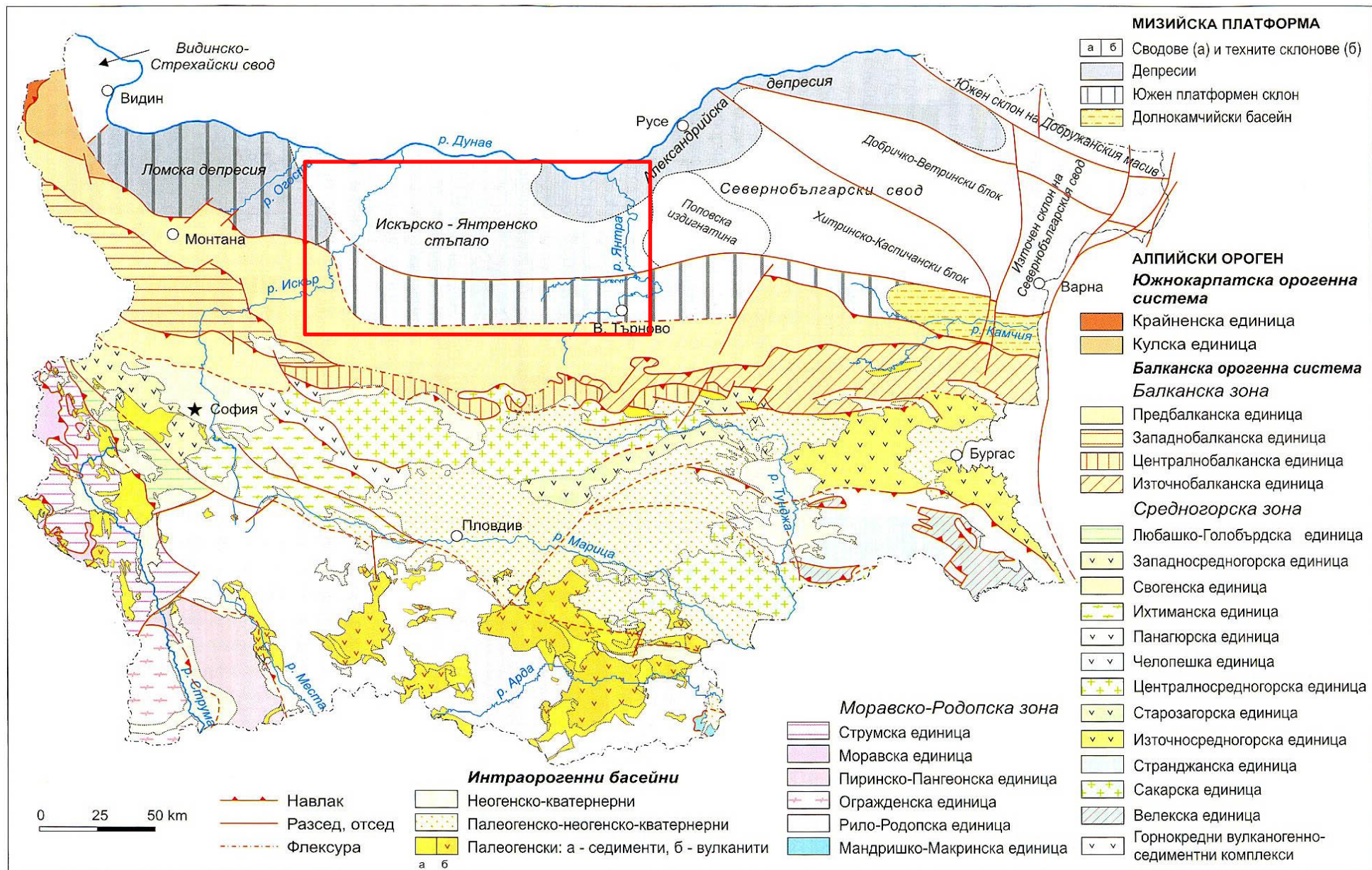
Общата хидрогеохимична оценка на Русиновделската свита е благоприятна за закритост на басейна и създаване на изкуствени акумулации.

Горнотриаски водоупорен хоризонт. Минерализацията на водите е различна и се изменя в широк интервал — от 8 до 91 g/dm³. Хидрогеохимичната обстановка е разнообразна, водите са повече или по-малко опреснени. В Деветашка, Долнодъбнишка и Ковачишка площ водите са формирани под влиянието на древно опресняване. Слабо съвременно опресняване е характерно и за водите от Бърдарскогеранска площ. Разнообразна е оценката на органичните показатели. Очевидно на много места разтворените газове, а често и разтворените органични вещества имат алохтонен характер. Въпреки хидрогеохимичната нееднородност на тези води благоприятна обща хидрогеохимична оценка може да се даде на редица площи.

Долносредноюрски водоносен хоризонт. Изследваните води по свити не показват съществена анизотропност, затова се разглеждат като единна хидрогеохимична среда. Минерализацията на тези води е доста разнообразна — от 8 до 78 g/dm³. Следи от древно опресняване се установяват във водите от Беглежка, Долнодъбнишка и Кърпачевска площ. В единични случаи в Беглежка площ се установява „вътрешнопластово опресняване“ на водите. Те се разреждат чувствително, без да се намали степента им на метаморфизация и да се измени тяхната сулфатност. Съвременно опресняване на водите е характерно за отделни площи от изследваната област. Интензивно съвременно опресняване определя състава и снижава силно оценката в Александровска площ. Микрокомпонентите дават основание да се съди за генетични връзки с акумулации от нефтогазов тип във водите от Бърдарскогеранска, Долнолуковитска, Долнодъбнишка, Беглежка, Горскосливовска, Тотлебенска и Александровска площ. Водоразтворените газове най-често са тежки, свързани с въгледороди от нефтен тип.

На база на посочените особености Монахова (1980) прави извод, че в тези отложения очевидно са протичали доста активни процеси на преразпределение на компонентите на подземната флуидна система, което е предизвикало несъответствие на типа на въгледородите, с които водите имат общ генезис. Поради това може да се даде регионална благоприятна оценка от гледна точка на закритост на отделни площи с оглед създаване на изкуствени газови акумулации.

Средноюрски водоупорен хоризонт. Минерализацията на водите се изменя в твърде широк интервал — от 3 до 121 g/dm³. Регионалната хидрогеохимична обстановка на водите се изменя. Въпреки че има отделни случаи, при които все още се срещат води, формирани в обстановка на нормално концентриране (Р-3, Деветаки, Р-1, Ресең, Р-1, Умаревци), голяма част от тях са се формирали под влияние на съвременно опресняване. В повечето от тези случаи (Беглежка, Александровска и Тотлебенска площ) съществува и смесване на основните пластови води с повисокометаморфизирани води, което повишава степента на хидрогеохимичната оценка. Срещат се и случаи на древно опресняване на водите от Гривишка, Умаревска, Деветашка, Сухиндска и Дгатовска площ. Сулфатната редукция, общо взето, е благоприятна, но в доста случаи е и много интензивна. Това снижава оценката на отделни интервали, предвид възможност за опресняване, което е показател за недостатъчно добра закритост на отделния басейн.



Фигура П.2.2. Тектонска карта на България (Дабовски и др., 1997)

В пластовите води на средната юра присъстват разтворени газове, както и при водите от долносредноюрския водоносен хоризонт. Те са свързани най-често с възможни акумулации от нефтен тип. Очевидно процесите на преразпределение на компонентите на флуидната система (води, нефт, газ) са имали и вероятно все още имат място, като те могат да бъдат свързани с действието на повече или по-малко активни елизионни системи, а така също и на други миграционни фактори.

Поради влиянието на изтъкнатите сложни и многопосочни хидрогеохимични фактори, оценката на изучените площи е разнообразна.

Горноюрски-долнокреден водоносен хоризонт. Минерализацията на водите най-често се изменя в интервала 10—15 g/dm³. В отделни случаи тя се повишава рязко до 60 и над 90 g/dm³, с което се оформят резки положителни хидрогеохимични аномалии.

Регионална обстановка, в която са формирани тези води, се явява съвременното опресняване, свързано с повишаване степента на метаморфизация, ?? поради смесването им с по-високометаморфизирани миграционни води. Такива случаи са отбелязани в повече от 85% от изследваните интервали в прокарани в площта сондажи.

Съществени различия от тези закономерности се установяват във водите на Р-10, Ресен (по-дълбоките интервали) и особено от Р-12, Велико Търново (Монахова, 1980), които са формирани при условия на нормално концентриране. Те са високоминерализирани, силно метаморфизирани. Според редица наши автори (Георгиев и др., 1975), цялата югоизточна част на разглежданата площ (Ловешко-Търновска моноклинала) попада в зоната на Дунавско-Егейския рифт. Възможно е влиянието на разломната тектоника като фактор за формиране на рязката хидрогеохимична аномалия в този район. Микрокомпонентите са със средни нива и това е свързано с повсеместно влияние на високометаморфизирани води. В най-често срещаните микрокомпонентите са със средна оценка. Има обаче и доста интервали, които се характеризират с високи съдържания на микрокомпоненти. Разтворените газове са с повишени стойности, а понякога са с фоновы концентрации. В разтворения газ са установени колосални количества лек газ, почти чист метан и много въгледвуокис, без да има каквито и да било основания последният да се свърже с окислително-редукционни процеси. В тези високоминерализирани (>100g/dm³), силно метаморфизирани води постъпва метан до 26 dm/dm³.

Горноюрски-долнокреден водоносен комплекс. В хидрогеохимично отношение тези води са сходни с водите от горноюрско-долнокредния водоносен хоризонт, но се и различават от тях. Минерализацията им се изменя от 1 до 40 g/dm³. Все още в отделни райони се забелязва влиянието на по-високометаморфизирани води (Деветашка и Горскокливовска площ, единичен случай от Долнодъбнишка площ), но това явление вече затихва и регионално са характерни пресни води. Особено интензивно съвременно опресняване е характерно за водите от Долнодъбнишка и Градинска площ, където вместващите скали са силно промити, няма влияние на органични вещества. Единственият случай на древно опресняване е установен при Деветаки.

Горноюрски-долнокреден водоупорен хоризонт. В хидрогеохимично отношение тези води са много близки до водите от горноюрско-долиокредния водоносен хоризонт. Минерализацията им се изменя от 0,5 до 45 g/dm³. Характерна хидрогеохимична обстановка е повсеместното съвременно опресняване на водите с добре изразено влияние на смесване с високометаморфизирани миграционни води. Такава е обстановката в Гигенска, Долнодъбнишка, Умаревска и Градинска площ.

Следят се водоразтворените органични вещества и газ, като в газовата фаза са установени тежки въглеводороди.

Горнокредно-палеогенски водоносен комплекс. Водите от мастрехтския водоносен хоризонт са изследвани в ограничена територия — около р. Огоста и малко на запад от нея и в единични случаи от Гигенска и Долнодъбнишката площ.

ГЛАВА III. АНАЛИЗ НА ГЕОЛОЖКИТЕ ПРЕДПОСТАВКИ И ИЗБОР НА ПЕРСПЕКТИВНИ ГЕОЛОЖКИ СТРУКТУРИ

1. Литолого – фациални предпоставки

Литолого-фациалните предпоставки са съществена част от геоложката група критерии за търсене и избор на потенциални обекти за съхранение на природен газ. Важен момент на изследователската работа е отделянето и дефинирането на скали - колектори с добри филтрационно-вместимостни качества и такива, които са надеждни покривки, осигуряващи добра закритост на потенциалната структура. Предвид обекта на изследване са разгледани предпоставки свързани с кредн период.

Креден период

В общия тектонски план *долнокредните* бериаски и валанжински утайки на Северна България са свързани с развитието на двете главни палео-структурни единици — геосинклиналното понижение от юг и Мизийската платформа от север, които диктуват образуването на два типа фациални обстановки. Така в бериас-валанжина, в най-южната част на областта югоизточно от Ябланишката линия (Бончев 1963) и южно от Умаревци, в изграждането на разрезите участват слабо глинести и глинести микритен тип варовици. Редките теригенни прослойки в тях са от изявената и наследена от титона дълбоководна флишка седиментация. Тези седименти принадлежат на Тичанската свита, която в крайните си северни разрезии бележи северната граница на геосинклиналната депресия. По литоложкото си съдържание дава прехода към типичните епиконтинентални фацисии на Мизийската платформа.

В изследваната площ - Мизийската платформа, бериас-валанжинските седименти са свързани с два ясно различаващи се карбонатни типа отложения, съчленени хоризонтално по направлението на Козлодуйско-Кнежанската диагонална линия (Николов и Рускова, 1972, Николов и др., 1974). Продължението им, по сондажни данни, се следи в югоизточна посока до Беглеж и Умаревци. На североизток от нея идват карбонатните отложения на Каспичанската свита, развити в плитководен епиконтинентален фацис. Основата на разрезите е представена обикновено от доломити (микро-, дребно-, средно- или едрозърнести разновидности), докато горните и често по-голямата част от средните нива са заети от варовици. Изключение в това отношение е районът на Долни Дъбник, където целият разрез представлява незакономерно редуване на различни микроструктурни типове варовици и Горско Сливово и Александрово, където доломитите продължават и в горните нива. Самите варовици са представени от изключително разнообразен спектър на фрагментарните си разновидности (биодетритни, интракластични, фораминиферни, пелетни, оолито-интракластични, онколитни, копролитни и различните преходи между тях - всички нормално седиментационни или структурно-инверсни типове), доста микритни и частично прекристализирали варовици с фрагменти и редки прослойки от дисмикритни варовици. При това отделните литолого-петрографски типове варовици не показват определена закономерност. Прослойките са неиздържани и литоложката последователност за даден разрез се следи само в общи линии в съседно разположените разрезии на свитата (Николов, 1972).

На югозапад от линията Кнежа—Умаревци, бериасът и валанжинът са развити в един сравнително по-дълбоководен фацис, представен от микритни варовици, плътни и чисти, принадлежащи на Салашката свита. В средните и горните нива те съдържат редки и тънки прослойки от доломитизирани варовици. Във варовиците се наблюдават спикули от спонгии и калционелиди, които на места обогатяват основната маса. Присъствието им, както и наличието на дребни бентосни фораминифери и богати амонитни съобщества от дълбоководен тип, говорят за една типично пелагична обстановка на седиментация, наложена на обширна част от морския басейн. Тя се проследява и в най-северозападната част на района, където бериас-валанжинът е представен също от карбонатни седименти, но в основата на разреза са плътните, афанитен тип микритни варовици, на места съвсем слабо алевролитови, съдържащи отделни фрагменти от типа на пелетните или интракластични образувания. Тези седименти принадлежат на Гложенската свита. По-горните нива, обикновено средната и горната част на разреза, са заети от микритните, на места слабо глинести, варовици на Салашката свита. Както варовиците на Салашката, така и на Гложенската свита са сравнително дълбоководни образувания, палеофациалната обстановка е генерално наследена от титона. По време на формиране на Гложенската свита в микритната тиня на основната маса е налице интервенции от пелитно-интракластичен материал, който със самото си присъствие е индикатор на структурни инверсии, а следователно и на течения и транспорт от съседни, близко разположени придънно активирани участъци на морския басейн.

Козлодуйско-Кнежанската линия разсича диагонално основните фацисии на Мизийската платформа по бериас-валанжина. Преходът от епиконтиненталните каспичански варовици към сравнително дълбоководните салашки варовици се осъществява от клиновидното зацепване или смесване на структурни елементи, като това може да се види в разрезите на множество сондажи.

През хотрива генералното наследяване във фацисите е изразено в Горско Сливово, Александрово и Деветаки, Брестово, Агатово и Сухиндол, където разрезът е представен от еднообразни мергели с редки и тънки прослойки от глинестоваровити пясъчници и алевролити. Това са седиментите на Горнооряховската свита, които по своята палеотектонска позиция заемат крайните северни части на геосинклиналната депресия, като заместват седиментите на Тичанската свита от бериас-валанжина и характеризират един близък до дълбоководните отложения преходен фацис с установена, закономерно напредваща тенденция в север и север-северозападната посока. Тази тенденция е най-

ясно забележима в района на Каленик, Беглеж и Одърне, където на разрезите (долен хотрив) е заета от плътните микритни, на места слабо глинести варовици на Салашката свита доста спикули от спонгии, микрочерупчести фораминифери и фин биодетрид. Мергелите на Горнооряховската свита, с тънките алевролитни прослойки, тук идват в по-горните нива на хотрива, като на места заемат средната му част. В тази част от басейна са отбелязани и максимални дебелини на хотривските отложения свързани е установената компенсирана тенденция на потъване, характерна въобще за геосинклиналната депресия от юг (Николов и Хрисчев, 1965).

При продължителното задържане на сравнително дълбоководна седиментация в югозападния и западния район, Салашката свита, която е разпространена в района около Плевен и на североизток до линията на Славяново и Тотлебен, замества плитководните карбонатни отложения на Каспичанската свита от бериас-валанжина. Хотривът по тези места е изграден от глинести до слабо глинести варовици-микритен тип, но седиментите съдържат спикули от спонгии, приложени като характерен корелативен елемент.

В североизточната част, обратно, около Славяново, Тотлебен, Стежерово, Овча могила, Полски Тръмбеш и Свищов плитководните отложения на карбонатния комплекс от бериас-валанжина се сменят от хотривските глинесто-варовити утайки на Разградската свита. Последните също са отложени в епиконтинентална, но вече малко по-дълбоководна зона на морския басейн. Седиментите ѝ са представени главно от глинести и слабо глинести варовици-микритен тип, и малко мергели, всички с глауконит и редки зърна от тернгенни кластични минерали. В основата са глинести варовици, а в горната част те прехождат в мергели. Сред органиченните останки са установени пелециподи, криноиди, много цефалоподи и фораминифери, подчертано бентосни, някои с груба орнаментация на черупката, които също свидетелстват за по-плитководна и добре аерирана част на басейна. При това дебелината на седиментите се увеличава постепенно от север към юг. В района на Полски Тръмбеш и Масларево са отбелязани ниски стойности на дебелината (100 до 200 m), която се свързва с оформилото се подводно издигане в източната част на областта. Именно по това време на север се оформя и издигнатият блок на Брест-Гигенската суша (Атанасов и др., 1971, Николова, 1972).

Началото на барема представлява продължение на основните настъпателни тенденции в разпределението на фациесите от хотривския век. Това се отнася главно до Брест-Гигенския блок, който съкращава прогресивно ареала на разпространение на север, като първо от него излиза районът на Тръстеник, а през късния барем-и този на Комарево. Отложенията на Горнооряховската свита, в съгласие с установената още от титона тенденция на изместване оста на геосинклиналното понижение на север и северозапад (Николов и Хрисчев, 1965), напредват също слабо на север. Те изграждат, както и през хотрива, южната част на областта при Горско Сливово, Александрово, Беглеж, Каленик, Агатоно, Брестово и Одърне, представени почти навсякъде от мергели (наситени с повече глина, съвсем слабо до слабо алевролитови) и много рядко в по-горните нива от смесени скали. Биологичното ѝ съдържание, наситено с много преходни биотопи и бентосни гладки фораминифери с малки размери на черупката, е характерно за зоната на континенталния склон, където се осъществява преходът на двете палеоструктурни единици от север и юг. Този състав на Горнооряховската свита е валиден, обаче, само за основата и средните нива на разреза. В горните нива на барема, в съгласие с настъпилите палеотектонски промени в регионален мащаб, обликът на отложените седиментни скали, както и органиченните останки, свидетелстват за рязка смяна на седиментационния режим. В резултат, на мястото на сравнително дълбоководните „горнооряховски“ мергели идват съвсем плитководните и плитководните отложения на Ловешката ургонска група. В разрезите на юг от паралела на Александрово те са представени от различни органиченни и оолитни варовици и силно алевролитови мергели, прехождащи на места в смесени скали.

В останалите части от областта баремските фациеси наследяват пътя на характерната от хотрива морска седиментация със слаби изменения, зависещи от притока на внесения предимно глинест материал. В резултат, на североизток от линията Славяново—Тръстеник и Тотлебен продължават глинесто-варовитите отложения на Разградската свита, представени от мергели с малко глауконит. Като цяло, седиментите имат същите дебелини, каквито са в хотрива.

Фациесът на аптския век, за големи части от областта, представлява непосредствено продължение на фациесите от горния барем, които с литоложко и с фаунистично съдържание утвърждават рязка смяна и в седиментационния режим. В района на Каленик, Беглеж, Горско Сливово, Александрово, Агатоно продължават теригенио-карбонатните седименти на Ловешката ургонска група, в която участват варовици, редуващи се периодично с мощни пачки от теригенни материали между тях. Вертикалната им смяна, според Хрисчев (1966), трябва да се приеме като резултат от колебание на морския басейн, в който по време на издиганията се формират характерните ургонски варовици, а в пониженията - глинестите, теригенни и кластични утайки. Варовиците са пъстри разновидности (оолитни, песъчлви оолитни, биодетритни, орбитолинни биодетритно-фораминиферни, на места с корали и пахиодонтни миди) обикновено с микритна основна маса и характерни инверсни структури.

В съставът на теригенните материали участват доста пясъчници с елементи на оолитна структура, а също различни мергели и смесени скали.

В областта при Горни и Долни Дъбник, Гривица, Славяново, Тученица и Градина - литоложкия строеж на седиментите представлява непосредствено продължение на горните нива на барема, като се разкриват плитководните теригенно-варовити отложения на Тръмбешката свита. Долните ѝ части от средните нива са изградени от финни (до глинести) мергели, варовити, слабо алевролитови, на места с прослойки от варовити сидерити и глесто-варовити алевролити, а в по-горните нива идват смесени скали. Прослойките от пясъчниците са редки, с малка дебелина. Изключение представлява районът на Тученица и Градина, където почти целия разрез е представен от глини, а смесените скали участват като прослойки. В северозападната част на областта, както и в цялата северна ивица между Тръстеник и Стежерово основата на Тръмбешката свита, която започва направо от апта, е с по-варовит характер. В най-източните отдели при Масларево и Полски Тръмбеш мергелите се редуват с глини, в които също присъстват много тънки прослойки от пясъчници.

С настъпването на алба югоизточната част на изследваната област излиза извън обсега на морската седиментация. Албски седименти тук отсъстват. В прибрежната плитководна част, която се очертава на северозапад от линията Ловеч и Овча могила, разрезите обаче са също непълни поради размив в горните нива или евентуално първично отсъствие. Пълен разрез на алба, над който нормално се разполагат горнокредни (ценомански) седименти, се наблюдава само в района на северозапад от линията на Горни Дъбник и Загражден. Навсякъде албът е представен от глинесто-алевролитно-варовити и теригенно-кластични отложения. В района на Горни и Долни Дъбник, Крушовица и Градина и при Свищов в състава им участват пачки от дебелослойни, предимно среднозърнести варовити полимиктови пясъчници, между които идват прослойки от смесени скали. Тези седименти принадлежат на Свищовската свита, която по тези места е развита в един плитководен епиконтинентален фацис, наследил първоначалната си позиция от седиментите на Тръмбешката свита с аптска възраст. Присъствието на много промити пясъчници с ясно-зърнеста спойка обаче свидетелства за силно изплитняване на басейна в отделни негови части. Притокът на теригенен материал, макар и засилен, е бил не навсякъде постоянен, тъй като сред пачките от варовити пясъчници на места присъстват прослойки от пясъчливи биодетритни варовици с теригенно-ненаситени структури. Фаунистичното съдържание също отговаря на предполагаемата батиметрично ниво-фораминиферите с груба орнаментация на черупката, аглутинираните орбитолини, водорасли, бивалвии и гастроподи са характерни за плитководните шелфови части на басейна или неговата приливна зона.

В останалата част, на северозапад от Горни и Долни Дъбник, албът наследява изцяло седиментационната позиция на Тръмбешката свита от апта. Отложенията са от смесен тип и съдържат тънки прослойки от глинесто-варовити или варовити пясъчници.

Прегледът на литолого-фациалната обстановка на наслегите на мезозоя е послужил като индикатор за отделяне на особеностите в разреза, които дават отражение и върху неговите физични свойства и характера на тяхното пространствено поведение.

На основата на детайлните геолого-геофизични изследвания, петрофизичните определения, литолого-физичното разчленение и корелацията на сондажните разрези в мезозоя на Централна Северна България са дефинирани регионални проницаеми литологофизични тела (ЛФТ), които условно са означени отдолу нагоре от I до VI ЛФТ (Сапунджиева, 1978). Те са с (фиг. III.1.1): триаска (3 бр.), долно-средноюрска (1 бр.), горноюрско-долнокредна (1 бр.) и горнокредно-палеогенска (1 бр.) хроностратиграфска привързаност. Между проницаемите ЛФТ са разположени, също така, добре проследяващи се преобладаващо труднопроницаеми (изолиращи) литологофизични тела (задруги), които заедно с проницаемите ЛФТ, участват в изграждането на резервоарни системисъс сложни пространствени взаимоотношения. Труднопроницаемите ЛФТ се характеризират с равномерно площно развитие и специфични литоложки особености. Отличителна особеност, в границите на изследваната площ, в разреза на труднопроницаемите тела се отделят локални зони с подобрени филтрационни качества, които също могат да представляват интерес от гледна точка на изучавания проблем.

2. Структурно-тектонски предпоставки: локални структури и природни капани

По сруктурно-тектонско отношение могат да бъдат отделени локални структури и природни капани, свързани с основните тектонски единици в изследваната площ. Известно е, че позитивни структури от различен генетичен тип (антиклинални, приразломни и др.), които са представлявали интерес за търсене на нефт и природен газ, могат да бъдат използвани за изграждане на хранилища за природен газ. Голяма част от тях са набелязани по извършени геофизични проучвания в отделните площи.

Друга част са установени в резултат на проведени сондажи. Разгледани и оценени са общо 47 потенциални водоносни структури, групирани в отделни тектонски единици.

Оценените структури са: Гигенска структура (1); Дъбованска структура (2) Крушовенска структура (3); Тръстенишка структура (4); Искърска структура (5); Горнодъбнишка структура (6); Долнодъбнишка структура (7); Биволарска структура (8); Върбишка структура (9); Плевенска структура (10); Гривишка структура (11); Тотлебенска структура (12); Главанска структура (13); Писаровска структура (14); Крушовишка структура (15); Градинска структура (16); Стежаровска структура (17); Масларевска структура (18); Долнолипнишка (19), Дъскотска (20), Никюпска (21), Куцинска структура (22); Горскосливовска структура (23); Павликенска структура (24); Лесичерска структура (25); Водолейска структура (26); Източноводолейска структура (27); Ракитска структура (29); Лазарстаневска структура* (30); Ъгленска структура (31); Садовецка структура (32); Бежановска структура (33); Каленишка структура (34); Деветашка структура (35); Кърпачевска структура (36); Върбовска структура (37); Сухиндолска структура (38); Южносухиндолска структура (39); Агатовска структура (40); Добромирска структура (41); Молинсборска структура (42); Хотнишка структура (43); Русалска структура (44); Ресенска структура (46); Янтренска структура (47);

3. Проницаеми и труднопроницаеми формации. Природни резервоарни системи: регионални, зонални, локални

В процеса на изследване на подходящи обекти за изграждане на подземни газови хранилища във водоносни структури, е важно да бъдат оценени колекторските свойства на скалите. За тази цел в настоящия раздел, на базата на литературни данни и в съгласие с възприетите принципи за разчленяване на геоложкия разрез по филтрационни свойства (Сапунджиева, 1978) са представени колекторските свойства на проницаемите и изолиращите качества на труднопроницаеми формации в мезозойския разрез на Централна Северна България. По данни на Атанасов (1980), Сапунджиева (1982), Йорданов (1982) и др., са отделени проницаеми и труднопроницаеми комплекси с регионално разпространение (табл. III.3.1). В тях са проследени локални проницаеми (колектори) и труднопроницаеми (изолиращи) задруги. Те се намират в сложни пространствени взаимоотношения, имат различни качества и определят наличието на разнообразни типове природни резервоари и капани. Обобщаването на информацията е съобразена с основните принципи публикувани от Атанасов и др. (1980).

Таблица III.3.1. Регионални проницаеми и труднопроницаеми комплекси в мезозойския разрез на Централна Северна България

Регионални проницаеми и труднопроницаеми комплекси	Възрастов обхват	
Долнокреден РТК	K ₁ - K ₂	
Горноюрско-долнокредна РПК	J ₃ - K ₁	
Горнотриаско-средноюрски РТК	T _{2l} - J ₂	
Среднотриаски РПК	T _{2a} + T _{2l}	
Долнотриаски РТК	T ₁	
Долнотриаски РПК	T ₁	

4. Хидрогеоложки предпоставки: хидрохимични и хидродинамични

Характеристиките и качествата на подземните води, които са перспективни за съхранение на природен газ, са много близки с тези, които съпътстват търсенето и проучването за нефт и газ. Основните критериални показатели, на които трябва да отговарят са: начин на образуване, минерализация, метаморфизация, компонентен състав, подхранване, хидродинамичен режим и др. За тяхното описание и анализ са използвани публикации на Монахова (1973, 1974, 1975, 1978, 1980, 1985) и Боков (1969, 1976, 1978) и др.

Разглежданите водоносни хоризонти и комплекси, в мезозойския разрез се характеризират с разнообразен състав и минерализация. В регионален план съществува добре изявена вертикална зоналност, показател за която е характеристиката на параметъра минерализация (табл. III.4.1.). Видна е общата тенденция за намаляване на средните стойности на минерализацията на водите от долу на горе в разреза.

Таблица III.4.1. Статистически данни за минерализацията на пластовите води в отделните водоносни хоризонти (Монахова Л., 1985, с допълнение Христов Н., 2014)

Водоносен хоризонт	Възраст	Минерализация, g/dm ³		
		min	max	Md
Долнотриаски водоносен комплекс	T ₁	41,5	161,4	106,5
Среднотриаски водоносен комплекс	T ₂	43,5	153,6	87,0
Ладин-карнски водоупорен хоризонт	T ₂ + T ₃	19,2	142,6	63,2
Горнотриаски водоносен комплекс	T ₃	7,7	121,6	42,2
Горнотриаски водоупорен хоризонт	T ₃	8,0	91,4	41,2
Долно-средноюрски водоносен хоризонт	J ₁₊₂	7,7	78,8	32,7
Средноюрски водоупорен хоризонт	J ₂	0,7	138,5	56,4
Горноюрски-долнокреден водоносен хоризонт	J ₃ -K ₁	0,8	95,9	17,4
Горноюрски-долнокреден водоносен комплекс	J ₃ -K ₁	0,5	42,3	5,9
Горноюрски-долнокреден водоупорен хоризонт	J ₃ -K ₁	0,9	50,9	18,7
Горнокредно-палеогенски водоносен комплекс	K ₂ -Pg	1,8	79,2	34,1

На този фон се открояват от общата тенденция водите на средноюрския водоупорен хоризонт, в който се наблюдава силно нарастване на минерализацията на водите. Засилена е и степента на метаморфизация на водите. Това показва, че скалите (Етрополска свита), съдържащи тези води са надежден водоупор, с добра хидрогеоложка закритост.

Друга положителна аномалия се наблюдава във водите на горноюрско-долнокреден водоупорен хоризонт (Салашка и Тръмбешка свита), които се различават съществено по минерализация от водите на горноюрско-долнокредния водоносен хоризонт (Гложенска, Яворецка и Каспичанска свита). Показател за една добра покривка на горноюрско-долнокредния водоносен комплекс.

Третата аномалия е в горнокредно-палеогенския водоносен комплекс, но поради това, че тя е свързана с обобщаване на данни от цяла Централна Северна България (Козлодуска, Малорадса, Ковачишка, Долнолуковитска, и Бълдарогеранска площ), стойностите не са представителни. Според данни от сондажи в ИЯС водите са значително по-опреснени.

5. Избор на перспективни локални структури и природни капани

На базата на изучаването на строежа на потенциално перспективните локални структури е направен предварителен избор на възможно перспективните природни капани. Основните критерии, използвани при този избор, са:

- 1) структурното положение на резервоарните системи;
- 2) тектонската нарушеност на разреза;
- 3) основните показатели на резервоарните системи и съставлящите ги елементи;
- 4) взаимоотношенията между присъстващите в разреза проницаеми и труднопроницаеми литолого-физични тела;
- 5) разкритостта на резервоарните системи и природните капани със сондажи.
- 6) другата налична информация по отделните обекти.

Съгласно дефинираните критериални показатели е реализиран скрининг на представените структури от изследваната площ.

За детайлното изучаване и оценка, от гледна точка на основните критериални показатели, се предлагат следните потенциално перспективни природни капани:

- Горско Сливово
- Масларево
- Овча Могила.

От изброените водоносни структури най-голям интерес представлява тази на Горско Сливово. Освен, че отговаря на пълния набор от критериални показатели, тази структура е била обект на търсещо-проучвателни работи за нефт и газ. По наша преценка тя представлява нагледен пример на възможността за изграждането на подземно газово хранилище във водоносна структура.

ГЛАВА IV. ХАРАКТЕРИСТИКА НА ГОРСКОСЛИВОВСКАТА ВОДОНОСНА СТРУКТУРА КАТО ПОТЕНЦИАЛЕН ОБЕКТ ЗА СЪЗДАВАНЕ НА ПГХ

1. Геометрия на структурата

1.1. Общи сведения и изученост

Водоносна структура Горско ливо се намира на югоизток от гр. Плевен, на североизток от гр. Ловеч и на запад от гр. Павликени. В близост са разположени селата Горско Сливово и Върбовка, а също така гр. Летница и Сухиндол (фиг. IV.1.1).

Тя е установена в резултат на проведените сеизмични изследвания в края на 50-те и началото на 60-те години на миналия век.

През периода 1962-1965 г. в структура Горско Сливово са прокарани пет проучвателни сондажа (P-1, P-2, P-3, P-4, P-5). Прокарания дълбок сондаж P-5 Горско Сливово, достига отложенията на долния триас. По време на проучването е установен дълбок размив след триаса, което се установява по отсъствието на средната и горна части на долната юра.

На фиг. IV.1.2 е представено площно положението на изучаваната структура върху картен лист „Севлиево“ от геоложката карта на България (Хрисчев Х., Л.Недялкова, 1990).

В периода 1987-1988 г., по данни от проведените допълнителни сеизмични проучвания, са прокарани два дълбоки сондажа на структура Върбовка, P-1 и 2.

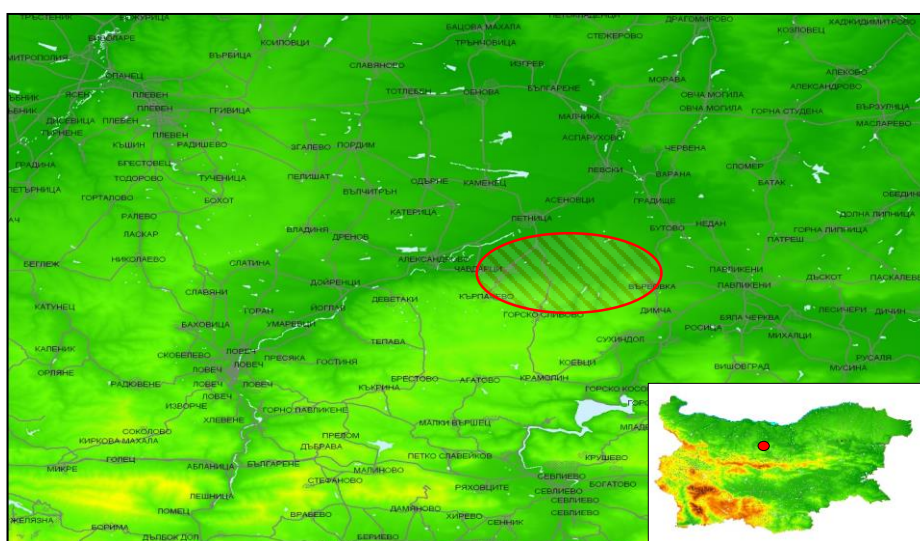
Геофизичните изследвания на структура Горско Сливово са проведени в ограничени обеми. В болшинството от сондажите са изпълнени стандартен комплекс от сондажно-геофизични изследвания: ПС и инклинометрия. Допълнителни БКЗ и термометрични изследвания са проведени на сондажите P-1 и P-5 в сондаж P-5 са проведени радиометрични изследвания (ГК и НГК).

1.2. Структурни особености на водоносна структура Горско Сливово

Структурата е разположена в южната част на Мизийската платформа на прехода с Предбалкана. Открита е посредством проведените сеизмични проучвания в горния структурен етаж на Мизийската платформа. Структурата е добре изразена по горницето на валанжина и хотрива и представлява брахиантиклинала с младоалпийска възраст, удължена в посока запад-изток. Най-високо издигнатата /сводова/ част се намира в района на сондажите P-1 и P-5 и се околнурява с изохипса - 950 м. (фиг. IV.1.3, Горанов, 1969).

В южно направление /сондаж P-3/ е установено понижение в порядъка на около 100 метра, което указва наклон на южното крило от около 6°.

Източната периклинала и северното крило на структурата са очертани само по сеизмични данни. След интерпретацията на тези данни е установено, че северното крило има по-слабо изразени наклони, което е присъщо на структури в Мизийската платформа.



Фигура IV.1.1 – Местоположение на изследвания перспективен район – водоносна структура Горско Сливово.

Водоносна структура „Горско Сливово“ е усложнена от два свода – Горско Сливово и Върбовка. По затваряща изохипса – 1050 m размерите на сводовете са съответно 5x4 km за Горско Сливово и 3x2 km за Върбовка.

Куполът «Върбовка» има критично направление на изток, където има–издигане по горницето на валанжинския пласт. Куполът «Горско Сливово» има критично направление на североизток, където по данни на регионалните изследвания и структурни построения е налице издигане по горницето на валанжинския пласт. На съвременния етап на проучване е потвърдена затваряща изохипса -1075 m, която обединява двата купола (фиг. IV.1.3, Горанов, 1969). Размерът на обединените площи възлиза на 26 km².

2. Строеж и литолого-физична характеристика на потенциалния продуктивен хоризонт

Обект на изучаване са малм-валанжинските, хотривските, баремските и аптските наслаги, които представляват елементи от потенциалния продуктивен хоризонт и екраниращите го труднопроницаеми наслаги.

Наслагите на малм-валанживския комплекс, който се явява основен водоносен хоризонт, в горната си част е представен от доломити (фиг. IV.3.1.). Те са кремави до светлокафяви, едрозърнести, здрави, порести, кавернозни и напукани. Дебелината им е около 30 m. Под тях залягат варовици, доломити и по-малко доломитизирани варовици. Варовиците на места съдържат останки от микроорганизми неравномерно доломитизирани, на места са кавернозни и напукани. Образуван са в неголям епиконтинентален морски басейн с топли и чисти води и в ниски до високо динамични условия Пълният разрез на валанжинските наслаги е разкрит от сондаж Р-5. Дебелината му съставлява около 1000 m. Останалата част от валанжина е разкрита частично от прокараните сондажи.

Карбонатите скали на валанжина се отличават с относително висока напуканост и кавернозност. В много от сондажите се наблюдава частично или пълно поглъщане на промивната течност, пропадане на сондажния лост, приток на пластова вода. Това показва, че в някои нива на валанжина има много добре развити разномащабни до карстови празнини. Във валанжинските наслаги, които литостратиграфски са отнесени към Каспичанската свита, са определени високи стойности на проницаемостта и вместимостта. Във варовиците се наблюдава открита вместимост от 6 до 18,6% и ефективна вместимост от 5,4 до 14,6%. Доломитите се характеризират с открита вместимост в интервала 3,7 до 8,9% и ефективна – от 3,1 до 8,16% (данни от геофонда).

Проницаемостта на варовиците и доломитите се колебае в интервала 1 до 736 mD, но в болшинството от случаите е около 100 mD.

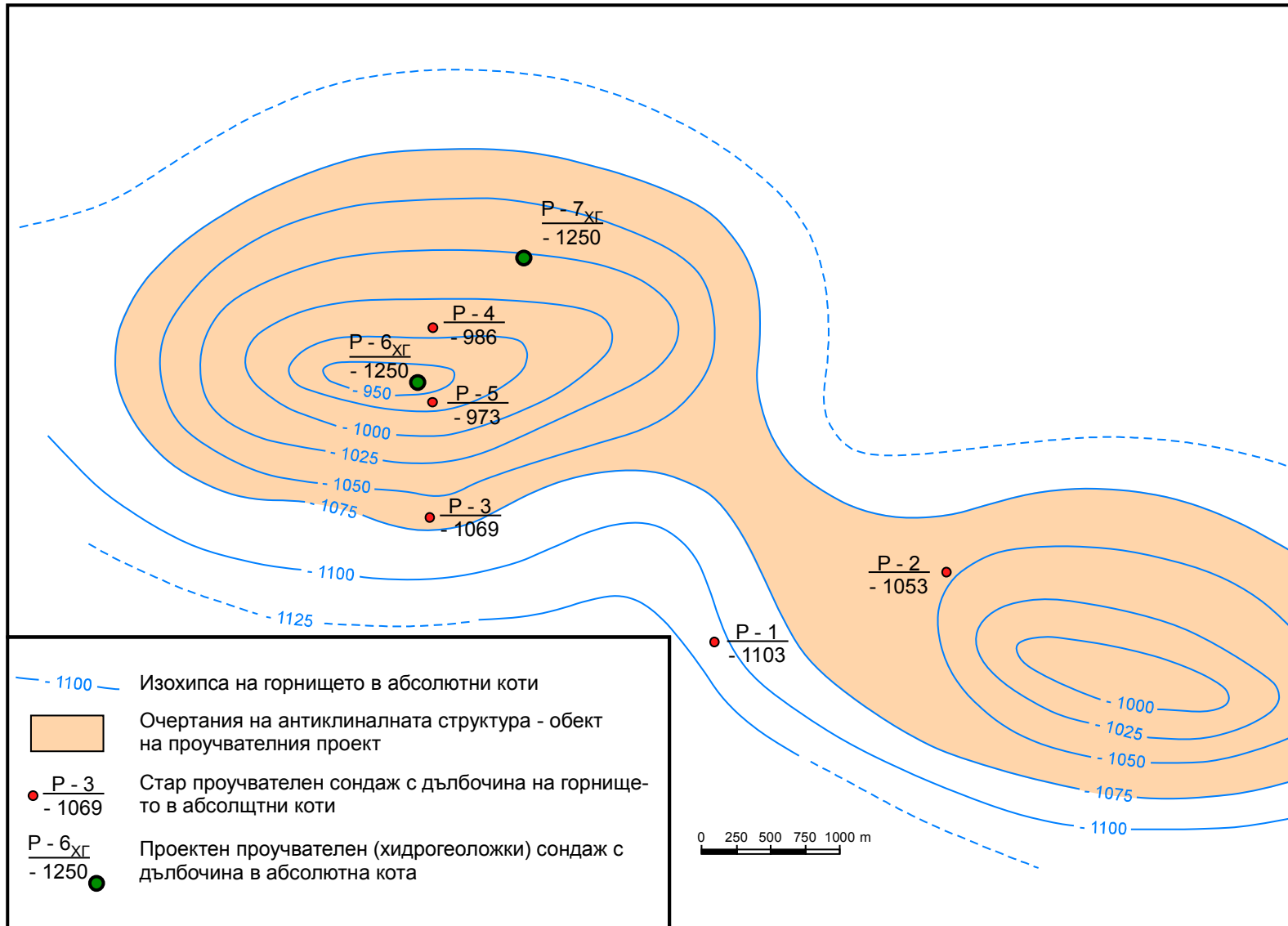
Резервоарните свойства на скалите, определени по данни от лабораторните изследвания, на сравнително ограничен обем от ядрово сондиране и по данни от изпитанията на сондажите са показани в таблица IV.2.1.

Като цяло валанжинските отложения в площта Горско Сливово се характеризират с нееднородни резервоарни свойства в хоризонтално и вертикално направление.

В резултат на данните от изследването на ядрата се вижда тенденция на влошаване на колекторските свойства на пласта от куполната част към крилата на структурата. Същевременно се наблюдава нисък процент на извадената ядрка, което е показател за сработването ѝ в следствие развитието на пукнатини и каверни в пласта колектор. Изхождайки от сложната структура на вместимостното пространство на колектора (пукнатини, каверни и пори) при прокаране на нови сондажи е необходимо провеждането на комплекс от каротажни изследвания за детайлизиране на резервоарните свойства.

Таблица IV.2.1 Данни за резервоарните свойства и изпитание на сондажите във валанжина в пределите на водоносна структура „Горско Сливово“ по лабораторни изследвания

Сонд.	Резервоарни свойства на валанжинските скали		Данни от изпитанията във валанжина
	Порестост, %	Проницаемост, md	
Р-1	3,8 – 8,4	до 5	приток от вода, хлор-калциев тип, дебит 50 l/s, М до 10,95 g/l, микрокомпоненти Br - 7,38 g/l; J -11,5 g/l; Sr – 38,16 g/l; HVO2 – 11,0 g/l.
Р-4	0,6 – 4,3	-	при депресия от 10MPa притока на вода с дебит 0,5 l/s, М=7,65 g/l.
Р-3	0,7 – 1,5	до 1	приток отсъства
Р-2	1	1	в инт-1330-1360 m приток отсъства



Фигура IV.2.1 – Структурна карта по горницето на валанжинските отложения (Горанов, 1969, с допълнения Христов, 2010)

Във връзка с реализацията на настоящия дисертационен труд и специализация в центъра по „Повишение на нефтоотдаването“ към Национален Минерално-Суровинен Университет в гр. Санкт Петербург, РФ и предвид ограниченото количество ядров материал, на отделни образци, са направени специализирани лабораторни изследвания. Използвана е технологията нано томография със скенер SkyScan 2011 (BRUKER - X-ray diffraction (XRD), X-ray fluorescence (XRF/OES) and crystallographic diffraction techniques

За определяне на филтрационните параметри на резервоара, са изследвани 5 ядрови проби от сондажи Р-1, Р-3, Р-4 и две от Р-5. На всеки от образците са направени по няколко сръза, за по-точно измерване, като е отчетена порестост в границите от 2 до 8%. Видно от фиг. IV.2.2. е наличието на свързани каверни в образец с размери няколко кубически сантиметра. Предвид другите геоложки данни и аналогии, за математичното моделиране, е приета порестост 5%. Проницаемостта, по данни от проведените лабораторните изследвания, варира в границите от 138-159 до 545-695 mD на избраните образци. Като средно за водоносната структура Горско Сливово е приета стойност 300 mD. Трябва да се има предвид, че тези изследвания обхващат определени точки от целия разрез и за математическите модели и симулиране, могат да бъдат взети с приблизителна точност. В горната си част валанжинският разрез е силно окарстен и напукан, което позволява получените стойности да бъдат допълнително завишени, защото те отразяват само филтрационните характеристики на матрицата. Доказателство на тази теза са и получените параметри (порестост и проницаемост) по синтетичен път от каротажните данни на сондаж Р-5 Горско Сливово (само в този сондаж проведените геофизични изследвания позволяват оценка на филтрационните характеристики), които значително превишават получените по лабораторен път данни.

3. Строеж и изолираща характеристика на покривката и подложката

Над валанжинските наслаги залягат тези на хотрива, барема и апта. Те са представени преимуществено от мергели с редки прослойки от варовици, алевролити и пясъчници.

Хотривът е изграден от мергели – сиви до тъмно сиви и плътни. Структурата им е криптокристалинно-пелитова, на места до микрозърнести. В някои части от разреза мергелите са слабо алевролитови, в отделни лещообразни прослойки преминават в силноглинести алевролити.

Баремските седименти имат сходен литоложки състав до този на хотривските. Срещат се единични тънки прослойки от пясъчници – сиви, дребнозърнести, кварцови с глинеста спойка, плътни, здрави, крипто до микрокристалинни, на места с органогенни примеси. В средната нива на разреза има прослойки от пясъчници, плътни, микрокристалинни, преминаващи в органогенни варовици с дебелина около 20-25 m. Те са прослоени от дребнозърнести пясъчници. Дебелината на баремските седиментни наслаги съставлява от 500 до 650 m.

В най-издигнатата част на структурата дебелината на хотривските и баремските наслаги е около 650 m.

Аптският разрез е изграден от сиви глини, различно варовити, плътни, пластични, които на места прехождат в мергели. Тяхната дебелина е от 270 до 350 m.

Общата дебелина на хотривските, баремските и аптските наслаги, в границата на структурата, се изменят от 1000 до 1200 m.

Отчитайки голямата дебелина и относителната еднородност на отложенията, може да се приеме, че хотривът и баремът могат да са надеждна покривката над валанжина. На дълбочина около 600 m в разреза е разположен пласт, представен от варовици с прослойки от мергели, който може да послужи за контролен хоризонт при създаване на ПГХ в структура Горско Сливово. Заедно с отгорележащите наслаги на апта, които са представени от глини, плътни, пластични, прехождащи на места в мергели, могат да бъдат разглеждани като надежден екран на потенциалния продуктивен хоризонт.

От получените резултати (фиг. IV.2.2.) е видно, че в изследваните ядрови образци, от сондажи Р-1, Р-3 и Р-4, не са установени открити пукнатини. След софтуерна обработка на данните от скенера, резултатите за порестост варират за отделните сръзове на образците от 3 до 7%, а за проницаемост – от 0,001 до 0,0029 mD. От представените данни може да се приеме, че покривката на Горско Сливово, в най-долната част на разреза, е непроницаема по газ.

Следва да се отбележи, че направените изводи за екраниращите качества на покривката имат качествен характер. За количествена оценка е необходимо допълнително изследване, което се явява приоритетна област за последващи проучвателни дейности.

Цялостното изучаване на подложката в района на структурата е затруднено поради наличието на оскъдни данни от сондажи Р-5 Горско Сливово, Р-1 и Р-2 Върбовка.

Общата дебелина на валанжина значително превишава амплитудата на локалната водонсна структура Горско Сливово. Също така разглежданата структура е от антиклинален тип. Смятаният

като подложка труднопроницаем комплекс в юрските отложения, няма да окаже значително пряко влияние на прогнозните експлоатационни параметри на водоносната структура. Косвено влияние може да окаже върху: закритостта на водоносния комплекс; пластовия хидродинамичен режим и приподна енергия; хидрохимичните показатели на водите (при не добри изолиращи качества и подхранване от долулежащи хоризонти).

4. Хидрохимични и хидродинамични условия

По литофациални характеристики и сондажни данни седиментите на хотрива и барема (Горнооряховската свита) се оценяват като водоупори. Дебелият комплекс от хотривски мергели, глинести варовици и алевролити е издържан водоупор и възможен газоупор.

Единственият резервоар и проводник на подземни води е формиран в малм-валанжския карбонатен комплекс. По всички данни и признаци, основните и най-вместими водоносни тела в комплекса са привързани към пластове от вторични доломити, за които е характерна кавернозна и кавернозно-порова вместимост. Между тези водоносни тела има значителни по дебелина пластове от варовици с относително ниска или много ниско вместимост и проницаемост.

Хидрогеоложката и филтрационна нееднородност на малм-валанжския карбонатен комплекс налага той да се дефинира като комплекс от относително обособени водоносни тела със сложни и неясни засега вътрешни хидродинамични и водообменни връзки. Важно е да се отбележи, че едно от най-вместимостните и проницаеми водоносни тела е формирано в най-горните нива на комплекса, с вероятно развитие по цялата площ на антиклиналната структура и извън нея. Това е важен мотив за проучване на структурата като потенциално газохранилище.

Характеристиките са изведени от предшестващи сеизмични, каротажни и хидрогеоложки проучвания и обобщения. Тук се включват:

- дълбочини на залягане на горнището на комплекса в абсолютни коти;
- дебелини (изопахити) на комплекса;
- пластови температури в горнището и обща соленост (минерализация) на пластовите води.

В обсега на структурата и околното пространство дълбочините на горнището са от кота минус 950 в купола до минус 1150 в периферията. С повече детайли това е показано в ситуационната схема на съществуващите сондажни изработки (фиг. IV.2.1).

Общата дебелина на стратиграфския комплекс в изследваното пространство е в границите на 950-1150 m. Температурите в неговото горнище са 55-62°C, а в по-дълбоките нива до 65-68°C. Общата минерализация на пластовата вода нараства от изток на запад в границите на 8-12 g/l. В рамките на антиклиналата тя е 10-11 g/l.

Химичният състав е хлоридно-натриев с характерно за естеството на водите значително съдържание на йод (1.5-2 mg/l), бром (7-8 mg/l), бор, стронций и сулфидна сяра (H₂S).

Измерените пиезометрични нива, в абсолютни коти, са в границите +20 - +25. Спрямо земната повърхност те са на дълбочина от 180 до 240 m.

За хидрогеоложките параметри на водоносния комплекс, в рамките на структурата, няма фактически опитни данни. В някои съседни сондажи (Павликени, Крушуна) са получени стойности за проводимостта на горния водоносен пласт на комплекса в границите на 150 – 300 m²/d.

ГЛАВА V. МОДЕЛНИ ИЗСЛЕДВАНИЯ НА ГОРСКОСЛИВОВСКАТА СТРУКТУРА

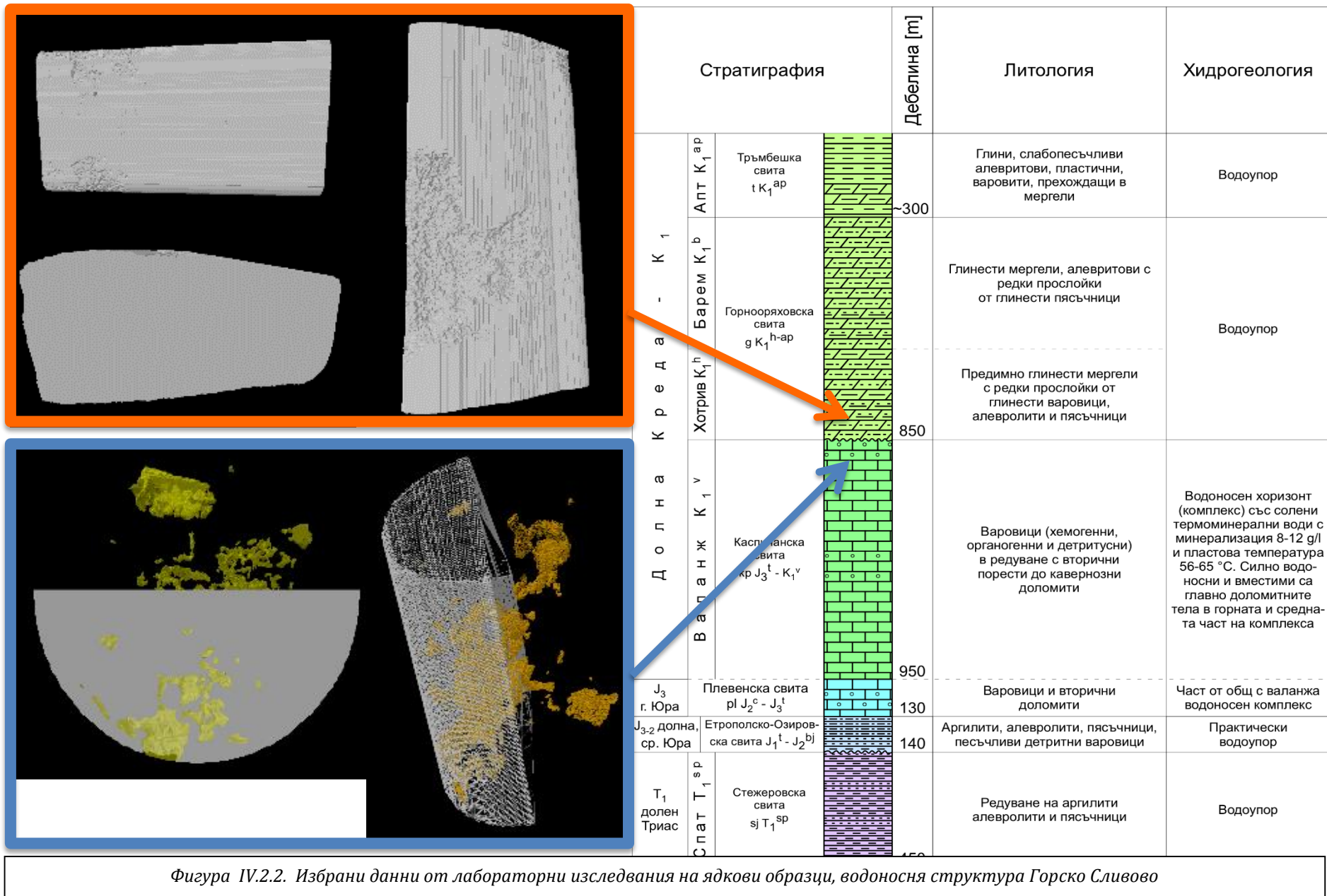
1. Геоложки модел

1.1. Входни данни

При изготвяне на геоложкия модел на водоносна структура Горско Сливово са използвани всички първични данни от наличните доклади в Националния Геофонд на Р.България.

Поради лошото качество и аналогов формат на данните са проведени редица процедури по цифровизацията им. На база първичните данни са подготвени входни файлове за използване на специализиран софтуерен продукт за тримерно моделиране, а в последствие и симулиране.

Използвани са геолого-геофизичните разрези на сондажи: Р-1, Р-2, Р-3, Р-4 и Р-5 Горско Сливово; Р-1 и Р-2 Върбовка; Р-2 Кърпачево, като са цифровани наличните каротажи. В повечето от използваните каротажни данни са проведени стандартни изследвания, като само в Р-5 Горско Сливово са направени по-широк спектър от сондажно-геофизични измервания.



Фигура IV.2.2. Избрани данни от лабораторни изследвания на ядрови образци, водоносня структура Горско Сливово

В изследваната площ е наличен голям обем от първична сеизмична информация. Данните не могат да бъдат заредени директно в използвания интерпретационен софтуер. Това наложи допълнителна обработка от фирма „РексимСЕИЗ“ ООД. Предвид скъпоструващите процедури са избрани и реобработени само пет сеизмични профила от наличните за района на водоносна структура Горско Сливово с научно-изследователска цел. Водещо при избора е покриване с данни на североизточното крило на структурата, т.к. в регионален план голяма част от структурите в Мизийската платформа са отворени в посока североизток, което се явява и критично направление. В бъдеще при задълбочено изучаване на водоносната структура Горско Сливово, с оглед изграждане на подземно газово хранилище, е необходимо да се вземе предвид цялата налична информация, в това число и наличните сеизмични данни, които да се реобработят и интегрират в геоложкия модел.

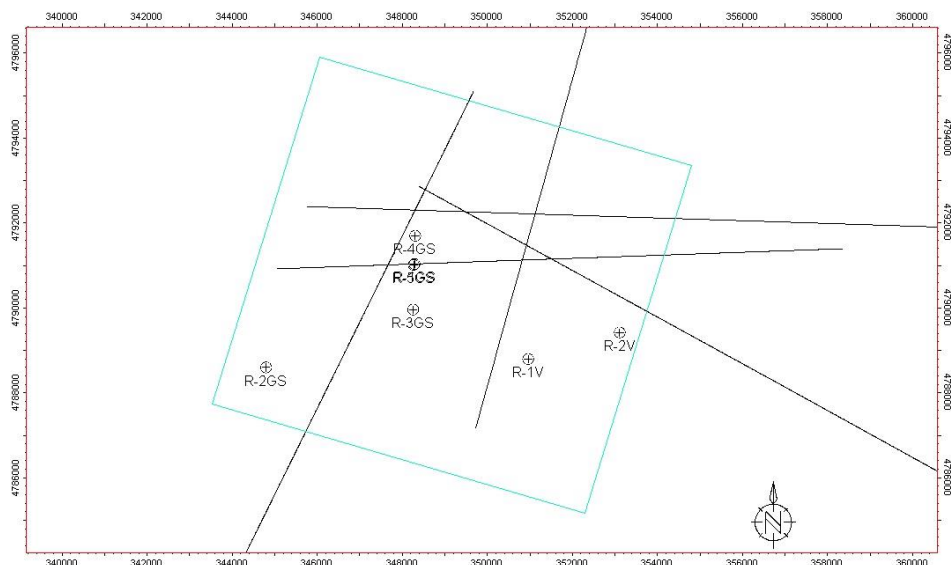
При формиране на базата данни с филтрационно-вместимостните данни за водоносната структурата, са използвани архивни доклади за проведени лабораторни изследвания. Също така, някои от параметрите са генерирани синтетично на база наличните каротажни данни от дълбокия сондаж Р-5. Използвани са и данните от проведените изследвания в лаборатория „Повишение на нефтоотдаването“. Предвид ограничения ресурс, изследвания за порестост са проведени на 5 избарни образци от колектора и покривката на структура Горско Сливово.

1.2. Резултати от геоложкото моделиране

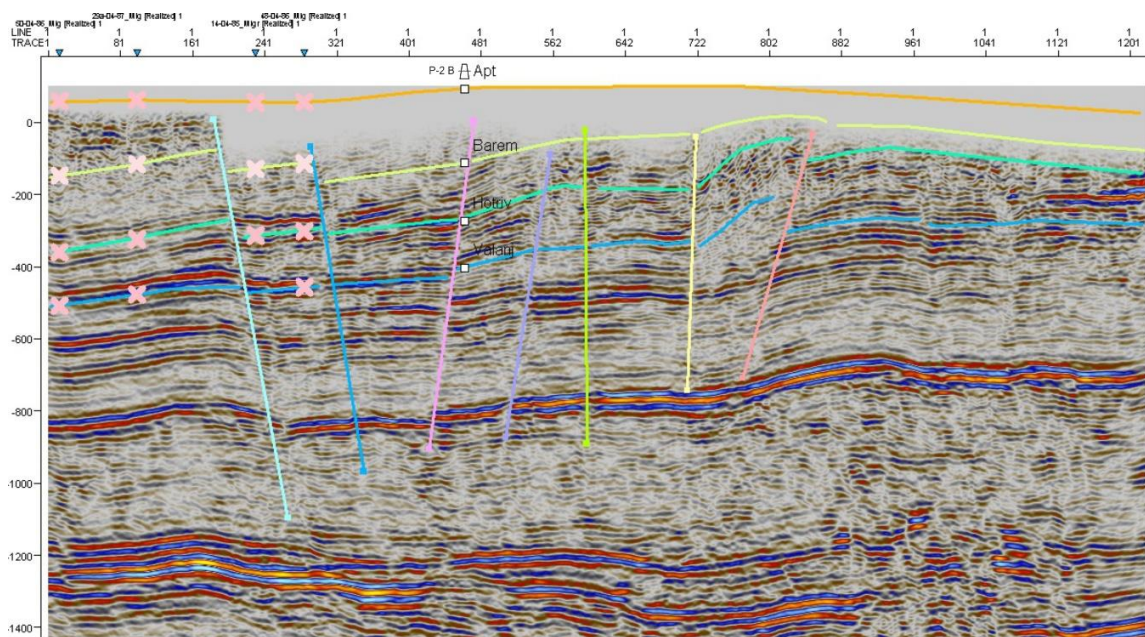
Всички налични входни данни (сеизмични профили, сондажно-геофизични, геоложки разрези на сондажи) след предварителна подготовка са заредени в интерпретационен софтуер OpendTest за тримерно геоложко моделиране. Използвани са всички добри практики и похвати на моделирането, включващи:

- Зареждане на сондажните данни – местоположение и хроностратиграфски граници;
- Зареждане на сеизмични данни;
- Зареждане на скоростен модел за сеизмичните данни (по данни на Дачев, 1977) с корекции от аналогични сондажи в ИЯС);
- Интерпретация на геолого-геофизичните данни;
- Изготвяне на тектонски анализ и модел на разломните нарушения;
- Изготвяне на геоложки модел;
- Анализ и оценка на изходните данни.

От демонстрираните интерпретирани сеизмични профили е видна добра корелация по основните отразяващи сеизмични граници. На тяхна база, и геолого-геофизичните данни от прокараните сондажи, са моделирани повърхнини по горнището на валанжина, хотрива, барема и апта.



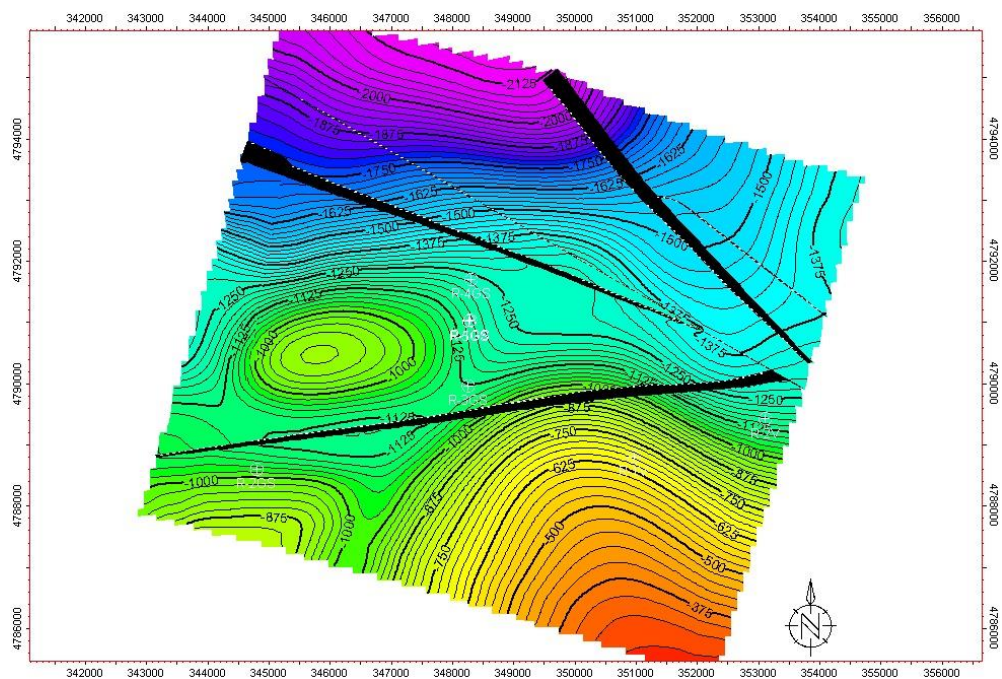
Фигура V.1.1. Карта с разположение на входната информация след интегриране в програмен продукт OpendTest



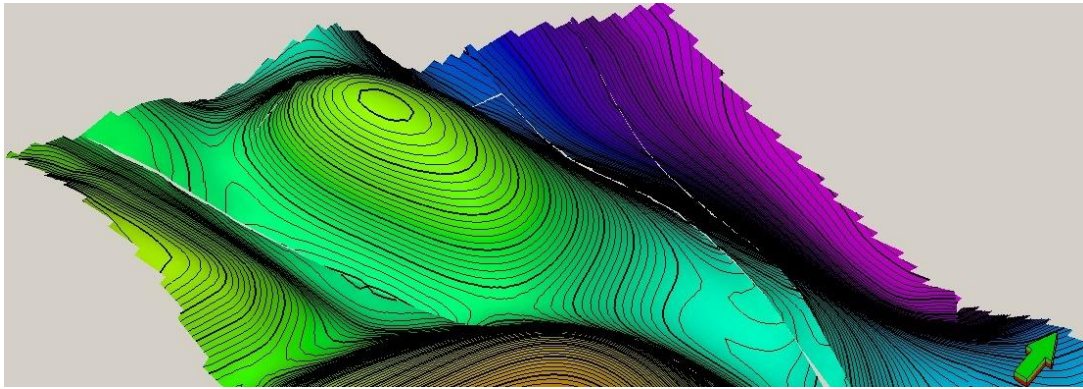
Фигура V.1.2. Интерпретиран сеизмичен профил СП-77-04-87

Независимо от ограниченото количество информация, интегрираният приближен геоложки модел представя водоносната структура Горско Сливово като добре изразена брахиантиклинала с посока на издължената ос север-северозапад – юг-югоизток. Като цяло размерите са по-малки от съществуващите до сега представи, но амplitудата е по-силно изразена.

Не са интерпретирани крупни нарушения, които могат да компрометират структурата, а допълнително потвърждение е хидрогеоложката ѝ закритост. Единствено в най-западната част на структурата е установено разседно нарушение с пропаднало ляво крило. Според данните, то няма да окаже влияние, т.к. в зоната на разседа лежащото крило граничи с мергелите на хотрива. От гледна точка на възможното предотвратяване на неблагоприятното влияние на разлома, затварящата изохипса на структурата ще бъде редуцирана до -1075 m. По този начин нарушението попада извън потенциалния ВГК.



Фигура V.1.3. Структурна карта по горницето на валанжина, ограничена в полигона на изследване



Фигура V.1.4. Общ изглед на тримерен модел по горнището на валанжина

Моделните изследвания за покривката също потвърждават дебелината и площното разпространение. Добре се колерира и теригенно-карбонатните скали в барема, които могат да се използват за задължителния контролен хоризонт, при изграждане на ПГХ.

В геоложкия модел са интегрирани и данни за филтрационните характеристики, а така също и други пространствени ограничения. Така изготвения приблизителен модел е пригоден за хидрогазодинамични изследвания.

При провеждане на по-задълбочени изследвания е необходимо интегрирането на цялата налична и новопроведена сеизмична информация за получаване на по-достоверен и реалистичен модел.

2. Особенности на хидродинамичното моделиране на колектори с двойна порестост

2.1. Параметри на характерните пукнатини

2.1.1. Разкритост и проницаемост на характерните пукнатини

Интерес при създаване на подземно газово хранилище във водоносен пласт представляват изследванията при моделиране на процесите на филтрация на газ в среди с наличие на пукнатини и каверни. Образуването на пукнатините както естествено, така и с техногенен характер, е присъщ на много типове колектори, имащи широко разпространение в практиката. Така например находища на нефт и газ в пукнатинно-порови колектори са над 30% от всички находища по света.

Математическо описанието на пукнатинно-каверновия тип колектори е значително по-сложно в сравнение с поровите. Поради тази причина моделирането им е нерешима задача, без използване на приближени математически модели, поради наличие на множество зависимости и неизвестни. Редица автори през годините са правили опити за създаването на приближен математически модел, но като фундамент обобщаващ на тези трудове е използвана публикацията на Хайбулин (1975).

Параметрите на системата пукнатини характеризират отделянето на единични обеми скала, наричани – „блокове на матрицата“. Количеството пукнатини и тяхната ориентация са непосредствено свързани с разпределението и гъстотата на пукнатините. Свойствата характерни за единична пукнатина могат да бъдат определени на основа на статистически данни.

Разпределение на отворените пукнатини има приблизително логаритмично-нормален характер с математическо очакване – степен на разкритост приблизително равна на 26 μm . При това условие дисперсията може да се определи, приемайки стойността 26 μm и 150 μm в качеството на две стандартни отклонения.

Съответно средното стойност на разкритост на пукнатините за такова статистическо разпределение ще бъде равно на:

$$\bar{b} = b_m \exp\left(\frac{\sigma^2}{2}\right) = 26 \exp\left(\frac{\left(\frac{\ln 150 - \ln 26}{2}\right)^2}{2}\right) = 37.3 \mu\text{m}$$

където: \bar{b} – разкритост на характерните пукнатини; b_m – математическото очакване на разкритостта на пукнатините; σ^2 – дисперсното разпределение.

Проницаемостта на единична пукнатина с разкритост b може да бъде оценена по формулата на Бусинеск:

$$q_{\text{пук}} = a \frac{b^3 \Delta P}{12\mu l},$$

където: $q_{\text{пук}}$ – количеството флуид, протичащо през пукнатината; a – дължина на единична пукнатина; l – обща дължина на пукнатините; ΔP – спад на налягането; μ – вискозитет на флуида.

2.1.2. Проницаемост и анизотропия на пукнатинни среди

Проницаемостта на система от пукнатини се определя въз основа на проницаемостта на единична пукнатина и интензитета на пукнатините:

$$k_{\text{сис.пук.}} = k_{\text{пук.}} I,$$

където: I – интензитет на пукнатините.

Пукнатинната вместимост съответно се определя от израза:

$$\phi_{\text{пук.}} = \bar{b} I.$$

В този случай интензивността на пукнатините може да бъде изразена в следния вид (Golf-Raht T.D., 1986):

$$I = \frac{n}{L} = \frac{\phi_{\text{пук.}}}{\bar{b}},$$

където: n – количество пукнатини, пресичащи права линия в направление перпендикулярно на потока, към дължината на тази права линия L .

Както е известно от земната механика, пукнатините възникват преимуществено в направление $\pm 30^\circ$ от направлението на действие на максималното напрежение. Ето защо разчетната мрежа е целесъобразно да бъде ориентирана по такъв начин, че едната ѝ ос (например X) да съвпада с направлението на действие на максималната сила. Тогава диагоналните компоненти на тензора на проницаемостта за пукнатинната среда, който е записан в следния вид (Басниев и др., 2005):

$$[k_{\text{пук.ср.}}] = \begin{bmatrix} k_{xx} & & \\ & k_{yy} & \\ & & k_{zz} \end{bmatrix}$$

могат да бъдат определени по формулите:

$$k_{xx} = k_{\text{пук.ср.}} \cos^2 \alpha$$

$$k_{yy} = k_{\text{пук.ср.}} \sin^2 \alpha$$

$$k_{zz} = k_{\text{пук.ср.}}$$

където: α – ъгъл на вътрешно триене.

2.1.3. Зависимост на свойствата на пукнатинно-поровите среди от налягането

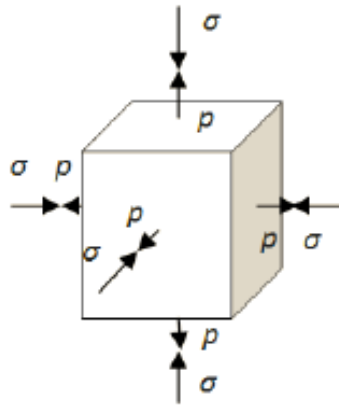
На единичен елемент от пукнатинно-порова скала, намираща се в напрегнато състояние (фиг. V.2.1) действа външно натоварване σ и вътрешно противоналягане p (Шустев, 1970). Съответно деформацията на скалата ще зависи от величината на системата $\sigma - p$ наричана „ефективно налягане“ (Golf-Raht T.D., 1982).

При отсъствие на външни натоварвания, свиваемостта на скалата ще зависи само от поровото налягане и се определя от израза:

$$C = \frac{1}{V} \frac{\partial V}{\partial p},$$

където: $V=L^3$ – общия обем на скалата, а L – линейен размер, когато линейното удължение може да бъде определено от съотношението

$$L^3 = V = V_0 e^{C(p-\bar{p})}$$

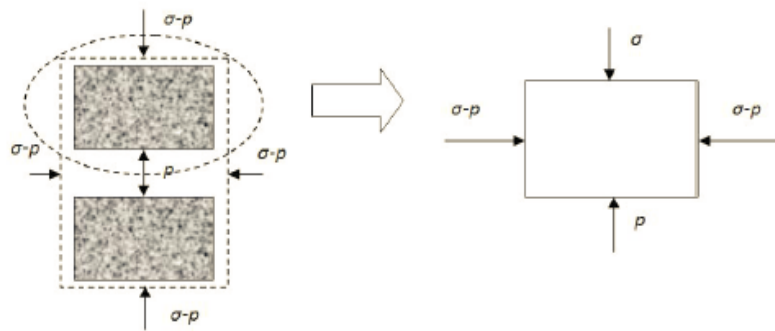


Фигура V.2.1. Схема на натоварване действащо на елемент от скалата

Следователно линейният размер на елемента от скалата ще се изменя, както следва:

$$L = L_0 e^{\frac{C(p-\bar{p})}{3}}$$

За матричен блок налягането действа както вътре в поровия обем, така и отвън от страна на пукнатините - външно натоварване (фиг. V.2.2). С изменение на налягането, в направление нормално към повърхността на пукнатините, се изменя натоварването, при което няма да настъпи удължение на матричния блок, а изменението на линейния размер е свързано с увеличаване размера на пукнатините (Aavatsmark I, 2008).



Фигура V.2.2. Действие на налягането при пукнатинна система

Когато положим \bar{p} равно на налягането на затваряне и отваряне на пукнатините ще се получи следното:

$$L_M + nb = L_M e^{\frac{C(p-\bar{p})}{3}},$$

където: L_M - начален размер на образца, n - количество на пукнатините, b - разкритост на пукнатини.

След преобразуване на израза, се получава зависимостта на пукнатината вместимост от налягането:

$$\Phi_{\text{пук.}} = bI = \frac{C}{3}(p - \bar{p}),$$

където: $I = n/L \approx n/LM$ - линейна гъстота на пукнатините (интензивност).

Съответно, може да се оцени налягането на затваряне на пукнатините, чрез следния израз:

$$\bar{p} = p_0 - \frac{3\Phi_{\text{пук.}}^0}{C},$$

където: p_0 - началното пластово налягане, $\Phi_{\text{пук.}}^0$ - начална вместимост на пукнатините.

Тогава пукнатината вместимост ще зависи от налягането, както следва:

$$\Phi_{\text{пук.}}(p) = \Phi_{\text{пук.}}^0 + \frac{C}{3}(p - p_0)$$

При увеличение на налягането, пукнатините не само се разкриват (увеличават своята ширина), но се образуват и нови пукнатини. При понижаване на налягането разкритостта на пукнатините намалява и се понижава тяхната гъстота, понеже част от пукнатините се затварят напълно. Тогава след превръщане за пукнатината вместимост може да се запише (Golf-Raht T.D., 1982):

$$d\phi_{\text{пук.}} = d(bl) = bdl + ldb$$

Като се раздели на началната вместимост ще се получи:

$$\frac{d\phi_{\text{пук.}}}{\phi_{\text{пук.}}} = \frac{dl}{l} + \frac{db}{b}$$

Ако предположим, че изменението на разкритостта и затварянето/ образуването на нови пукнатини са равно вероятни. Тогава:

$$\frac{dl}{l} = \frac{db}{b} = \frac{1}{2} \frac{d\phi_{\text{пук.}}}{\phi_{\text{пук.}}}$$

следователно,

$$\frac{l}{l_0} = \frac{b}{b_0} = \left(\frac{\phi_{\text{пук.}}}{\phi_{\text{пук.}}^0} \right)^{1/2}$$

Съответно за плътността и разкритието на пукнатините може да запишем:

$$I(p) = I_0 \left(\frac{\phi_{\text{пук.}}}{\phi_{\text{пук.}}^0} \right)^{1/2}$$

$$b(p) = b_0 \left(\frac{\phi_{\text{пук.}}}{\phi_{\text{пук.}}^0} \right)^{1/2}$$

Тогава проницаемостта на системата от пукнатини може да се изрази чрез формулата (Golf-Raht T.D., 1982):

$$k_{\text{пук.}}(p) = I \frac{b^3}{12} = \frac{1}{12} I_0 \left(\frac{\phi_{\text{пук.}}}{\phi_{\text{пук.}}^0} \right)^{1/2} \left[b_0 \left(\frac{\phi_{\text{пук.}}}{\phi_{\text{пук.}}^0} \right)^{1/2} \right]^3 = \frac{1}{12} I_0 b_0^3 \left(\frac{\phi_{\text{пук.}}}{\phi_{\text{пук.}}^0} \right)^{1/2} \left(\frac{\phi_{\text{пук.}}}{\phi_{\text{пук.}}^0} \right)^{3/2} = k_{\text{пук.}}^0 \left(\frac{\phi_{\text{пук.}}}{\phi_{\text{пук.}}^0} \right)^2$$

Свиваемостта на матричния блок C_M при тези условия ще бъде:

$$C_M = \frac{2}{3} C$$

При налягания по ниски от наляганията на затваряне/разкриване пукнатинната вместимост, проницаемост и свиваемост на матрицата се определят по горната формула, където: $\phi_{\text{пук.}} = 0$; $k_{\text{пук.}} = 0$; $C_M = C$

2.2. Характеристика на система от пукнатини на основа на геометричните параметри на пласта

За описание на пукнатинната вместимост на пласта може да се използва понятието „псевдокривина“ на пласта (Багринцева К.И., 2005). Псевдокривината на пласта ψ се определя като отношение на H – дебелина на пласта към R - радиуса на кривина на структурната повърхнина z (Golf-Raht T.D., 1982):

$$\psi = \frac{H}{R}$$

Псевдокривината характеризира удължаването на външната (по отношение на центъра на изкривяване) повърхност на пласта, отнесено към вътрешната, т.е. големината на пукнатинната вместимост (фиг. V.2.3)

Вместимостта представлява сама по себе си обема на празнините в пукнатините на пласта към обема на скалата на даден елемент.

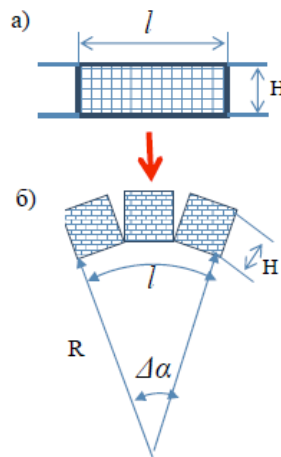
Обемът на фрагмент от пласта се определя по формулата:

$$V_1 = H \cdot l,$$

където: $l = R\alpha$.

Обемът на фрагмента от пласта в деформирано състояние се определя:

$$V_2 = \frac{((R + H)^2 \Delta\alpha - R^2 \Delta\alpha)}{2} = \frac{\Delta\alpha}{2} (2RH + H^2)$$



а) – модел на фрагмент от пласта; б) – модел на фрагмент от пласта в деформирано състояние

Фигура V.2.3. Връзка между пукнатинна вместимост и псевдокривина

Тогава $\phi_{\text{пук.}}$ – вместимостта (до колкото радиусът на кривина R винаги е значително по-голям от дебелината на продуктивния пласт H) се определя по формулата:

$$\phi_{\text{пук.}} = \frac{V_2 - V_1}{V_2} = \frac{1}{2} \frac{H}{R}$$

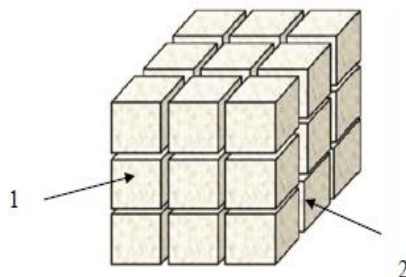
Следователно $\phi_{\text{пук.}} = 0,5\psi$, където ψ – псевдокривина на пласта.

Имайки предвид фиг.VI.2.5 следва, че в пласт с дебелина H и радиус на кривина R е подложен на сложен комплекс от напрежения. Видно от фигурата и горните изрази е, че пукнатините са развити в резултат на издигането на пласта, като във всеки интервал разкритостта на пукнатините зависи от големината на радиуса R.

2.3. Математически модел на филтрационна среда с двойна порестост.

Уравнението за движение в напукани пластове с два вида празнини е записано от Баренблант (1960) и други изследователи, изхождайки от подхода за континуум (непрекъснатост). В последствие идеите на Баренблант (1960) са развити и приложени при моделирането на пукнатинни колектори от най-различни автори, които ограничават описанието на модела за двойна порестост в съществено опростена постановка.

Съвременните модели и програмни комплекси за моделиране на процесите в подземна многофазова филтрация принципно не се отличават от описаните в трудовете на Заславский М.Ю. и Томин П.Ю. (2010). Системата от пукнатини и блоковата порова матрица се разглеждат като две смесени среди, вложени една в друга. При това параметрите на движение на течностите в смесената среда се определят във всяка точка (фиг. V.2.4). Уравненията за движение и съхранение на масата се записват независимо за всяка отделна среда (Дмитриев Н.М., 2007). Протичането на течност от едната в другата среда се отчита с въвеждането на функция q_{mf} в уравнението за запазване на масата (Дмитриев Н.М., 2007).



1 – матрица; 2 – пукнатина

Фигура V.2.4. Идеализиран напукан пласт

За тази функция q_{mf} Golf-Raht (1982) е предложил използването на следния израз:

$$q_{mf} = k_m V \sigma (P_m - P_f),$$

където: q_{mf} – потока от матрицата към пукнатините; k_m – проницаемост на порите на матрицата; V – разглеждания обем пукнатинно-порова среда; P_f и P_m – налягания съответно в пукнатините и матрицата; σ – коефициент на формата, който може да бъде изчислен по следната формула:

$$\sigma = 4 \left(\frac{1}{l_x} + \frac{1}{l_y} + \frac{1}{l_z} \right),$$

където: l_x, l_y, l_z – характерните размери на матричните блокове по съответното направление.

Използването за хидродинамично моделиране на програмен продукт ECLIPSE (Schlumberger) позволява моделиране на пукнатинно-порова среда, в която филтрацията протича едновременно както в пукнатините, така и в порите на матрицата (модел с двойна проницаемост). Традиционно се счита, че моделът с двойна порестост е приложим, ако проницаемостта на порите на матрицата и пукнатините се различават като минимум от порядъка на 10 пъти, т.е. $k_f \geq 10.k_m$, където: k_f – проницаемост на пукнатините, а k_m на матрицата. По строгият избор на модел на филтрация в пукнатинно-порова среда може да се обоснове на база резултатите на Каземи. Притока от матрицата в пукнатините при зададен пад на налягането Δp (Golf-Raht T.D., 1982) може да се изрази чрез:

$$q_{mf} = 4\bar{k}\Delta p,$$

където: \bar{k} – средна проницаемост:

$$\bar{k} = \frac{2k_m k_f}{k_m + k_f}$$

Този поток в пукнатините ще бъде:

$$q_f = k_f \Delta p$$

Следователно всичко което изтича от блоковата матрица първоначално попада в пукнатините и след това в друг блок. Ако това условие не е изпълнено, то част от потока преминава от един блок в друг, даже ако между тях има пукнатина. Използвайки горните уравнения, се получава критерият за приложимост на модела за двойна порестост:

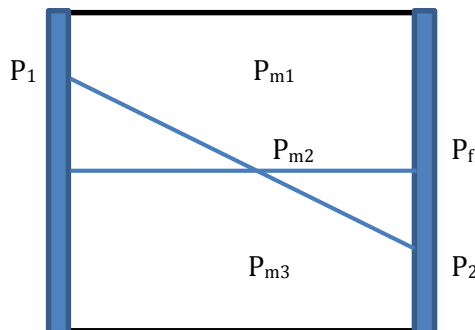
$$k_f > 7k_m.$$

2.4. Особености на приложимост на модела с двойна порестост при ПГХ

2.4.1. Вискозитетно изместване

Заедно със стандартният газообмен между матрицата и пукнатините възниква пад на налягането между тях. При моделиране на работата на ПГХ в пукнатинно-порови колектори е необходимо също да се отчете допълнителните ефекти възникващи в пласта.

Под вискозитетно изместване се разбира протичане на флуида в поровата матрица и от нея, под действието на градиента на налягането, в система от пукнатини. На фиг. V.2.5. е представен матричен блок, но който действа градиентът на налягането в пукнатините. Налягането в матричния блок е еднакво P_f , а ефективният пад на налягането в пукнатините от двете страни на блока е $P_1 - P_2$.



Фигура V.2.5. Схема за моделиране на процеса на вискозитетно изместване (Golf-Raht T.D., 1982)

Ако налягането в матрицата P_{m1} е по-голямо от P_1 и P_2 то очевидно, че протичането ще бъде от матрицата към пукнатините:

$$F = \frac{T}{2} \lambda_m (P_{m1} - P_1) + \frac{T}{2} \lambda_m (P_{m1} - P_2),$$

където: $T = \sigma V k_{\text{матр.}}$ – коефициент на флуидообмен (проводимост) на пукнатина-матрица; λ_m – фазова подвижност на флуида в матрицата.

Следователно:

$$F = T \lambda_m (P_{m1} - P_f),$$

е стандартното изражение на протичането между пукнатина и матрица, т.к.

$$P_f = \frac{P_1 - P_2}{2}.$$

Ако налягането в матрицата P_{m3} е по-малко от P_1 и P_2 тогава протичането от пукнатините в матрицата ще се изразява като:

$$F = T \lambda_f (P_f - P_{m3}),$$

където: λ_f – фазова подвижност на флуида в пукнатините.

Следователно в случая, когато $P_2 < P_m < P_1$ протичането от една страна ще бъде от пукнатината към матрицата, а от другата страна – от матрицата в пукнатината, тогава:

$$F = \frac{T}{2} \lambda_f (P_1 - P_{m3}) - \frac{T}{2} \lambda_m (P_{m3} - P_2),$$

като последното уравнение може да бъде представено в следния вид:

$$F = \frac{T}{2} \lambda_f \left(P_f + \frac{P_1 - P_2}{2} - P_{m3} \right) - \frac{T}{2} \lambda_m \left(P_{m3} - \left(P_f - \frac{P_1 - P_2}{2} \right) \right),$$

в което неизвестните P_1 и P_2 се подчиняват на условието $P_1 - P_2 = GL$, където G – градиент на налягането в пукнатините, а L – линейен размер на матричния блок, в който е необходимо да се отчете анизотропния характер на пукнатинната проницаемост.

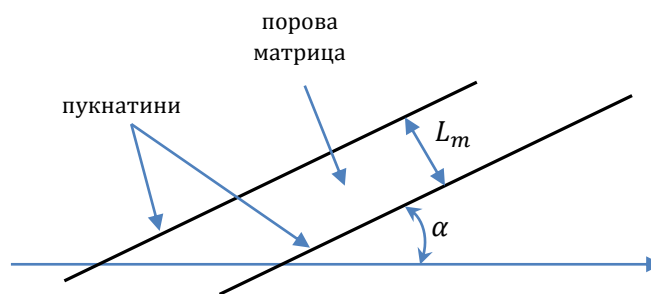
За вертикалните пукнатини, образуващи ъгъл α с направление X , линейните размери на блока се определят като:

$$L_x = L_m \sin^2 \alpha$$

$$L_y = L_m \cos^2 \alpha$$

$$L_z = 0,$$

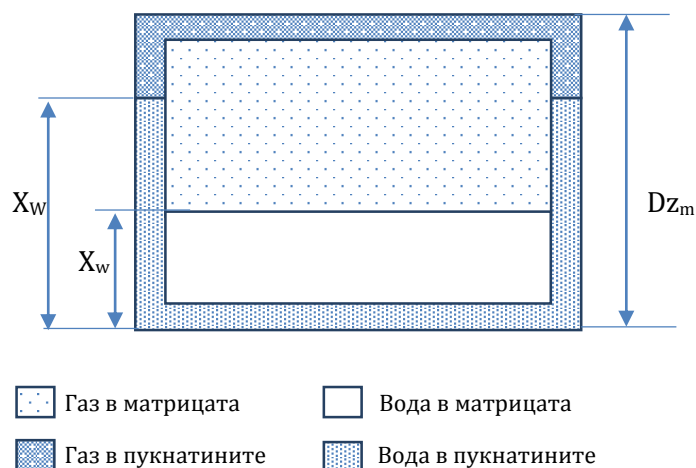
където: L_m – характерен размер на матричния блок (фиг.V.2.6).



Фигура V.2.6. Схема на геометричната характеристика на матрични блокове (Golf-Raht T.D., 1982)

2.4.2. Гравитационен дренаж

На фиг.V.2.7 е представена типичната схема на пукнатинно-порова среда, в която водо- и газонаситеността в пукнатините и поровата матрица се различава.



Фигура V.2.7. Схема на процеса на гравитационно дренериране (Golf-Raht T.D., 1982)

В такава система възникват допълнително понижаване на налягането

$$\Delta P = D z_m (X_w - X_w) \Delta \rho g,$$

където: $D z_m$ – височина на разглежданата клетка; X_w и X_w – ниво на водата в пукнатините и матрицата; $\Delta \rho$ – разлика в плътностите на флуидите; g – земно ускорение.

3. Хидродинамичен модел, прогнозен потенциал и предварителна оценка на някои техноложични показатели

3.1. Входни данни

В таблици V.3.1 и V.3.2 е представен изчисленият възможен общ обем на газа в зависимост от варианта за използване само на структурата Горско Сливово и съвместно със структурата Върбовка в зависимост от матричната порестост на валанжинските отлагания. Известно е, че порестостта на напуканите карбонатни седименти по архивни данни е ниска и обикновено е около 1.5-2%. Същевременно варовиците и доломитите, както бе споменато по-горе, са интензивно напукани и кавернозни, което значително променя получените в лабораторни условия резултати и реалните в пласта.

За да не се превишават потенциалните възможности на структурата относно обема на съхранявания газ, в таблиците е посочен изчисленият възможен общ обем на структурата Q_{tot} при коефициент на нейното използване $K_{exp} = 60\%$, приета порестост 5% и 10% (за различните варианти), коефициент на газонаситеност $K_G 0,7$; налягане в пласта - $P_s = 120 \text{ bar}$ и коефициент на свръхсвиваемост $Z=0,8$.

Предварителните изчисления за създаването и експлоатацията на ПГХ във водоносен пласт се базират върху балансовия модел на газовите залежи в безкраен водоносен пласт. Загубите на налягане в газовата зона не са взети предвид. Насищането с газ се приема за постоянно. Взаимното изтласкване на водата от газа и на газа от водата се приема като равномерно, темповете му се определят от разликите между налягането в газовата част и началното налягане в пласта и не зависи от посоката на изтласкването. Отчитането на геометричните особености на природния капан се извършва чрез въвеждане на допълнителна хидростатична разлика в налягането, съответстваща на разликата между първоначалното заложение и текущия водогазов контакт (ВГК), който се смята за условно хоризонтално.

Това е опростена изчислителна схема, която в последствие при провеждане на допълнителни проучвателни работи и получаване на информация може да бъде уточнена след въвеждане в модела на поправки относно големината на водоносния басейн и нехоризонталността на формата на повърхността на ВГК и др. Също така могат да бъдат взети предвид наличието на остатъчна газонаситеност при навлизането на вода по време на добива газ, а също така и ефектът на несиметричност при взаимните изтласквания между газа и водата.

Таблица V.3.1 Изчисляване на възможния общ обем газ (тст) в структурата Горско Сливово в зависимост от порестостта

Изохипса, абс., м.	Площ в рамките на изохипсата, km ²	Геометричен обем	Геометричен обем, нарастващ	Q_{tot} , при $K_{exp}=60\%$; $\Phi_{tot}=5\%$; $P_s=120$; $Z=0.8$; $K_{exp}=0.7$	Q_{tot} , при $K_{exp}=60\%$; $\Phi_{tot}=10\%$; $P_s=120$; $Z=0.8$; $K_{exp}=0.7$
940	0	0	0	0	0
950	0.295	1.0	1.0	3	6
975	1.281	18.3	19.2	61	121
1000	3.439	56.8	76.1	240	479
1025	6.981	127.7	203.7	642	1283
1050	11.324	226.6	430.3	1356	2711
1075	17.177	353.7	784.1	2470	4940

Таблица V.3.2 Изчисляване на възможния общ обем газ (тст) в структурата Горско Сливово и Върбовка в зависимост от порестостта

Изохипса, абс., м.	Площ в рамките на изохипсата, km ²	Геометричен обем	Геометричен обем, нарастващ	Q_{tot} , при $K_{exp}=60\%$; $\Phi_{tot}=5\%$; $P_s=120$; $Z=0.8$; $K_{exp}=0.7$	Q_{tot} , при $K_{exp}=60\%$; $\Phi_{tot}=10\%$; $P_s=120$; $Z=0.8$; $K_{exp}=0.7$
940	0	0	0	0	0
950	0.295	1.0	1.0	3.1	6.2
975	1.281	18.3	19.2	60.6	121.2
1000	4.291	59.7	78.9	248.5	497.1
1025	9.526	168.2	247.1	778.5	1557.0
1050	17.162	328.6	575.8	1813.6	3627.3
1075	30.749	590.7	1166.4	3674.3	7348.6

Понастоящем съществуват различни методики за пресмятане на нагнетяването на газ във водоносния пласт при липса на газова шапка в началото на нагнетяването. Най-апробираната в практиката е методиката на С.Н.Бузинов (1961).

Тази методика позволява да се изчисли нагнетяването на газ в еднороден безкрайно дълъг водоносен пласт през сондаж с нулев радиус. Пластът се приема за хоризонтален; загубите на налягане в газовата зона се пренебрегват. Поради относително ниския вискозитет на газа в сравнение с вискозитета на водата, загубите на налягане в газовата зона могат да се пренебрегнат, тогава радиусът на сондажа няма да влияе върху процеса на изтласкване.

Коефициентът на изтласкване d_{cp} през цялото време на изтласкването се приема за константен. Стойностите на налягането при нагнетяването P_i и първоначалното налягане в пласта P_{ss} приемаме за постоянни. Пренебрегваме загубата на налягане в зоната на двуфазното течение.

Разходът на изместваната вода в кръга газ-вода се определя по следното уравнение:

$$q = 2P\Phi h d_{av} c z,$$

където: Φ - приета пористост на пласта, %; h - дебелина на пласта, м; c - коефициент на пиезопроводност на пласта; z - коефициент на свръхсвиваемост - определен по графичния метод.

$$c = \frac{kK_0}{\mu^2},$$

където: k - коефициент на проницаемост на пласта; K_0 - модул на обемно свиване на водата; μ - динамичен вискозитет на пластовия флуид с отчитане на температурната поправка, Pa.s

Допускания за хидродинамичното моделиране

В рамките на водоносна структура Горско Сливово са прокарани пет сондажа.

При определянето на изходните параметри на пласта-колектор и следващите пресмятания на показателите при стабилна циклична експлоатация и на оценката за сроковете за създаване на хранилища в съществуващия интервал от данни приемаме най-достоверните. Такъв подход способства да се понижи евентуалния геоложки риск и повишава надеждността на изчисленията.

За оценяването на възможностите за поемане от пласта-колектор дебелината му се приема за равна на 30 m. Въпреки че общата дебелина на пласта е около 1000 m, само горната му част има най-висока кавернозност и напуканост.

Матричната порестост на колектора е ниска, но неговата пукнатинно-кавернова може да има доста съществено значение - в изчисленията се приема стойността от 5%.

Първоначалното налягане на пласта в прокараните сондажи не е измервано. За оценката му са използвани стойностите на дълбочина до горнището на пласта-колектор – около 1250 m и на първоначалното налягане в свода - около 102 bar.

Температурата на пласта е 68°C.

Вискозитетът на водата в пласта - 0.44 cP, се изчисляваше с оглед на температурните условия.

При нагнетяване на газа във водоносния пласт на площадката се приема, че максималното налягане при нагнетяване е равно: в първия случай на 140 bar при пропускливост на пласта 0.3 D и във втория – на 115 bar при пропускливост на пласта 3.0 D.

При това в първия случай максималният обем на изместваната пластова вода при нагнетяване на газа в първоначалния период на нагнетяването на газа е 17 хил. m³/24 ч., а максималният обем на нагнетявания газ - 2,2 млн. m³/24 h.

Във втория случай максималният обем на изместваната пластова вода при нагнетяване на газ в началния период на нагнетяването на газ е 43 хил.m³/24 ч., а максималният обем на нагнетявания газ - 5,1 млн. m³/24 h.

По такъв начин в първия случай (1 вариант) поеманият обем на вода от пласта е 0.0121 млн.m³/мес./bar, а във втория - 0.100 млн.m³/мес./bar, т.е по-висок почти с един порядък.

3.2. Резултати от хидродинамичното моделиране

Изходните данни и резултатите от симулирането чрез прилагане на апробираната методика на проф. Бузинов за Горско Сливово са представени по-долу в таблиците V.3.3 и V.3.4.

Таблица V.3.3. Резултати от симулирането на валанжинския пласт на Горскосливовската структура (вариант 1)

Изходни данни по хоризонта, приети за изчислението:			
№	Показатели	Стойност	Размерност
1	Порестост/празнота	0.015/0.05	б/р
2	Дебелина	30	m
3	Коефициент на проницаемост	0.3	D
4	Начално пластово налягане	102	bar
5	Максимално пластово налягане в забоя при нагнетяване на газ	140	bar
6	Коефициент на газонаситеност	0.5	б/р
7	Пластова температура	341	K
8	Температурна корекция	0.83	б/р
9	Коефициент на свръхсвиваемост, z	0.80	б/р
10	Модул на на обемното свиване на водата	7000	bar
Резултати от симуринето:			
1	Вискозитет на водата	0.44	cP
3	Максимален обем на изместваната пластова вода при нагнетяване на газа	15.0	.10 ³ m ³ /24h
4	Максимален денонощен обем на нагнетявания газ в началния период на нагнетяването	2.2	.10 ⁶ m ³ /24h
5	Максимален обем на нагнетяване за 150 дни	329	.10 ⁶ m ³
6	Поглъщателност на пласта (по вода)	0.0121	.10 ⁶ m ³ /мес./bar

Таблица V.3.4. - Резултати от симулирането на валанжинския пласт на Горскосливовската структура (вариант 2)

Изходни данни по хоризонта, приети за изчислението:			
№	Показатели	Стойност	Размерност
1	Порестост/празнота	0.015/0.05	б/р
2	Дебелина	30	m
3	Коефициент на проницаемост	3.0	D
4	Начално пластово налягане	102	bar
5	Максимално пластово налягане в забоя при нагнетяване на газ	115	bar
6	Коефициент на газонаситеност	0.5	б/р
7	Пластова температура	341	K
8	Температурна корекция	0.83	б/р
9	Коефициент на свръхсвиваемост, z	0.80	б/р
10	Модул на на обемното свиване на водата	7000	bar
Резултати от симулирането:			
1	Вискозитет на водата	0.44	cP
3	Максимален обем на изместваната пластова вода при нагнетяване на газа	43	$\cdot 10^3 \text{ m}^3/24\text{h}$
4	Максимален денонощен обем на нагнетявания газ в началния период на нагнетяването	5.1	$\cdot 10^6 \text{ m}^3/24\text{h}$
5	Максимален обем на нагнетяване за 150 дни	766	$\cdot 10^6 \text{ m}^3$
6	Поглъщателност на пласта (по вода)	0.100	$\cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{мес./bar}$

При изчисленията е приета концепцията за безкрайна водоносна система. Наличните сведения за продуктивността на сондажа при изпомпване от 50 l/s (при предполагаема депресия 20 bar (понижение 200 m), които отговарят на хидропроводимост от 400 $\text{m}^3/\text{d}/\text{bar}$ при средната от избраните три стойности. Обаче с оглед на високата напуканост и кавернозност на колектора може да се допусне, че тази стойност ще бъде много по-висока. Също така не е изключен вариантът, при който наличието на непроницаеми включвания ще понижи капацитета на пласта. Поради високата степен на неопределеност на изходната информация на този етап от изследването с цел определяне на възможните граници промяната на технологичните показатели на едно бъдещото ПГХ са проведени оценъчни изчисления с три стойности на водния капацитет: 200, 400 и 1600 $\text{m}^3/\text{d}/\text{bar}$ (0,006; 0,012; 0,05 $\cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{m}/\text{bar}$). Максималната от разглежданите стойности на капацитета 1600 $\text{m}^3/\text{d}/\text{bar}$ (0,05 $\cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{m}/\text{bar}$) съответства на изпомпване на 50 l/s при депресия 2 $\cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{m}/\text{bar}$ (понижение с 20 m).

При определяне на обемните характеристики на кавернозността са приети стойности на равнище от 5%, и коефициент на използване на структурата - 0,6, на средната газонаситеност - 0,7, които изглеждат най-характерни за дадения тип колектор. Тези параметри за структурата Горско Сливово (без Върбовка) по газонасищане съответстват на обем на порите от 4,5 $\cdot 10^6 \text{ m}^3$ по изохипсата с абсолютна кота на ВГК от -1025 m.

При нарастване на капацитета до 10% обемите на активния и буферния газ ще нараснат двойно. При запълване на уловителя до изохипсата -1050 m, капацитетът от 5%, то общия обем на структурата също ще нарасне двойно, обаче дадената изохипса засега не е потвърдена от проучвателните сондажи. С оглед на придвижването на газа по горнището на пласта-колектор, запълването с газ на не повече от 30 m от пласта (дори в куполната част) и евентуалните участъци с плътни скали (както в сондаж Р-3) на дадения етап от проучванията, смятаме за възможно да разчитаме само на запълването на структурата до изохипса -1025 m. В тази връзка всички оценъчни изчисления са провеждани при активен обем от 350 $\cdot 10^6 \text{ m}^3$ газ.

По-долу за трите избрани варианта за капацитет на пласта-колектор е посочена динамиката на промяната в показателите на хранилището (налягане и обеми) при преминаване на хранилището към цикличен режим с активен обем от 350 $\cdot 10^6 \text{ m}^3$ и буферен обем 300 $\cdot 10^6 \text{ m}^3$.

За средна стойност на капацитета при условие за недопускане на прекомерно нарастване на налягането в пласта по време на създаването, сроковете за преминаване към цикъл са определени -

на петата година, обаче с цел повишаване на капацитета тези срокове могат да бъдат съкратени до три години, като при това съкращение сроковете за нагнетяване на необходимия буферен и активен обем се увеличават до седем години.

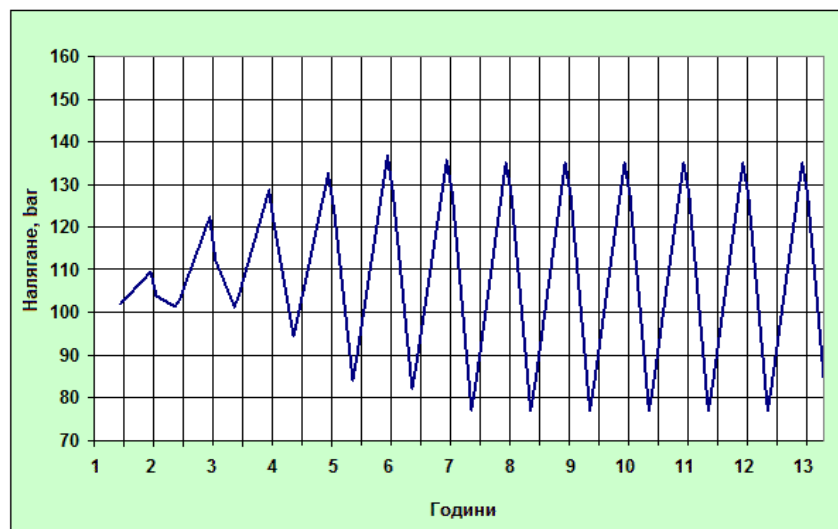
По такъв начин симулациите показват, че във всички случаи, обхващащи достатъчно широк интервал на проницаемост, цикличната експлоатация се придружава с равнища на максималното налягане от 120 до 140 bar и на минималното от 75 до 95 bar. Това съответства на превишаването на първоначалното налягане в пласта с 40%. Във варианта с намалена проницаемост за изпълнение на това ограничение за налягането може да се наложи удължаване на сроковете за създаване на хранилището.

Динамиката на газонаситения обем и за базовия среден вариант е посочена на фиг. V.3.1. Както се вижда, за приетите 5% порестост на колектора средната стойност на газонаситения обем е в границите на очевидно затворената изохипса 1025 m. Обаче по-нататъшното нарастване може да доведе до изход на газа зад тази изохипса. Няма изчисления за запаса при гранично разпространение на газонаситения обем до тази изохипса при порестост от 5%. При порестост от 4% потенциалният активен обем на хранилището ще бъде по-малък от $300 \cdot 10^6 \text{ m}^3$.

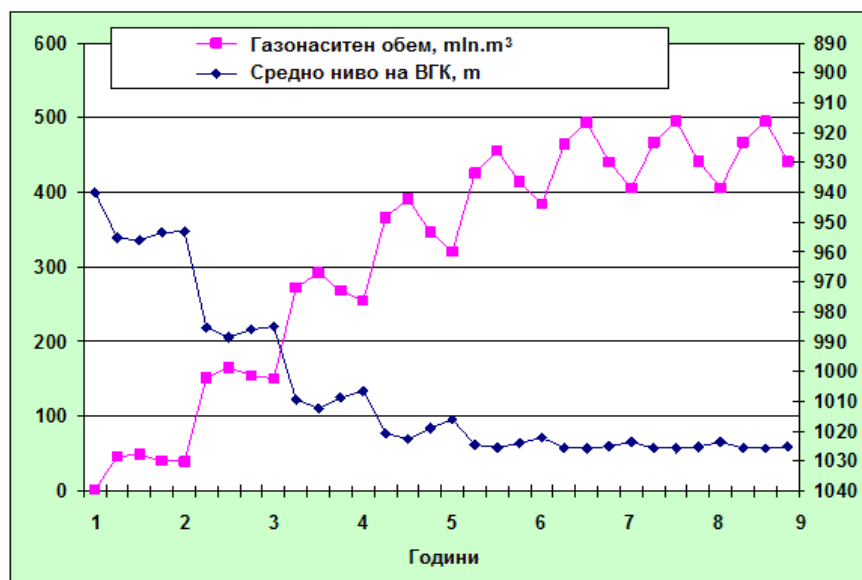
За варианта с увеличен капацитет вариациите в размерите на газонаситения обем и ВГК нарастват. Съответно се повишава рискът за разтичане на газ извън границите на структурата. В края на периода на изчерпване при този вариант има вероятност за пробив на пластовата вода по пукнатините към сондажите, което може да изисква допълнително увеличение на обема на буферния газ. В този случай също така трябва да се отдели повишено внимание при продължително пребиваване на хранилището при повишено налягане, което може да предизвика прекомерно разширяване на газонаситения обем на залежа.

Вероятно вариантът с висока стойност на капацитета е по-реален с оглед на високите стойности на водния дебит, получени при експерименталното изпомпване и ниския вискозитет на водата (0,44 cP) поради високата ѝ температура (68°C).

Трябва да се има предвид, че посочените изчисления трябва да се разглеждат достатъчно предпазливо и е необходимо те да бъдат преразгледани след провеждането на проучвателните работи.



Фигура V.3.1 Динамика на пластовото налягане при средна стойност на порестостта



Фигура V.3.2. Динамика на газонаситения обем и ВГК при средни стойности на порестоста

Таблица V.3.5. Оценъчни технологични показатели на водоносна структура Горско Сливово (вариант при средни стойности на порестоста)

Показател	Стойност	Размерност
Общ обем газ	650	.10 ⁶ m ³
Активен обем	300	.10 ⁶ m ³
Буферен обем	350	.10 ⁶ m ³
Максимално налягане	135	bar
Минимално налягане	77	bar
Продължителност на сезона на добив	135	деноноция
Максимален денонощен добив през януари	10	.10 ⁶ m ³
Среден дебит на сондажа през януари	1000	.10 ³ m ³ /24h
Брой сондажи, в т.ч.:	21	бр.
Експлоатационни (с 10% резерв)	11	бр.
Наблюдателни (в т.ч 2 от проучвателния фонд)	4	бр.
Контролни	2	бр.
Геофизични	2	бр.
Водопоглъщащи	2	бр.
Време за достигане до циклична експлоатация	5-6	години

С оглед на получените резултати от хидродинамичното моделиране с използване на две методики, водоносната структура Горско Сливово има предпоставки за използването ѝ за изграждане на ПГХ. Тази симулация е реализирана при редица допускания във входните данни. Моделните изследвания и симулации трябва да бъдат генерирани повторно при получаване на допълнителни данни от проведените проучвателни работи и лабораторни изследвания.

ГЛАВА VI. ОПТИМИЗАЦИЯ НА БУФЕРНИЯ ОБЕМ ГАЗ НА ПРИМЕРА НА ВОДОНОСНА СТРУКТУРА ГОРСКО СЛИВОВО

1. Постановка на задачата за оптимизация на буферния обем газ

Постановката на задачата за оптимизация на буферния обем газ и нейното решение се базира на понятието „среден“ сондаж, т.е. предполага се, че режимът на експлоатация на сондажите е еднакъв (еднакви дебита, депресии, забойни и устиеви налягания и др.). В режим добив на газ от ПГХ дебита на сондажите се счита за константна величина за времето на целия етап. Обезпечава се добивът на газ в обем, равен на зададената величина. В режим нагнетяване на газ се предполага, че инжектирането се осъществява с постоянно темпо. Счита се, че в системата на хранилището е предвидена една компресорна станция (КС). Системата на сбор на газа е решена като всеки сондаж е изведен до КС с отделен шлейф. Дължината на отделните шлейфове се приема за приблизително еднаква (загубите на налягане в шлейфовете са еднакви и не зависят от разположението на отделните сондажи). Тези допускания позволяват да се приеме, че налягането на изхода на шлейфа (входа на КС) има една и съща стойност в режим добив на газ.

Задачата за избор на оптимален обем буферен газ се формулира по следния начин:

Необходимо е да се определи такъв обем буферен газ, който да обезпечи:

- 1) Изпълняване на изискванията за добив на газ от ПГХ (обезпечение на зададения активен обем газ);
- 2) Изпълняване на технологичните ограничения, които са свързани с допустимите режими на експлоатация на сондажите, с допустима степен на оводняване на сондажите в режим добив на газ от ПГХ, максимално допустима големина на пластовото налягане, максимално допустим обем, запълван обем с газ в пласта колектор;
- 3) Минимизиране на сумарните загуби от газ при създаване на буферния обем и загубите свързани с компресиране, нагнетяване и добив на газ.

Подробно ще се разгледа последната точка, в която са сформирани критериите за оптималност на задачата. Първо: намаляването на буферния обем газ ще намали осезаемо инвестициите за изграждане на подземното хранилище. По данни от Международния газов съюз инвестицията за закупуване и нагнетяване на буферния газ може да достигне до 75-80% от общите инвестиции за изграждане на подземно хранилище във водоносен пласт. Второ: намаляване на буферния обем газ - този намален обем и загубите за неговото компресиране и поддържане водят до понижаване на експлоатационните разходи на ПГХ.

Следователно тези критерии в крайна сметка имат технико-икономически характер. Следва да се отбележи, че прилаганите критерии за ефективност не използват стойностни характеристики (цени), т.е. освободени са от неопределеност, свързана с трудностите при прогнозиране на цените на енергоносителите и технологичното оборудване.

Задачите за оптимизация на буферния обем газ са разглеждани от редица автори и изследователи. Същевременно в предишните изследвания е решавана задачата за избор на рационален обем буферен газ при проектиране на ПГХ в порести среди. Много публикации разглеждат добива при газов режим на работа на пласта-колектор от находища, който до голяма степен се доближава до условията на добив при подземните хранилища. Те служат за база при проектиране на ПГХ във водоносни структури с пукнатинно-порови карбонатни колектори.

Традиционно за порови колектори се счита (Бузинов, 1961), че буферния обем газ е задължително да бъде около два-три пъти повече от активния обем. Разчетите, проведени на хранилища в пукнатинно-порови колектори, показват други резултати. В зависимост от широкия диапазон на геолого-физичните параметри, буферният газ може да се окаже по-малко или равен на активния. Факт е, че активно-водонапорните басейни са със значително по-големи и добре развити системи от пукнатини в сравнение с поровите колектори. При това, навлизането на вода в пласта, намалявайки газонаситения обем, поддържа пластовото налягане (енергията на водата). Това гарантира незначителен спад на пластовото налягане при добива на газ, което позволява да се извършва експлоатация на ПГХ с по-малък буферен обем газ.

Отбелязаните особености не позволяват използването на традиционните методи за оценка на буферния и активен обем газ за пукнатинно-порови колектори във водоносни пластове.

2. Модел на оптимизация на обема буферен газ

Исходните параметри в моделната оптимизация на буферния обем газ са:

- Q_{max} – максимално допустим обем газ в пласта колектор на ПГХ, превишаването на който може да доведе до разтичане на газа зад контура на хранилището или компрометиране на покривката;
- Q_0 – обем на активния газ, т.е. обема газ подлежащ на добив във време T_w , където T_w е продължителността на периода на добив на газ от ПГХ, $Q_0 < Q_{max}$;
- T_i – продължителност на периода на нагнетяване на газ в ПГХ;
- P_{wex} – налягане на изхода на КС на фаза добив на газ, bar;
- P_{ien} – налягане на изхода на КС на фаза нагнетяване на газ, bar;
- k – коефициент на политропност;
- P_{max} – максимално допустимо пластово налягане, bar;
- P_* – минимално допустимо налягане на изхода на КС на фаза добив на газ, bar;
- G_{cg} – калоричност на газа;
- η – КПД на агрегатите в състава на КС;
- v_{min} – максимално допустима скорост на газа в забоя на сондажа при фаза добив на газ;
- v_{max} – максимално допустима скорост на газовия поток на устието на сондажа при фаза добив на газ;
- w_{max} – максимално допустим водогазов фактор (максимално допустимо оводняване на продукцията на сондажа).

Изходните зависимости представляват функции, аргументите на които са: t – текущ момент от време ($0 \leq t \leq T_0$); Q_0 – необходимо количество активен газ (изходен параметър); x – буферен обем газ (търсена променлива). Допускания на изходните зависимости може да се проследят, както следва:

- $P_{wen}(x, t, Q_0)$ – налягане на входа на КС при фаза добив на газ;
- $P_{iex}(x, t, Q_0)$ – налягане на изхода на КС при фаза нагнетяване на газ;
- $P_s(x, t, Q_0)$ – пластово налягане;
- $v_z(x, t, Q_0)$ – скорост на газовия поток на забоя на сондажа;
- $v_y(x, t, Q_0)$ – скорост на газовия поток на устието на сондажа;
- $w(x, t, Q_0)$ – водогазов фактор.

По този начин използваните изходни зависимости отчитат изискванията към сумарния добив на газ (големината на активния обем газ).

Въвеждат се зависимости, които заедно с обема буферен газ формират целевата функция на задачата за оптимизация:

- $x_w(x, Q_0)$ – загуби на газ за компресиране на фаза добив на газ като функция от буферния и активния обем газ;
- $x_i(x, Q_0)$ – загуби на газ за компресиране на фаза нагнетяване на газ като функция от буферния и активния обем газ;
- $N_w(x, t, Q_0)$ – необходима мощност на КС на фаза добив на газ, в зависимост от времето, буферния и активния обем газ;
- $N_i(x, t, Q_0)$ – необходима мощност на КС на фаза нагнетяване на газ, в зависимост от времето, буферния и активния обем газ.

Нека $m = (k - 1)/k$, $a \varphi = (G_{cg} \cdot \eta)^{-1}$. Параметърът φ представлява преводен коефициент, който свързва загубите на енергия и загубите на газ.

Въвеждаме параметрите α_w и α_i такива, че:

$$\alpha_w = P_c \frac{z_{wex} T_{wex}^0}{z_c T_c^0}$$

$$\alpha_i = P_c \frac{z_{iex} T_{iex}^0}{z_c T_c^0}$$

където: P_c , z_c , T_c^0 – съответно налягане, коефициент на свръхсвиваемост и температура (K^0) при стандартни условия; z_{wex} , T_{wex}^0 – съответно коефициент на свръхсвиваемост и температура (K^0) на входа на КС на фаза добив на газ; z_{iex} , T_{iex}^0 – съответно коефициент на свръхсвиваемост и температура (K^0) на входа на КС на фаза нагнетяване на газ.

Следователно:

$$N_0(x, t, Q_0) = \frac{Q_0 \alpha_0}{m \eta T_0} \left\{ \left[\frac{P_{wex}}{P_{wen}(x, t, Q_0)} \right]^m - 1 \right\}, P_{wen}(x, t, Q_0) \leq P_{wex}, 0, P_{wen}(x, t, Q_0) > P_{wex}$$

$$N_i(x, t, Q_0) = \frac{(Q_0 + x_w(x, Q_0))\alpha_i}{m\eta T_0} \left\{ \left[\frac{P_{iex}(x, t, Q_0)}{P_{ien}} \right]^m - 1 \right\}, P_{iex}(x, t, Q_0) \geq P_{ien}, 0, P_{ien}(x, t, Q_0) < P_{iex}$$

Във втората зависимост стойността на функцията $x_0(x, Q_0)$ се изчислява по формулата:

$$x_w(x, Q_0) = \varphi \left[\int_0^{T_0} N_w(x, t, Q_0) dt \right]$$

Стойността на функцията $x_i(x, Q_0)$ се изчислява по формулата:

$$x_i(x, Q_0) = \varphi \left[\int_0^{T_0} N_i(x, t, Q_0) dt \right].$$

Най-голямата стойност на пластовото налягане съответства на края на периода на нагнетяване на газ $t = T_i$. Максималното оводнение (водогазов фактор) се достига при завършване на периода на добив на газ: $t = T_w$. На етап добив на газ най-високата скорост на газа в забоя на сондажа съответства на началния момент на време на добив на газ, т.е. $t = 0$, а най-голямата скорост на газовия поток на устието на сондажа достига в края на периода на добив – $t = T_w$.

Отчита се, че при компресирането на газ, загуби се реализират през целия период на експлоатация на ПГХ. Чрез n_e се означаваме количеството годишни цикли на работа на ПГХ в течение на целия период на експлоатация. Следователно n_e е количеството периоди на нагнетяване, равно на количеството периоди на добив, за целия период на експлоатация на ПГХ. Отчитайки също така ръста на цената на газ, се въвежда коефициент на дисконтиране. Ако е известна нормата ε – дисконт, то γ_6 – коефициентът на дисконтиране на буферния обем газ ще се определи по формулата (Радев, 2007):

$$\gamma_6 = (1 + \varepsilon)^{n_e - 1},$$

а γ_k – коефициент на дисконтиране на обема газ загубен при компресиране ще се определи по формулата:

$$\gamma_k = 1 + \sum_{n=2}^{n_e} (1 + \varepsilon)^{n-1}$$

С отчитане на направените предварителните забележки, то $F(x)$ – функцията зависи от буферния обем газ и обема газ загубен при компресирането на всички периоди на експлоатация на ПГХ:

$$F(x) = \gamma_6 x + \gamma_k [x_w(x, Q_0) + x_i(x, Q_0)]$$

Тогава математическата формулировка на задачата приема вида на следващата моделна оптимизация:

$$\begin{aligned} \min_x \left\{ \gamma_6 x + \varphi \gamma_k \left[\int_0^{T_w} N_w(x, t, Q_0) dt + \int_0^{T_i} N_i(x, t, Q_0) dt \right] \right\} \\ P_s(x, T_i, Q_0) \leq P_{max} \\ w(x, T_w, Q_0) \leq w_{max} \\ v_y(x, T_w, Q_0) \leq v_{max} \\ v_z(x, 0, Q_0) \geq v_{min} \\ 0 \leq x \leq Q_{max} - Q_0 \\ P_{wen}(x, T_w, Q_0) \geq P_* \end{aligned}$$

Изпълнявайки критериите, горното уравнение е насочено към минимизиране на загубите на газ, свързани със съхранение на “излишния” буферен обем газ и неговото компресиране.

С цел опростяване на изчисленията и апроксимиране на функциите, влизащи в критериите и интегралните уравнения, се предлага да се заменят сумите. За това се разделя целият етап на добив на газ, т.е. времевия отрязък $(0, T_w)$, на равни промеждутъци от време: $(t_0, t_1), (t_1, t_2) \dots (t_{l_w-1}, t_{l_w})$, където $t_0 = 0$, $t_l = T_w$, $\tau_w = t_i - t_{i-1}$, $i=1,2,3,\dots,l_w$, $T_w = \tau_w l_w$. Количеството l_w и съответно дължината τ_w са такива промеждутъци избрани така, че да е възможно да се замени $P_{wex}(x, t, Q_0)$ с постоянни във времето стойности $P_{weni}(x, Q_0)$ при изменение на t от t_{i-1} до t_i , $i=1,2,3,\dots, l_w$:

$$P_{weni}(x, Q_0) = \frac{P_{wen}(x, t_i, Q_0) + P_{wen}(x, t_{i-1}, Q_0)}{2}, i = \overline{1, l_w}$$

Повтаря се приведената процедура за етапа на нагнетяване, т.е. за втория интервал. За това се разбива отново целия етап на нагнетяване на газ, т.е. на времевия отрязък $(0, T_i)$, на равни промеждутъци от време: (t_0, t_1) , (t_1, t_2) ... (t_{i-1}, t_i) , където $t_0 = 0$, $t_i = T_i$, $\tau_i = t_i - t_{i-1}$, $i=1, 2, 3, \dots, l_i$, $T_w = \tau_{l_i}$. Количеството l_i и съответно дължината τ_i са такива промеждутъци избрани така, че да е възможно да се замени $P_{iex}(x, t, Q_0)$ с постоянни във времето стойности $P_{iexi}(x, Q_0)$ при изменение на t от t_{i-1} до t_i , $i=1, 2, 3, \dots, l_i$:

$$P_{iexi}(x, Q_0) = \frac{P_{iex}(x, t_i, Q_0) + P_{iex}(x, t_{i-1}, Q_0)}{2}, i = \overline{1, l_i}$$

Отчитайки горните допускания:

$$\min_x \left\{ \frac{\varphi \gamma_k}{m} \left[\frac{Q_0 \alpha_w f_w(x, Q_0)}{l_w} + \frac{(Q_0 + x_0(x, Q_0)) \alpha_i f_i(x, Q_0)}{l_i} \right] + \gamma_6 x \right\}$$

където:

$$x_0(x, Q_0) = \varphi \frac{Q_0 \alpha_w f_w(x, Q_0)}{m l_w}$$

$$f_w(x, Q_0) = \sum_{i=1}^{l_w} \delta_{wi}(x, Q_0) \{ [P_{wex}/P_{weni}(x, Q_p)]^m - 1 \}$$

$$\delta_{wi}(x, Q_0) = \{ 1, P_{weni}(x, Q_0) \leq P_{wex}; 0, P_{weni}(x, Q_0) > P_{wex} \}$$

$$f_i(x, Q_0) = \sum_{i=1}^{l_i} \delta_{ii}(x, Q_0) \{ [P_{iexi}(x, Q_p)/P_{ien}]^m - 1 \}$$

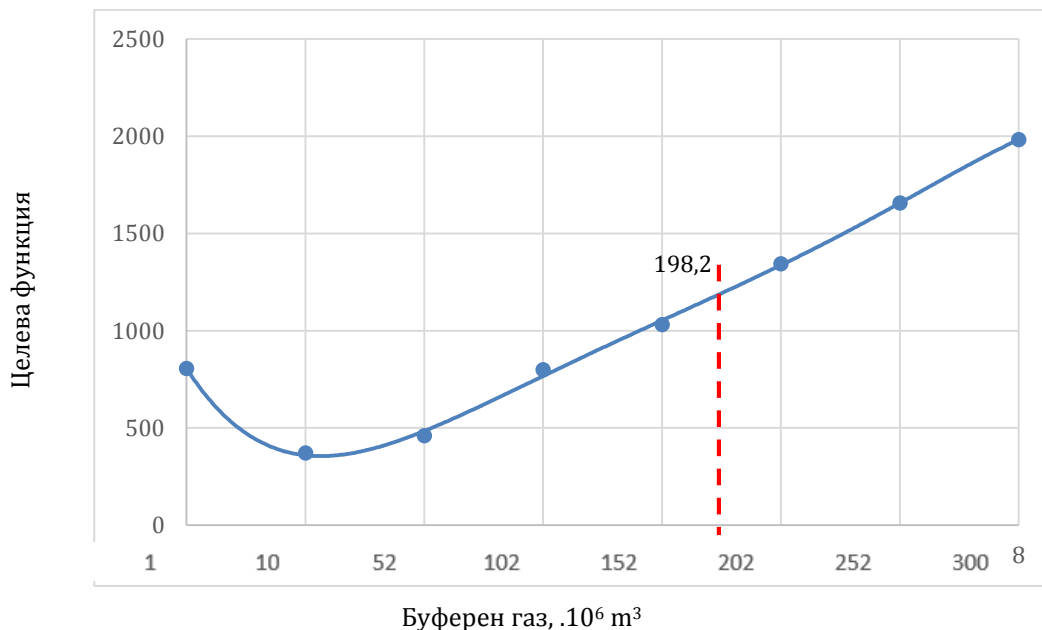
$$\delta_{ii}(x, Q_0) = \{ 1, P_{iexi}(x, Q_0) \geq P_{ien}; 0, P_{iexi}(x, Q_0) < P_{ien} \}$$

Задачата за оптимизация се явява задача за условен екстремум и може да бъде решена с някои от известните методи за нелинейна оптимизация. Същевременно за нейното решение може да се предложи алгоритъм, ориентиран пряко към нейните особености.

3. Оптимизация на буферния обем газ на примера на водоносна структура Горско Сливово

Резултатите от отделните итерации са проведени за определени стойности на целевата функция. За зададения активен обем газ $Q_0 = 350 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ са направени компонентни разчети на целевата функция за различните стойности на буферния обем газ: $x = 1, 10, 50, 100, 150, 200, 250, 300 \cdot 10^6 \text{ m}^3$.

На представената графика на целевата функция (фиг. VI.3.1), с използване на получените данни от симулацията, е видно, че допустимите обеми буферен газ с минимални стойности на функцията съответстват на минималния обем буферен газ - $198,2 \cdot 10^6 \text{ m}^3$. Именно тази стойност може да бъде приета в качеството на оптимално решение.



Фигура VI.3.1. Вид на целевата функция при $Q_0 = 350 \cdot 10^6 \text{ m}^3$

4. Изводи

- ✓ Предложената адаптирана постановка на задачата за оптимална оценка на буферния газ предвижда минимизиране на разходвани средства за закупуването и нагнетяването му в подземно хранилище изградено във водоносен пласт;
- ✓ Разработеният метод на решение на задачата за избор на оптимален обем буферен газ е представен чрез изследване на целева функция и алгоритъм за търсене на минимума ѝ;
- ✓ Демонстрираният тест за приложимост на алгоритмите, описващи целевата функция и намиране на нейния минимум е приложен върху реални условия на примера на водоносна структура „Горско Сливово“;
- ✓ На база на получените резултати, от решаването на целевата функция и реалните геоложки изследвания върху конкретния обект, е установено, че планирания първоначално обем буферен газ може да бъде намален с 33,9% (от 300 до 198,2 $\cdot 10^6$ m³). Това ще снижи разходите за закупуване на газ с повече от 1/3, без да пречи на ефективната експлоатация на подземното хранилище.

ОСНОВНИ ПРИНОСИ

Основните научни и научно-приложни приноси на автора:

Научни приноси:

1. Извършен е анализ и обобщение на световните достижения и състоянието на проблема за изграждането на ПГХ.
2. На базата на очертаващата се необходимост от обезпечаване на националното стопанство с природен газ при извънредни ситуации и перспективите за нарастване на транзитния пренос на газ през България е обоснована актуалността на проблема за изграждането на нови ПГХ на територията на страната;
3. На основата на анализа на съществуващите методи са очертани перспективите за изграждане на ПГХ в България и са обосновани природотетните методи;
4. На основата на анализа на геоложките условия в мезозойския разрез на ЦСБ с акценти върху възможностите за изграждане на ПГХ като най-перспективни за тази цел са локалните водоносни структури;
5. Разработена и адаптирана е за условията на страната методология за оценка на пригодността на геоложки структури за изграждане на подземни газови хранилища;
6. Разработени са и адаптирани за геоложките условия на ЦСБ методологични подходи и критериални показатели за избор на подходящи водоносни структури като потенциални газови хранилища;

Научно-приложни приноси:

7. На базата на дефинираните критериални показатели в мезозойския разрез на ЦСБ са регистрирани и изучени 47 бр. потенциални обекти като приоритетна, с най-благоприятни показатели, е избрана Горскосливовската водоносна структура;
8. Извършено е детайлно изучаване на литологофациалните структурнотектонските, хидрогеоложките резервоарните и др. особености на мезозойския разрез и е разработен 3Д геоложки модел на структурата. Като най-перспективен потенциален обект е оценен природният капан привързан към валанджинския природен резервоар;
9. Въз основа на моделните хидрогазодинамични изследвания са симулирани и изведени предварителни характеристики на потенциално подземното газово хранилище: общ обем 650 $\cdot 10^6$ m³, от който активен газ – 300 $\cdot 10^6$ m³, максимално пластово налягане 135 bar, максимален денонощен добив 10 $\cdot 10^6$ m³;
10. На основата на извършените анализи и оценки са установени ключови изходни данни необходими за моделиране на колектори с двойна порестост при проектиране на ПГХ във водоносни структури;
11. Разработена е методика за експресна оценка пригодността на геоложки структури за изграждане на ПГХ, базираща се върху изчисляването на минимално допустимия буферен обем газ;
12. Извършената апробация на предложените числови модели категорично потвърждаваща тяхната практическа приложимост за експресна оценка на водоносни структури за изграждане на ПГХ в колектори с двойна порестост;

ЛИТЕРАТУРА

- Атанасов и др., 1971 Атанасов, А.,Н. Сапунджиев, Р, Велчева. Юрско-долнокредният цикъл в развитието на Централна Северна България. –Изв. Геол. Инст., сер. нефт. и въгл. Геол., 1971, 20, 5-29
- Атанасов, А., С. Богданов, Х. Дачев. Мизийска плоча. В: Тектонски строеж на България, Техника, С.,1971, 138-204
- Атанасов, 1980 Атанасов, А. (ред). Нефтогазоносност на Предбалкана, Техника, С.,1980, 287с.
- Атанасов, Ат., П. Боков, Г. Димов, Э. Мовшович, Ю. Пашков, Л. Польштер, П. Савинкин. Палеогеоморфологические предпосылки писков неантиклинальных ловъшек нефти и газа в мезозойских отложениях Северной Болгарии.- Тр. ВНИГНИ, 1980, 216, 143-154
- Балинов, В. и др., 1974. Породы-коллекторы среднеюрских отложений Сев. Болгарии и закономерности их распространения. - Сп.с. БГД, 3, 291-301.
- Балинов, В. 1975. Филтрационни и вместимостни свойства на естествените проницаеми среди и закономерности в тяхното изменение и разпространение в мезо-каинозойските отложения от Северна България. Автореф. Докт. дис., ВМГИ. С.
- Балинов, В., Р. Венева, Е. Дешев. 1977. Оценяваща класификационна схема и литолого-физична характеристика на поровите колектори в Северна България. - Нефтена и въглищна геология, 6, 41-52 с.
- Балинов, В. и др. 1978. Относно методиката на комплексното обобщаване на геоложката информация във връзка с изясняване на условията и механизма на екраниране на въглеводородните залежи.- 25 години ВМГИ, Юбил. науч. конф., Варна, 224-233 с.
- Багринцева К.И. Условия формирования и свойства карбонатных коллекторов нефти и газа. - М.: РГГУ, 1999 (II). - 285 с.
- Багринцева К.И. Трещиноватость осадочных пород. - М.: Недра, 1982. - 256 с.
- Багринцева К.И. Карбонатные породы -коллекторы нефти и газа. - М.: Недра, 1977. - 231 с.
- Багринцева К. И., Дмитриевский А.И. Теоретические основы прогноза зон высокочемких карбонатных коллекторов в разнофациальных отложениях: Осадочные бассейны и нефтегазоносность // Док. На XXVIII сессии Междунар. геол. конгресса (Вашингтон). -М.: Наука, 1989. - с. 136-146.
- Баренблатт Г. И., Желтов Ю. П., Кочина И. Н., Об основных представлениях теории фильтрации однородных жидкостей в трещиноватых породах, ПММ, Т. 24, № 5, 1960. - с. 852–864.
- Баренблатт Г.И., Ентов В.М., Рыжик В.М. Теория нестационарной фильтрации жидкости и газа. – М.: Недра, 1972. - 88 с.
- Бачурина Н.М., Семенов О.Г. К вопросу расчета технико-экономической эффективности объектов ПХГ // Сб. науч. тр. ООО «ВНИИГАЗ» «Проблемы подземного хранения газа в СССР» / Москва, 1982, с.83-87
- Бачурина Н.М. Экономическая эффективность создания и эксплуатации подземных хранилищ газа : дис. канд. экон. наук: 08.00.05/Бачурина Нина Михайловна. - 2002. - 149 с.
- Бачурина Н.М., М.А. Саркисова - Оценка удельны капиталных вложений в создание ПХГ в различных средах, сборник доклади - Подземное хранение газа. Полвека в России: Опыт и перспективы, ОАО Газпром-ВНИИГАЗ, Москва 2008
- Белмустаков, Е. 1968. Палеоген. В: Стратиграфия на България. С., Наука и изкуство, 309-340.
- Боков, П., В. Вычев, Г. Димов, П. Мандев, И. Монахов, В. Трошанов. Распределение промышленных залежей и проявлений нефти и газа на территории НР Болгарии. – Сп. Българско геологическо дружество, 1969, 30, 3, 321-330 с.
- Боков, П., Р. Венева. О рифогенной природе нефтоносных доломитов Долни-дыбниского месторождения. – Докл. БАН, 1971, 24, 7, 909-912 с.
- Боков, П., М. Дончева, Североизточният склон на валанжинската палеодепресия в Северозападна България. – Нефт и въглищна геология, 1976, 5, 3-15 с.
- Боков, П., Н. Витанова, И. Монахов. Геологические карты Северной Болгарии по горизонтальным срезам. – Geologica Balcanica, 1978, 8, 4, 79-86 с.
- Боков, П., Х. Чемберски (ред.). 1987. Геоложки предпоставки за нефтогазоносността на СИ България. С., Техника, 332 с.

- Бончев Е. Проблеми на българската тектоника. Техника, С., 1971, 580 с.
- Бояджиева, К., С. Гашаров. 2001. Геотермичен каталог на България. С., Горекс Прес, 166 с.
- Бузинов С.Н., Левыкин Е.В. Определение основных технологических параметров циклической эксплуатации хранилища//Газовая промышленность, №11, 1961. - с. 39-46.
- Бузинов С.Н., Левыкин Е.В., Солдаткин Г.И. О буферном и активном объемах при хранении газа в водоносных пластах//Газовая промышленность, 1964. - №11. - С. 33-38.
- Бузинов С.Н., Карпов В.П., Киселев А.И. Оценка буферного газа в подземных хранилищах//Газовая промышленность, 1979.- №6. – с. 24-28.
- Вентцель Е.С. Теория вероятностей: Учеб. для вузов. — 6-е изд. стер. — М.: Высш. шк., 1999.— 576 с.
- Вапцарова, А., Е. Трифонова, Х. Чемберски. Микрофауна с *Ophthalmidium exiguum* в ладина от Северна България. – Сп. Българско геологическо дружество, 1974, 35, 1, 71-75 с.
- Венева, Р., Е. Дешев. 1977. Оценяваща класификационна схема и литолого-физична характеристика на поровите колектори в Северна България. - Нефтена и въглищна геология, 6, 41-52 с.
- Воронова В.В., Некрасов А.А. Особенности численного моделирования процессов создания и эксплуатации подземных хранилищ газа в трещиновато-пористых структурах // «Нефть, газ и бизнес», 2014. - №4. - с. 28-33
- Дачев, Х. 1988. Строеж на земната кора в България. Изд. Техника, С., 334 с.
- Дешев, Е., В. Балинов. 1977. Оценка кондиционных параметров фильтрационных и емкостных свойств пород-коллекторов. - XI конгрес на БКГА, Киев.
- Дешев, Е. 1980. Модел от петрофизични и геолого-промишлени показатели за класифицирането на междузърнестите колектори (на примера на палеогена от Североизточна България). - Списание БГД, 41,1, 83-96 с.
- Дмитриев Н. М., Максимов В. М., Модели фильтрации флюидов в анизотропных трещиновато-пористых средах//Доклады Академии наук, Т. 416, № 3, 2007. - с. 338-340.
- Дмитриев Н.М., Максимов В.М. Модели фильтрации в трещиновато-пористых анизотропных средах//Известия Российской академии наук. Механика жидкости и газа, № 6, 2007.- с. 78 - 84
- Дмитриевский А.Н., Хан С.А., Мойжиш Я., Хвостова В.Ю. Сокращение объемов буферного газа при создании газохранилищ в месторождениях углекислого газа// Газовая промышленность, 2009. - № 9.– с. 37-40.
- Дмитриевский А.Н. Системный литолого-генетический анализ нефтегазоносных осадочных бассейнов.- М.: «Недра», 1982. - 229 с.
- Дмитриевский А.Н., Багринцева К.И., Кузнецов В.Г. Структура природных резервуаров карбонатных отложений юго-востока Русской платформы// Тез. док. II Конф. и технической выставки геофизиков- нефтяников, 1990. – с. 8.
- Дмитриевский А.Н. Системный литолого-генетический анализ нефтегазоносных осадочных бассейнов. - М.: Недра, 1983. -230 с.
- Ермолаев А.И., Воронова В.В. Оптимизация буферного объема газа при его подземном хранении // НТЖ «Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности», 2013. - №4. - с. 38-43.
- Ермилов О.М., Ремизов В.В., Ширковский А.И., Чугунов Л.С. Физика пласта, добыча и подземное хранение газа. – М.: Наука, 1996. – 541 с.
- Зиновьев В.В., Варягов С.А., Боярчук В.Т., Беленко С.В. О соотношении объемов активного и буферного газа подземных хранилищ // НТС «Транспорт и хранение газа». – М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2004. - № 1. - с. 3-12.
- Заславский М.Ю., Томин П.Ю. О моделировании процессов многофазной фильтрации в трещиноватых средах в применении к задачам адаптации модели месторождения // Препринты ИПМ им. М.В.Келдыша, 2010. -№ 45. - 20 с.
- Йовчев, Й., Н. Рыжова. 1962. Подземные воды Северной Болгарии. С., ГУГОН НР Болгарии, 222 с.
- Йорданов Й., В. Балинов, Е. Дешев, В.Трошанов. Особенности распространения пород-коллекторов в нижнетриасовых отложениях Северной Болгарии. – Годишник ВМГИ, 1973/1974, 19, 157-169 с.

- Йорданов Й., И. Добрилов, В. Балинов. К методике определения давления прорыва в связи с оценкой экраняющих свойств пород. – Изв. Геол. Инст., Сеп. Нефт и въглища геология, БАН, 1980, 12, 28-38 с.
- Йорданов, Й., В. Балинов, Е. Дешев, Ив. Сапунджиева. 1985. О методике количественной оценки изолирующих свойств труднопроницаемых пород. - Изд. ГИ БАН, сер. неф. и въгл.геол., 21, с. 34-41.
- Йосифов, Д. Първоразрядни дълбочинни разломи и земекорни блокове в нагънатите зони и активизираните области на България по геофизични данни. - Из. ГИ БАН, сер. геотект., тектонофиз. и геодин., 1977, 6, 48-65.
- Калинко, М. (ред.). 1976. Геология и нефтегазоносность Северной Болгарии. М. Недра, 242 с.
- Мандев, П., И. Начев, (ред.). 1981. Геология и нефтегазоносность Североизточна България. Техника, С., 134 с.
- Монахова, Л. Органические показатели в нефтяной гидрохимии на примере НРБ. В: Доклады конференции по физико-химическим вопросам разведки и добычи нефти и газа. Будапешт, 1973, 1, 592-603 с.
- Монахова, Л. Гидрохимические показатели нефтегазоносности территории Северо-Восточной Болгарии. - Изв. ГИ БАН, сер. нефт. и въгл геол., 1974, 23, 83-98 с.
- Монахова, Л. И. Някой възможности за използване на математически методи при обработката на хидрогеохимичната информация. — Нефт. и въгл. геол., 1975, 3, 13-31.
- Монахова, Л. И. О комплексной подходе при интерпретации гидрогеохимической информации (на примере верхнеюрско - нижнемелового водоносного горизонта Северной Болгарии). — Докл. 8-ой конференции по геохимическим и физико-химическим вопросам разведки и добычи нефти и газа, ВУГП, БРНО, 1978, 420—445.
- Монахова, Л. И. Хидрогеохимия на Предбалкана на територията между реките Янтра и Огоста. В: Оценка на нефтегазоносната перспективност на Предбалкана. Техника, С., 1980, 93—108.
- Николов, Т., Хр. Хрисчев. Стратиграфията и фащиалните изменения на част от долнокредните седименти в Тетевенския Предбалкан. — Тр. геол. на Бълг., серия Стратиграфия и тектоника, 1965, 6, 53—76 с.
- Николов, Т., Н. Рускова, В. Горанов, Ат. Атанасов. Стратиграфия на долната креда в Централна Северна България. – Годишник на Софийски Университет, ГГФ, 1973/1974, 1, 66, Геология, 37-63 с.
- Николова, Й., 1978. Интервално време и обемна влажност на глинестата компонента в пясъчници и карбонати във връзка с определяне порестостта им по ГМ и НГМ. - Бълг. геол. спис., изд. БАН, IV, 1, 83-87.
- Николова, Й., С. Мичев. 1979. Изучение емкостных и фильтрационных свойств карбонатных пород по промыслово-геофизическим данным (на примере валанжинских отложений Добруджи). 24 Междунар. геофизич. симпозиум. Краков. 9-16.
- Николова, Й., 1980. Определяне плътността на скалите по данни от радиометричните (НГМ и ГМ) изследвания в сондажите. - Из. ГИ БАН, сер. нефт. и въгл. геол. 13, 13-21 с.
- Николова, Й., 1981. Усовершенствование методов интерпретации нейтронного гамма и акустического методов в песчаниках с глинисто-карбонатным цементом. Докл. на симп. по прил. геол., Лайпциг, 511-517 с.
- Николова, Й., В. Балинов, Е. Занева-Добранова, М. Дончева. 2004. Оценка на изолиращите свойства на труднопроницаемите скали по сондажно-геофизични данни. МНТК, Варна, с.165-170.
- Работнов Ю. Н. Сопротивление материалов. - М.: Физматгиз, 1963. - 456 с.
- Ромм Е. С. Фильтрационные свойства трещиноватых горных пород. - М.: Недра, 1966. - 283 с.
- Сапунджиева, 1978 Сапунджиева, И. По въпроса за регионалните изолиращи задруги в мезозойските седименти на Северна България. –Сп. геол. д-во. 1978, 39, 1, 51-59
- Сапунджиева и др., 1981 Сапунджиева, И., Р. Венева, Й. Йорданов. Условия на екраниране на въгледородните залежи в Горнодъбнишкото и Долнодъбнишкото находище. – Нефт. и въгл. геол., 1981, 14-15, 74-85.
- Сапунджиева (1982) Сапунджиева, И., Сл. Йорданова. Принципи на отделяне на колекторни и изолиращи задруги в мезозойския разрез на Северна България.- Год. КГ, 1982, 23.

- Станев, И. 1974. Генезис и възраст на подземните води от горноюрско-долнокредния водоносен хоризонт в България. - Изв. ГИ., сер. Инж. геол. и хидрогеол., 23, 61-74.
- Трифенова Е., Фораминиферни данни за стратиграфията на средния триас при г. Кнежа (Северна България). - Год. Софийски Университет, 1974, 66, 1, 25-30 с.
- Хан С.А., Ермолаев А.И., Самуйлова Л.В., Золотухин М.В. Обоснование объемов буферного газа для подземных хранилищ//Наука и Техника в газовой промышленности, 2008.- № 2 (34). - с. 36-46
- Хайбуллин А. К методике обоснования граничных значений коллекторских свойств пород//В кн.: Нефтеносность Припятского прогиба.- Минск, 1975. - с. 140—145.
- Хейн А.Л., Бузинов С.Н., Алтухов П.Я. Методика экспериментального определения коэффициентов фазовых проницаемостей по данным неуставившегося режима вытеснения воды газом// Труды ВНИИГаз. - М.: Гостоптехиздат, 1961.- с. 241-266.
- Хрисчев, Х. Литостратиграфия на Ловешката ургонска група. - Изв. геол. инст., 1966, 15, 231-242.
- Чемберски, Х., А. Вапцаров. Някои особености в литофациесите и палеогеографията на части от средния триас в Северна България (по сондажни данни). Палеонт. страт. и литол., 1975, 47-59
- Шанов, С., Ц. Георгиев, Б. Димитров. 1988. Съвременен поле на тектонските напрежения в СИ България. - Спис. БГД, 49, 1, 39-46.
- Ширковский А. И. Подземное хранение газа. - М.: Гостоптехиздат, 1960. - 75 с.
- Шейдеггер А. Э. Физика течения жидкостей через пористые среды. - М.: Гостоптехиздат, 1960. -249 с.
- Шустеф Я. Я. Виктори и В. Д. Роль трещиноватости пластов в условиях разработки месторождений при повышенном давлении нагнетания.— В кн. Вопросы геологии, разработки нефтяных месторождений и нефтепромыслового дела в Пермской области. Уфа, 1973. - с. 66—78.
- Aavatsmark I., Eigestad G., Mallison B., Nordbotten J. A compact multipoint flux approximation method with improved robustness., Num. Meth. for Part. Diff. Eqs., 2008. - pp. 1329–1360.
- Adams J.J., Bachu S. Equations of state for basin geofluids: algorithm review and inter-comparison for brines, Geofluids, 2, 2002. -pp. 257-271
- Atkinson B.K. Fracture mechanics of rocks. Academic Press Geology Series, Harcourt Brace Jovanovich, 1987. - pp. 27-69.
- Bokov, P., I. Gunov, M. Kehayova, D. Petrova. 2000. New trends of prospecting-exploration works within the Lower Kamchia depression. - Геология и минерални ресурси, 6-7, 14-16
- Chadwick A., Arts R., Bernstone C., May F., Thibeau S., Zweigel P.(ed.). 2007. Best practice for the storage of CO2 in saline aquifers. Observations and guidelines from the SACS and CO2 STORE projects.
- Dabovski, C., I. Boyanov, Kh. Khrishev et al. 2002. Structure and Alpine evolution of Bulgaria. Geol. Balc., v. 32, 2-4; p. 9-15.
- Evans D. J., R. A. Chadwick, Underground gas storage: An introduction and UK perspective, Geological Society, London, Special Publications, 313:1-11, doi:10.1144/SP313.
- Golf-Raht T.D., Fundamentals of fractured reservoir engineering, Developments in Petroleum Science 12, Elsevier Scientific Publishing Company, Amstersam, 1982
- Kotzev, V., Tz. Georgiev, R. Nakov, B. C. Burchfiel, R. W. King, R. Reilinger. 2001 GPS study of active tectonics in Bulgaria: results from 1996 to 1998. Tectonophysics, 235-248.
- Shanov, S. 1990. Tectonic stress fields in Northeast Bulgaria. - Geol. Balc., 20, 4, 37-47.
- Suppe, J. Principles of Structural geology. Prentice-Hall, 1985. - 250 p.
- Stearns D.W., Friedman M. Reservoirs in fractured rock. Am. Assoc. Petroleum Geologists. Reprint Series No.21, 1972. - pp.32-45.
- Sarda S., Jeannin L. and Bourbiaux B. Hydraulic Characterization of Fractured Reservoirs: Simulation on Discrete Fracture Models, SPE 66398, 1978. - 232 p.
- Stearns D. W., Friedman M. Reservoirs in fractured rock in stratigraphic oil and gas fields classification, exploration methods and case histories. Am. Assoc. Petroleum Geologists. Mem. 16, 1972.- p. 82—90.
- Stearns, D. W., Friedman M. Reservoirs in fractured rock in stratigraphic oil and gas fields classification, exploration methods and case histories. - Mem. : Am. Assoc. Petroleum Geologists., 1972. - pp.91-106
- Tabari K., Tabari M., Tabari O. Investigation of Gas Storage Feasibility in Yortshah Aquifer in the Central of Iran//Australian Journal of Basic and Applied Sciences, 5(12), 2011. - pp. 1669-1673,

- Tabari K. Application of Rock-Eval in Detection Seepage of Yortshah Gas Storage//World Applied Sciences Journal 8 (10) , 2010. - pp. 1193-1199
- Tiab D., Donaldson E C. Petrophysics: theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport/ 2nd ed., Elsevier Inc., 2004. – 926 pp., .ISBN 0-7506-771 1-2.
- Xu T., Apps J.A., Pruess K. Reactive geochemical transport simulation to study mineral trapping for CO2 disposal in deep arenaceous formations, Journal of Geophysical Research, 108(B2). 2003. - pp. 2071-2083.
- Warren J. E., Root P. E. The behavior of naturally fractured reservoirs, Soc. Petrol. Eng. Journal, V. 3,1963. - pp. 245–255
- Woods E.G., Comer A.G. Saturation and injection pressure for a radial gasstorage reservoir, Society of Petroleum Engineers. 1962. – 401 p.

Геофондови материали

- Ангелова, И. и др. 1992. Обобщаване и анализ на геолого-геофизичната информация за палеозойските отложения и свързаната с тях нефтегазоносност на Северобългарското издигане и неговите склонови части (Нац. геофонд. VII-712).
- Антова, Н., И. Байрактаров, Х. Дабовски и др. 1995. Съставяне на геодинамична карта на Република България в М 1:500 000. С., (Национален геофонд).
- Боков, П. и колектив. 1980. Комплексна оценка на нефтегазоносната перспективност на седиментите в Мизийската платформа и изчисление на прогнозните запаси. (Национален геофонд, XV-469).
- Вавилова, М. 1967. Доклад за резултатите от дълбокото проучвателно сондиране в Поповска площ проведено през 1962-1964 г. .(Национален геофонд, III-200).
- Горанов, В. Овчарова, Н. 1969. Доклад за геоложките резултати от проведеното търсещо и проучвателно сондиране на горскосливовска площ, през 1962-1965 г. (Нац. геофонд, III-204).
- Димитров, С.. 1989. Доклад за резултатите от проведеното дълбоко търсещо сондиране в Храбровска площ (сондажи Р-1 и Р-2 Храброво) през периода 1980-1985 г.(Нац.геофонд, III-369).
- Дончева, М., В. Балинов и др. 2007 Перспективи за подземно съхраняване на природен газ в терциерния разрез на причерноморската част на Р. България в близост до магистралния газопровод. Геоложки предпоставки и перспективи за подземно съхраняване на природен газ във водоносни пластове на територията на източната приморска и централната част на Северна България (етап II А). МГУ „Св. Ив. Рилски”, НИС, С.
- Николова, М.. 1990. Доклад за получените резултати от проведения дълбок сондаж Р-1 Попово през 1986-1987 г. .(Нац. геофонд, III-375).
- Маркова, М. Шейретов, Н. Денчева, М. и др. 1993. Доклад за получените геоложки резултати от извършеното търсещо сондиране на Върбовска площ през 1987-1988 г. (Нац.геофонд. III-428).
- Славов, Цв. и др. 1986. Доклад за резултатите от сеизмичните проучвания по МОДТ, проведени в южната част от Провадийската синклинала и Източния Предбалкан през периода 1983 - 1985 г. (Нац.геофонд. VII-756).
- Шейретов, Н. Тодоров, Л. Стайков, П. 1995. Доклад за резултатите от сеизмичните проучвания по договор № 68 с КГМР/09.02.1995 г. Сеизмични проучвания за търсене на нефт и газ в района Павликени-Горско Сливово-Кърпачево (Нац.геофонд. III-455).

Списък на публикациите

- ХРИСТОВ Н., Възможности за подземно депониране на въглероден диоксид. Журнал на Международна научна конференция „Нефтегазоносна перспективност на Балканско-Черноморския регион, том 1, 2008, с. 205-212
- HRISTOV N. E. Zaneva-Dobranova, Comparative assessment of underground gas storage in the world as a basis for creating new facilities, Geological Journal of National Mineral Resources University - Sankt Petersburg, 2009, p. 220-225.