

**МИННО-ГЕОЛОЖКИ УНИВЕРСИТЕТ “СВ. ИВАН РИЛСКИ”-СОФИЯ
ГЕОЛОГОПРОУЧВАТЕЛЕН ФАКУЛТЕТ
КАТЕДРА “СДТНГ”**

инж. Лъчезар Николов Георгиев

**ИЗСЛЕДВАНЕ И РАЗРАБОТВАНЕ НА ЕКСПРЕСНИ МЕТОДИ ЗА
ПРОГНОЗИРАНЕ НА РАЗРАБОТКАТА НА ГАЗОВИ ЗАЛЕЖИ С
ОГРАНИЧЕНИ ЗАПАСИ**

**АВТОРЕФЕРАТ
на дисертация**

за получаване на образователната и научна степен
“Доктор”

по научна специалност “Разработка и експлоатация на нефтени, газови и
газокондензатни находища”

професионално направление 5.8. „ПРОУЧВАНЕ, ДОБИВ И ОБРАБОТКА НА
ПОЛЕЗНИ ИЗКОПАЕМИ”

Научен ръководител: доц. д-р Любомир Г. Геров

Консултант по икономика: доц. д-р Юли Радев

Консултант по изследване на сондажите: гл. ас. д-р Румен Кулев

София, 2014 г.

Защитата на дисертацията ще се състои на от часа в зала на МГУ – 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, Ректорат, ет.3, стая 79

Данни за дисертационния труд:

- страници –144;
- фигури –110;
- таблици –43;
- цитирани литературни източници –75;
- публикации, свързани с темата на дисертацията –4.

Дисертационният труд е обсъден и предложен за защита на заседание на разширен катедрен съвет на катедра “Сондиране, добив и транспорт на нефт и газ”, протокол №11 от 17.07.2014 г.

Автор: Лъчезар Николов Георгиев

Заглавие: ИЗСЛЕДВАНЕ И РАЗРАБОТВАНЕ НА ЕКСПРЕСНИ МЕТОДИ ЗА ПРОГНОЗИРАНЕ НА РАЗРАБОТКАТА НА ГАЗОВИ ЗАЛЕЖИ С ОГРАНИЧЕНИ ЗАПАСИ

Тираж: 20 бр.

Печат: Издателска къща „Св. Иван Рилски” – София

Анотация

В настоящата дисертация са разгледани и изследвани подходи и методики за определяне на основните показатели на разработка на газови залежив началния период на разработка. Коректното определяне на началните запаси от газ на място, извлекаемите запаси от газ, режимът на работа на залежите, и изменението на показателите на разработка представлява актуален проблем, свързан преди всичко с действащото в страната концесионно законодателство. Усъвършенстването на методите за прогнозиране на технико-икономическите показатели на разработка на газовите залежи е актуална задача в съвременното развитие газодобиващата промишленост. Необходимостта от усъвършенстване на тези методи произтича от презумцията за съкращаване на времето за опитната експлоатация на газовия залеж при достоверно определяне на запасите от газ в кратки срокове, определянето на действителните капиталовложения, необходими при бъдещата разработка и в крайна сметка, коректното отчитане на интересите на обществото при сключване на концесионните договори. Прогнозните технико-икономически и хидрогазодинамични изчисления, свързани с разработването на газовите залежи, изискват значителен обем от геолого-промишлена информация. В началния период на разработка, тази информация е ограничена и свързана преди с изследвания в единични сондажи. Използваните методи за обработка на получените данни от изследванията на сондажите и пласта позволяват да се определят параметрите на газоносната и водоносната формация и тяхното изменение по площ и дебелина. Недостоверното определяне на началните запаси от газ и параметрите на пласта води до значителни грешки при прогнозирането на технологичните показатели на разработка на газовия залеж, неточното определяне на броя на необходимите сондажи за експлоатация на залежа и свързаните с това капиталови и експлоатационни разходи.

След направения задълбочен литературен обзор по проблема бе очертана ясно целта на настоящия дисертационен труд и бяха обработени значителен обем от данни, необходими за избор на подходящ модел за експресно определяне на технологичните показатели и икономическата ефективност.

Обект на анализи и оценки, на които е базирано настоящето изследване, са резултатите от разработката на газови залежи в Р.България: Бутан, Крива Бара, Ъглен, Долен Дъбник-г. триас, Деветаки и Българево.

Въведение

Съвременното проектиране на разработването на газови находища се извършва чрез математични модели с различна сложност, базиращи се на численото решаване на диференциални уравнения на нестабилизирана и стабилизирана филтрация на газа, при съответните начални и гранични условия. В редица случаи (недостатъчен обем информация, малък брой сондажи, малки по размер и запаси залежи и др.) е целесъобразно използването и на други методи, приложими в началния етап на разработка на газови залежи,

Процесът на разработка на газовите находища условно се разделя на два периода: начален период („опитна промишлена” експлоатация, „оценъчен период”) и основен – цялостно развитие на разработката и експлоатацията. В съответствие с действащото в страната законодателство сборът на тези периоди формира концесионния срок за разработка с максимална продължителност до 35 г.

Обикновено началният период на разработка е с продължителност от 2 до 3 години. Резултатите, получени през този етап, трябва да обезпечат необходимата информация за рационално разработване през следващия основен период.

Основният проблем при прогнозиране на разработката на газови залежи в началния етап е недостатъчната начална и текуща информация за параметрите на пласта. Значителна част от тази информация се базира на проведените в единични сондажи хидро-газодинамични изследвания. В резултат на тези изследвания се уточняват геоложките условия, геометрията и типът на залежа, резервоарните показатели на продуктивния хоризонт, флуидонаситеността и източниците на природна енергия, началните запаси от газ в залежа, а при възможност и запасите на газ в отделните пластове при многопластово находище.

В дисертационната работа като основни параметри характеризиращи залежа се разглеждат:

- пространствено-геометричните размери на залежа - площ на залежа, флуидонаситеност, дълбочина и хипсометрично положение на ВГК;
- петрофизичните показатели – вместимост (порестост, кавернозност, пукнатинност), наситеност, проникваемост и свиваемост на средата и пластовите флуиди;
- типът на колектора;
- началните термобарични условия - пластово налягане и температура;
- съставът и физикохимичните свойства на газа, в зависимост от налягането и температурата;
- продуктивната характеристика на сондажа (филтрационни съпротивления и състояние на призабойната зона-скин-фактор);
- режимът на залежа.

Основната цел на дисертационната работа е да се изследват, разработят и апробират експресни методи за прогнозиране показателите на разработка на газови залежи с ограничени запаси при недостатъчна по обем начална геолого-промишлена информация.

В съответствие с поставената цел, **основните задачи на дисертационната работа** се свеждат към следното:

1. Анализ на съвременното състояние на проблемите, свързани с прогнозиране на разработката на газови залежи в началния етап.
2. Изследване, анализ и оценка на методите за прогнозиране запасите на газ в началния етап на разработка на газови залежи с ограничени запаси.
3. Разработване на хибриден математичен модел за експертна оценка и прогнозиране на основните технико-икономически показатели на разработка на газови залежи.
4. Приложение на хибридният математичен модел за експертна оценка на разработката на газови залежи в Република България.

5. Съпоставяне на фактическите показатели на разработка за газови залежи в България с проектните, получени чрез разработения модел. Оценка на приложимостта на модела.

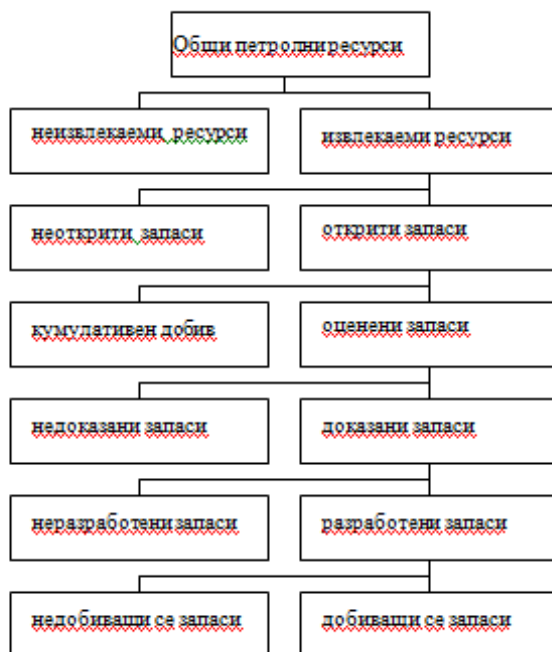
ГЛАВА I

Анализ на съвременното състояние на методите и подходите за прогнозиране на разработката на газови залежи в началния етап

I.1. Методи за оценка на ресурсите и запасите от газ в началния етап на разработка на залежите

Общите петролни ресурси представляват цялото количество, образувано и капанирано на място в земята съгласно „Класификацията и номенклатурна система на петролните запаси и ресурси” от април 2000г. Класификацията въвежда Рамковата класификация на Организацията на обединените нации на запасите и ресурсите на находища на твърдите горива и минералните суровини от 1997 г. (UNFC-1997). През 2004 г., в резултат на разширението на обхвата на UNFC-1997, тя се разпространява за нефт, природен газ и уран и е преименувана на Рамкова класификация на Организацията на обединените нации на изкопаемите енергийни и минерални ресурси (UNFC – 2004). На базата на UNFC-2004, след преработка, е създадена опростена версия на класификацията. Както и при добивните дейности, UNFC-2009 отразява условията в икономическата и в социалната сфера, включително пазарите и държавните рамкови условия, технологичната и индустриалната зрялост, както и винаги присъстващата несигурност [37]. UNFC-2009 е базирана на общ принцип система, в която количествата са класифицирани въз основа на три основни критерия: икономическа и социална жизнеспособност (E); състояние на полевия проект и осъществимост (F); геоложка изученост (G). Това е направено с помощта на система от цифрови кодове. Комбинациите на тези критерии създават триизмерна система. Категории (напр. E1, E2, E3), а в някои случаи и подкатегории (напр. E1.1) се определят за всеки от трите критерия.

На фиг. I.1 са представени общите ресурси и техните компоненти по отношение оценка на запасите :



Фиг. I.1. Компоненти на общите ресурси

Правилното определяне на запасите на място и извлекаемите запаси от газ са важен фактор, определящ етапите на разработка на газовите залежи и тяхната продължителност във времето.

Оценката на запасите е също база, на която се договарят важни принципи при сключване на консенционни договори и тяхната продължителност във времето.

Основният подход при оценката на запасите е стадийното им определяне [20]. Предлага се схема, илюстрираща връзката между петте показатели: изменението на дебита във времето, категорията на запасите, точността при оценката, основният метод за оценка на запасите и периодът на разработка на залежа.

Анализирайки схемата се вижда, че всяка оценка на запасите включва в себе си определена степен на неточност, зависеща главно от достоверността на геоложките и инженерните данни, получени по време на оценяването, както и от тяхната правилна интерпретация. Методите за определяне на запасите се разделят на интегрални и диференциални.

I.1.1 Интегрални методи

Метод на аналогията

Този метод се основава на добива на газ от аналогични на разглеждания залеж, които са частично или непълно разработени. Използва се в началния етап на проучване на залежа. Резултатите, получени по този метод, са най - неточни и с най - висока степен на несигурност. В действителност по този метод се оценяват потенциалните ресурси от газ.

Обемен метод

Определянето на запасите по този метод се базира на оценката на сумарния обем на празнините в продуктивният пласт, степента на запълване на празното пространство от въглеродороди в течно и газообразно състояние и условията, при които се намират в продуктивният пласт т.е пластово налягане, пластова температура и коефициент на свръхсвиваемост.

Използването на обемния метод в среди с двойна вместимост е затруднено. Това значително ограничава възможността за неговото прилагане при определяне на запасите от газ в началния етап на разработка. Грешката при определяне на запасите от газ по този метод е повече от 200 % [27]. Методът е подходящ за определяне на **възможни** запаси на място от газ .

Метод на материалния баланс

Методът се основава на принципа на съхранение на масите. При този метод не е необходимо определяне контура на газоносност, но е необходимо точното определяне на пластовото налягане и изменението му във времето, добитото количество газ, средноуравновесеното пластово налягане, пластовата температура и коефициента на свръхсвиваемост при съответните условия. Количеството на извлекаемите запаси от газ в залежа, при отсъствие на водоносна система, се определят по формула I.1:

$$G_o = \frac{\sum Q_g(t) \cdot P_o \cdot \alpha_o}{P_o \cdot \alpha_o - P_o(t) \cdot \alpha_o(t)}, \quad (I.1)$$

където:

G_o - е количеството на газа, съдържащо се в пласта при начално пластово налягане (приведено към стандартни условия), m^3 ;

$P_o(t)$ - текущото пластово налягане към датата на определяне на запасите, ат;

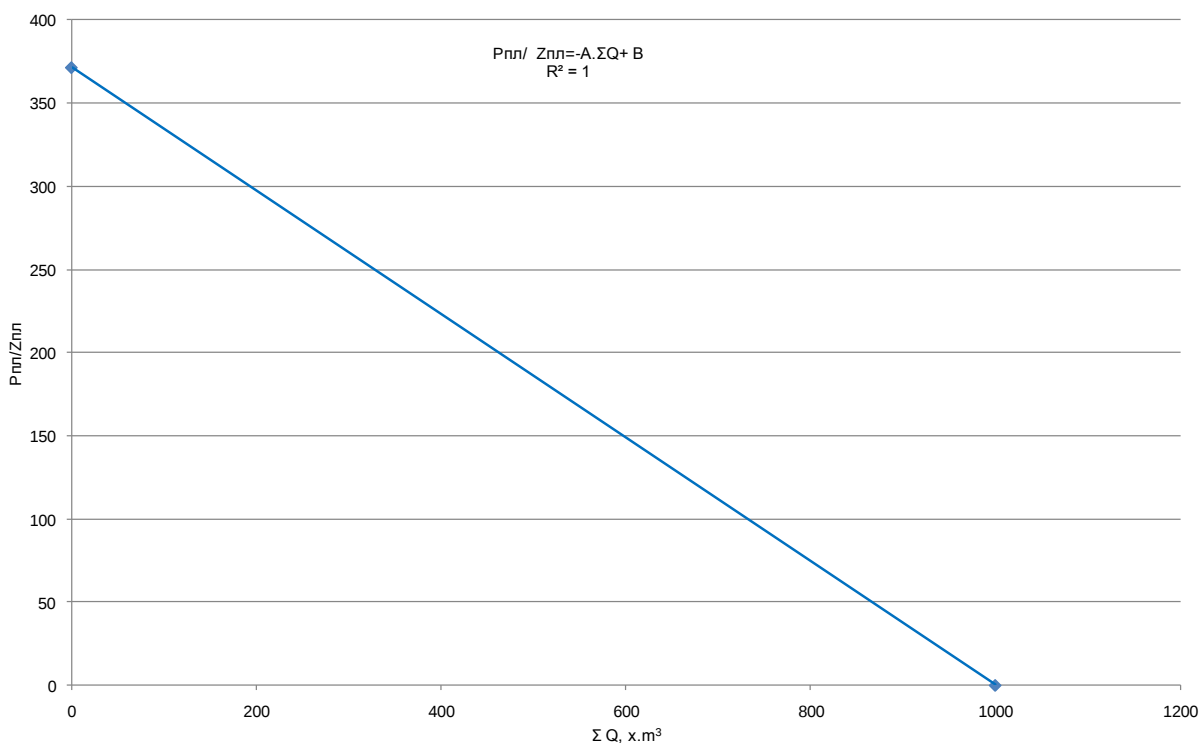
$\sum Q_g(t)$ - сумарното количество добит газ към датата на определяне на запасите, m^3 ;

$\alpha_0\alpha(t)$ са поправките за отклонение на въглеродородните газове от закона на Бойл-Мариот при начални и текущи условия. $\alpha=1/z$,

Методът е неприложим при прокарани малък брой сондажи, което води до грешки при определяне на средно-уравновесеното пластово налягане. Този метод е подходящ за определяне на **вероятни** запаси от газ.

Метод, основаващ се на намаляване на пластовото налягане

Методът е вариант на уравнението на материалния баланс. Необходимо е точно определяне на осредненото пластово налягане, сумарното количество добит газ и коефициента на свръхсвиваемост. За определяне на запасите се построява зависимостта $P_{пл}/Z_{пл} = f(\Sigma Q)$, която е права линия, (фиг.1.2).



Фиг. 1.2. Изменение на приведеното пластово налягане в зависимост от сумарно добитото количество газ

Стойността в точката, в която правата пресича оста x са количеството запаси на място. Наличието на линейна зависимост е необходимо, но недостатъчно условие за прилагането на метода [26]. При навлизане на пластова вода в залежа зависимостта $P_{пл} / Z_{пл} = f(\Sigma Q)$ се разполага над линейната зависимост. При определени условия тя също може да има линеен характер и това е също възможен източник за погрешна оценка на началните запаси.

В началния етап на разработка, основните трудности при прилагане на този метод са свързани с некоректното определяне на средноуравновесеното пластово налягане и изменението на коефициента на свръхсвиваемост, зависещ от състава на газа по площта на находището и от налягането.

Методът се използва при добито количество газ, равняващо се на 15- 20 % от вероятните запаси на място [20]. Прието е, че по този метод се определят **доказани** запаси.

Криви на добива

Същността на метода се състои в екстраполация на данните от натрупана промишлена информация към бъдещ момент. При тези анализи се използват данни от един или няколко сондажа.

Използването на този метод се базира на уравнения, чрез които може графично да се представят извлекаемите запаси в бъдещ период от време. Основният недостатък на метода е използването на сумирани продуктивни нива спрямо времето и/или спрямо сумарния добив, което води до натрупване на грешки и неточно оценяване на запасите. Подходящ е за определяне на потенциалните извлекаеми запаси от газ в залежа.

Експресни методи

По данни от хидро-газодинамичните изследвания

Базира се на зависимостта, характеризираща работата на един сондаж, получена като решение на основното диференциално уравнение на нестабилизирана филтрация на газ. От кривата на възстановяване на налягането се определя текущото пластово налягане, а от кривата на спадане на налягането се определя времето за опитната експлоатация. Този метод е приложим за определяне на **възможните** запаси от газ в залежа.

По изменение на забойното налягане и дебита на сондажа

При този метод е необходимо точно измерване на забойното налягане и дебита на сондажа. Забойното налягане се определя по два начина: чрез измерване със забоен манометър и по устиевото работно налягане. Точното определяне на забойното налягане по първия начин зависи от точността на използвания забоен манометър и от наличието на течна фаза на забоя на сондажа. При втория метод точното определяне зависи от коефициента на хидравлично триене в помпено-компресорните тръби, от коефициента на свръхсвиваемост, от устиевото налягане, от средната температура в сондажа, от наличие на течна фаза на забоя на сондажа и от дебита. Определянето на дебита се извършва с мембранен дебитомер. За определяне на запасите от газ се построява графичната зависимост $P_3/Z=f(\sum Qg)$. Пресечната точка на правата с оста x характеризира количеството на запасите от газ на място в залежа.

По данни от анализа на експлоатирани сондажи

Един от най-разпространените методи за обработка на резултатите от изпитанието на сондажите е построяването в полулогаритмични координати на кривата на изменението на дебита във времето. За голяма част от сондажите тази зависимост е неправолинейна. Интензивно намаляване се наблюдава в първите 48 месеца от работата на сондажа.

Друг метод за обработка е построяване в логаритмични координати кривата на изменение на пластовото налягане от дебита. Изменението на наклона на кривата е свързано с изменението на колекторските свойства на пласта. В безкраен пукнатинен пласт стойността на наклона е 0,5. Възможните дефекти на забоя на сондажа и в призабойната зона намаляват стойността на наклона. При изтощаване на пласта стойността на наклона расте и в края на разработката на залежа достига 1.

I.1.2. Диференциален метод

При използване на метода на намаляване на пластовото налягане за определяне запасите на газ в Пунгинското находище (Русия) се е появила трудност за достоверно определяне на средноуравновесеното по газонаситеност на поровото пространство налягане. Във връзка с това в редица зони е било невъзможно да се построи достоверна карта на изобарите и карта на капацитетен обем на пласта $m.h$. Предложеният от Закиров и др. метод [28] позволява да се оценят запасите от газ при неголям сумарен добив на газа от залежа. Необходими са обаче специални изчисления с използване на сложни модели, което не позволява непосредственото му използване в практиката. При газов режим на залежа всеки сондаж дренира свой обем, променящ се във времето вследствие въвеждането в експлоатация на нови сондажи и изменението на дебита на отделния сондаж. В съответствие с диференциалното уравнение на изтощаване на газовия залеж [22] записано за всеки сондаж неговият дебит в момент t има следния вид:

$$q_1 = -\frac{1}{Pat} \cdot \frac{d}{dt} \left[\frac{\Omega_1(t) \cdot P_1(t)}{z(P_1(t))} \right]$$

$$q_2 = -\frac{1}{Pat} \cdot \frac{d}{dt} \left[\frac{\Omega_2(t) \cdot P_2(t)}{z(P_2(t))} \right] \quad (I. 2)$$

$$q_n(t) = -\frac{1}{Pat} \cdot \frac{d}{dt} \left[\frac{\Omega_n(t) \cdot P_n(t)}{z(P_n(t))} \right]$$

където:

$q_i(t)$ е дебитът на i -я сондаж в момент t , приведен към атмосферно налягане Pat и пластова температура.

$\Omega_i(t)$ – газонаситеният поров обем на i -я сондаж в момент t ;

$P_i(t)$ – средното пластово налягане в Ω_i в момент t ;

$Z[P_i(t)]$ – коефициентът на свръх свиваемост на газа пре налягане $P_i(t)$ и пластова температура.

Сумирайки поровите обеми, дренирани от всеки сондаж, се получава стойността на началния обем на поровото пространство на залежа Ω_n , изразено с уравнение I. 3:

$$\Omega_n = - \left[\sum_{i=1}^n \frac{q_i(t) \cdot Pat}{\frac{d}{dt} \left(\frac{P_{nli}(t)}{z(P_{nli}(t))} \right)} \right], \quad (I.3)$$

$$Q_z^* = -\frac{P_n}{Z_n} \cdot \sum \frac{q_i^*(t)}{\frac{d}{dt} \left[\frac{P_{nli}(t)}{Z(P_{nli}(t))} \right]} \quad (I.4)$$

където:

q_i^* е дебитът на газа приведен към стандартни условия

Q_z^* с- запасите на газ, приведени към стандартни условия

I.1.3. Методи на математическото моделиране при разработването на газови и газокондензатни залежи

Съвремените методи за проектиране, анализиране и регулиране на разработването на газови и газокондензатни залежи се базират на изграждането на автоматизирани системи за управление на процесите, протичащи в системата: пласт-призабойна зона-сондаж-съоръжения за събиране и обработване-газопровод. Същностната част на тази система се базира на числени решения на диференциалното уравнение, описващо процес на многофазна нестабилизирана филтрация на пластовите флуиди. Съществени модули от тези системи разглеждат технологичните процеси при движението на газово-течни смеси в системата.

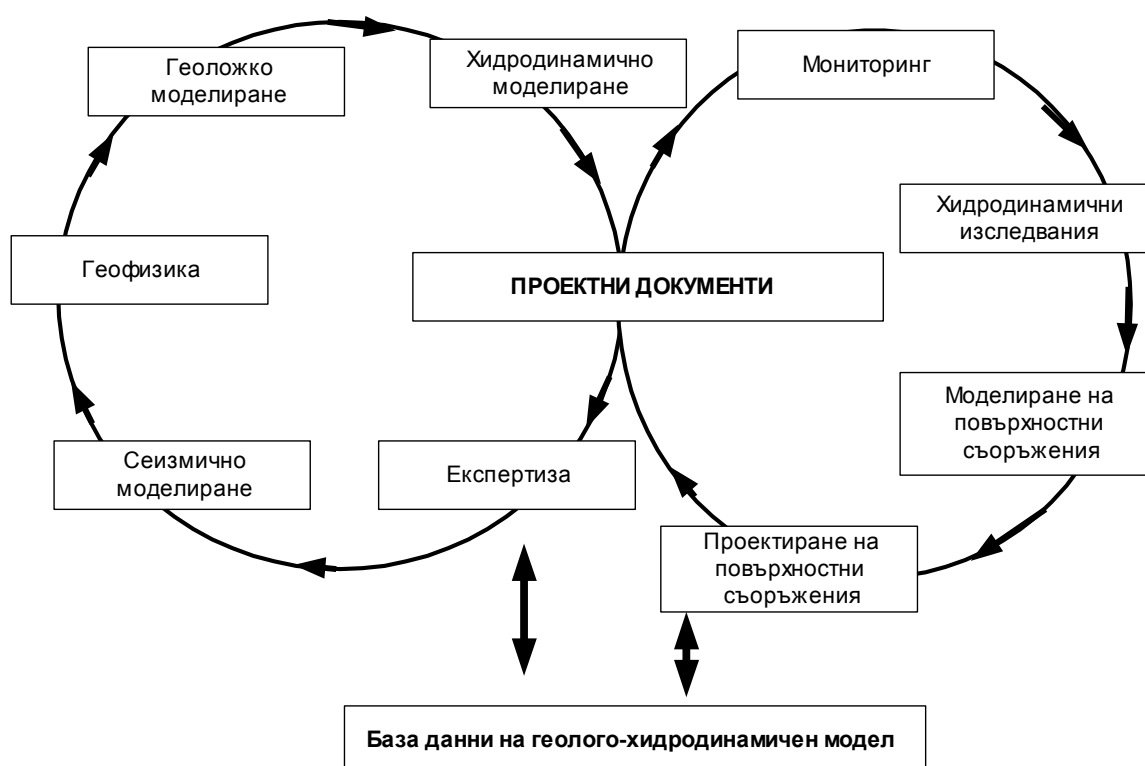
Моделиране на разработката на газови и газокондензатни залежи

Математическото моделиране е вече утвърден и динамично развиващ се подход при анализа и прогнозирането на разработката на газови и газокондензатни залежи. Основното предимство на този подход е във възможностите за отчитане на реалната геометрия на залежа и разположението на сондажите, нееднородността, както по отношение на

параметрите на колектора, така и по отношение на насищащите го флуиди, както и фактическата история на разработката. Чрез числени решения на система от диференциални уравнения, описващи филтрационния 2D или 3D процес, се определя изменението на пластовото налягане в различните точки на залежа, забойното налягане в сондажите, при работа с определен дебит към всеки момент от време.

След направените към определен момент от време корекции в разработения математичен модел се преминава към прогнозиране на показателите на разработката към бъдещ момент.

На фигура I.3 е разгледан като примерен модела на апаратно-програмна система на “РОСНЕФТ-ТРАСТ”. Характеризира се със следните основни модули за изготвяне на необходимите документи, регламентирани в проекта за разработка.



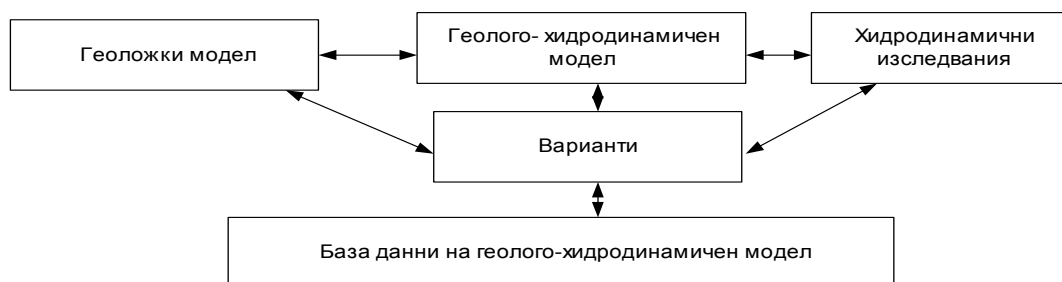
Фиг. I.3. Модули за изготвяне на проектни документи

Моделирането на разработката на газови залежи е многостепенен процес. На различни етапи моделната картина се уточнява и все повече се приближава до реалното поведение на залежа. За целта в комплекса задължително се включва модул за експертна оценка (фиг. I.4) на изготвения геолого-хидродинамичен модел.



Фиг. I.4. Модул за експертна оценка

Обикновено за нуждите на проектирането и анализа на разработката на нефтени и газови залежи се използват комплексни модели, базираци се на решаването на уравнения, описващи многофазов многомерен филтрационен процес [16]. По принцип този вид модели са детерминирани, т.е. за тяхното изграждане е необходима значителна изходна информация (лабораторна, геофизична, сондажна, хидро-газодинамична), получавана в различните точки на моделирания обект, както и промишлена информация (добиви и налягания) за продължителен период от време. В началния период на разработка разгледаният подход е неприложим. За целта е необходимо изграждането на математични модели за експертна оценка, съставени от няколко модула. Примерна схема на подобен модел е показана на фиг. I.5.



Фиг. I.5. Математичен модел за експертна оценка

В началния момент се правят прогнозни изчисления чрез емпирични или балансови модели, като едновременно се изграждат геолого-хидродинамични модели на едномерна (1D), двумерна (2D) и тримерна (3D) филтрация. На тази основа се получават различни варианти за разработка. Уточнява се геоложкият модел на газовия залеж. Провеждат се допълнително хидро-газодинамични изследвания на сондажите, след което се уточнява геолого-хидродинамичния модел и се изчислява оптималния вариант за разработка. На базата на получения оптимален вариант на разработка се изгражда геолого-хидродинамичен модел. Всички изходни и текущи данни и резултати се събират и съхраняват в модула база данни.

Принципната схема за получаване, анализиране и обработка на необходимата информация за определяне на показателите на разработка е показана на фиг.1.6. Под показатели на разработката на газов залеж се разбират: денонощен дебит на сондаж; годишен добив на газ; годишен добив на вода; годишен добив на кондензат; сумарен добив на газ; сумарен добив на вода; сумарен добив на кондензат; изменение на пластовото налягане във времето; изменението на забойното налягане; изменение на устиевото налягане и необходимият брой сондажи. Основната част от тези показатели се определя в резултат на решения на диференциалните уравнения на нестабилизирана радиална, площна и обемна филтрация на газ при съответните гранични и крайни условия.



Фиг.1.6. Модел на пластова филтрационна система

При създаването на геолого-хидродинамичен модел е необходимо решаването на обратни филтрационни задачи, т.е по данни от експлоатацията на сондажите да се определят или уточняват основните филтрационни и капацитетни параметри, характеризиращи газовия залеж. Тези параметри са хидропроводимост ($k.h/\mu$) и капацитет ($Sg.m.h$). В настоящия момент в практиката се използват следните основни подходи за решаване на тази задача :

- Оптимизационен подход - “History Matching” [61], базиран на методите на математичното моделиране.

- Функционален подход

Уточняването на параметрите [30] се извършва на базата на минимизирането на функционала:

$$J(Sg.m.h, k.h) = \sum_{j=1}^n \int_0^t [P_{fj} - P_{uj}]^2 dt, \quad (I.5)$$

където: P_{fj} е фактически измереното налягане в j - сондаж;

P_{uj} -изчисленото налягане в j - сондаж;

n - броят на сондажите в които се измерва и изчислява налягането.

Разпределението на параметрите $Sg.m.h$ и $k.h$ се извършва чрез уточняване на функционала $J(Sg.m.h, k.h)$. В случаите, когато залежът се разработва с 1-3 сондажа, което е характерно за началния период, прилагането на този подход е затруднено поради ограничена информация (начална и текуща) за съответния газов залеж.

- Числен подход

Приложението на метода на математическо моделиране е показано чрез численото решение на диференциалното уравнение на площна филтрация на реален газ в деформируема пореста среда[26]:

$$\frac{d}{dx} \left[\frac{k(x,y,P).h(x,y)}{\mu(P).z(P)} \cdot \frac{dP^2}{dx} \right] + \frac{d}{dy} \left[\frac{k(x,y,P).h(x,y)}{\mu(P).z(P)} \cdot \frac{dP^2}{dy} \right] = Sg(x,y).m(x,y).h(x,y). \frac{d}{dt} \left[\frac{P}{z(P)} \right] + D(x,y), \quad (I.6)$$

където: $D(x,y)$ отчита местоположението и работата на сондажите,

$$D = Pc. \sum q. \delta.(x - x_o).(y - y_o), \quad (I.7)$$

където: q е плътността на точковия източник (сток)

δ – делта функцията на Дирак.

Когато координатите на сондажа са равни на координатите на клетката, в която е разположен сондажа, то:

$$\delta(x - x_o) = 1, \quad (I.8)$$

Съществуват и по-сложни математични модели и разработени на тяхна основа програмни пакети за проектиране на разработката на въглеводородни залежи и като частен случай, разработването на газови/газокондензатни залежи :3D едно- или 3D многокомпонентни модели.

Всички тези модели изискват значителен обем от геолого промишлена информация, която отсъства в първоначалния период на разработка. Това налага да се „типизират“ използваните геометрични, филтрационни и капацитетни свойства на филтрационното поле т.е. на практика да се премине към поле с „0” размерност.

I.2. Методи за определяне режима на газови залежи в началния етап на разработката

Определянето на действителния режим на газовите залежи в началния период на разработка е от съществено значение при проектирането, анализирането и прогнозирането на бъдещата експлоатация.

Общи сведения за режимите на газовите залежи

Под режим на газово находище се разбира проявата на доминиращия вид пластова енергия, осигуряваща притока на газ към забоя на сондажите. При газовите находища съществуват два основни режима на работа: газов и водонапорен. При газовия режим притокът на газ към забоя на сондажите се осъществява от енергията на свития газ. Този режим има две разновидности:

- еластичногазов
- газо-деформационен.

Характерна особеност на еластичногазовия режим е постоянството на началния газонаситен обем през целия период на разработка. Този режим се проявява, когато отсъства водоносна система или тя има ограничен потенциал.

Газо-деформационният режим се проявява в газови залежи, привързани към плътни пукнатинно-кавернозни колектори, залягащи на голяма дълбочина или залежи, характеризиращи се с аномално високо пластово налягане. В този случай при изменение на пластовото налягане началният газонаситен обем намалява.

Газонаситеният обем може да се променя и вследствие на други процеси: отлагане на газов кондензат; сорбция или десорбция на газа, изпарение на остатъчната вода и др.[40].

При проява на водонапорен режим в процеса на разработка в газовия залеж постъпват долнищните или контурните води. Това води към намаляване на газонаситения обем на поровото пространство. Притокът на газ към забоя на сондажа се осъществява от енергията на свития газ и енергията на внедряващата се вода. В резултат на придвижването на водата, част от газовия залеж и част от сондажите се оводняват. Водонапорният режим се характеризира с три основни разновидности:

- еластично-водонапорен;
- активно-водонапорен;
- вътрешно-водонапорен.

Методи за определяне режима на газовите залежи

Съвременното проектиране на разработката на газовите и особено на газокондензатните залежи налага определянето на възможния режим да бъде направено още в началния период на експлоатация. Това е свързано с принципната разлика в динамиката на изменение на пластовото налягане и разположението на сондажите при газовия и водонапорния режими.

Режимът на газовите залежи може да бъде прогнозиран, а след определен период от време и потвърден по данни за:

- общия строеж на единната система газов залеж-водоносна система;
- филтрационните и капацитетни свойства на тази система;
- изменението на пластовото налягане в залежа и водоносната система;
- придвижване на пластовата вода в газовата част на находището и свързаното с това оводняване на газовите сондажи.

В началния период на разработване тези данни се получават трудно и за целта е необходимо да се прилага комплекс от лабораторни, сондажно-геофизични, сеизмични, химични и промишлени изследвания. В практиката намират приложение следните методи, базиращи се на данните от посочените изследвания:

Метод на спадане на пластовото налягане

Той е основен метод за оценка на режима на залежа и се основава на анализа на поведението на пластовото налягане в процеса на експлоатацията му. За използването на този метод е необходимо да са известни: съставът на газа, началното пластово налягане в залежа, динамиката на изменение на пластовото налягане в процеса на експлоатация и сумарното количество добит газ към всеки момент на измерване на текущото пластово налягане. По тези данни се построява зависимостта между приведеното налягане (отношението на осредненото по обема на залежа пластово налягане $\bar{P}$ и коефициента на свръхсвиваемост $Z[\bar{P}]$, определен при това налягане и сумарното добито количество газ

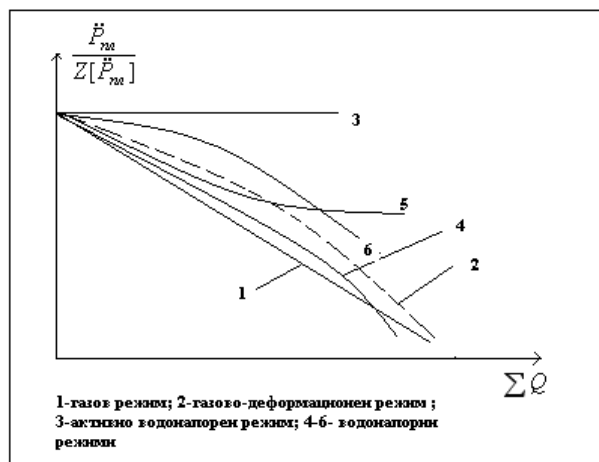
$$\frac{\bar{P}_{nl}}{Z[\bar{P}_{nl}]} = f(\Sigma Q).$$

При газов режим и недеформируем колектор тази зависимост е праволинейна.

Когато режимът не е газов или колекторът е деформируем тази зависимост може да не бъде линейна. Това се дължи на изменението на газонаситения обем вследствие на внедряването на извънконтурна или долнищна вода в залежа или изменението на обема на залежа при деформируеми колектори [40]. Съществено влияние върху характера на зависимостта при проявата на водонапорен режим оказва и темпът, с който се разработва залежа [15]. На фиг. I.7 са показани възможните зависимости $\frac{\bar{P}_{nl}}{Z[\bar{P}_{nl}]} = f(\Sigma Q)$, които могат да се получат при проявата на посочените фактори [10].

Редица изследвания показват, че при определено съчетание на основните фактори (колекторски свойства, темп на добива на газ, енергетичен потенциал на водоносната система), е възможно и при водонапорен режим да се получи праволинейна зависимост [15].

Влияние върху характера на зависимостта $\frac{\bar{P}_{nl}}{Z[\bar{P}_{nl}]} = f(\Sigma Q)$ може да оказват и различни технологични фактори: нехермитичност на обсадните колони на сондажите и произтичаща от това миграция на газа, неточности в отчитането на добитите количества газ, неправилно измерване на пластовото налягане в сондажите и др. [10].



фиг. I.7. Възможните зависимости $\frac{\bar{P}_{nl}}{Z[\bar{P}_{nl}]} = f(\Sigma Q)$

Способи и подходи, основани на резултатите от геофизичните изследвания

Резултатите от геофизичните изследвания са изключително важен източник на информация за възможния режим на залежа. В съвременната практика се утвърждава все повече прилагането на сеизмични изследвания (3-D и 4-D), чрез които се създава геоложкия модел на залежа, а по-късно се контролира началното и текущото положение на водо-газовия контакт.

Информацията от пиезометричните сондажи, прокарани във водоносната част на продуктивния хоризонт, е също изключително важна за уточняване на режима на залежите. Тя показва поведението на водоносната система в процеса на разработка на газовия залеж.

Добивът и химизмът на пластова вода - индикатор за режима на газовите залежи

Добивът на пластова вода от газовите сондажи е също така важен признак за проявата на водонапорен режим. Не винаги обаче, оводняването на един или няколко сондажа свидетелствува за активна проява на водонапорен режим. При анализа на данните за оводняване на сондажите от съществено значение е състоянието (херметичността) на експлоатационните колони. В началните периоди на разработка методът е с недостатъчна точност и може да се използва само в комбинация с други методи.

Данните от ***хидрохимичните изследвания*** позволяват да се осъществява не само качествен но и количествен контрол за навлизане на пластова вода в залежа. В него могат да постъпват “чужди” води от други хоризонти при наличие на хидродинамична връзка между тях в резултат на некачествена циментация, нехерметични обсадни колони или тектонско нарушение.

Практиката от прилагането на посочените изследвания показва, че в началния период на разработка получаваните данни са недостатъчни и не позволяват да се направят категорични изводи относно режима на залежите.

I.3. Хидродинамични изследвания на сондажите

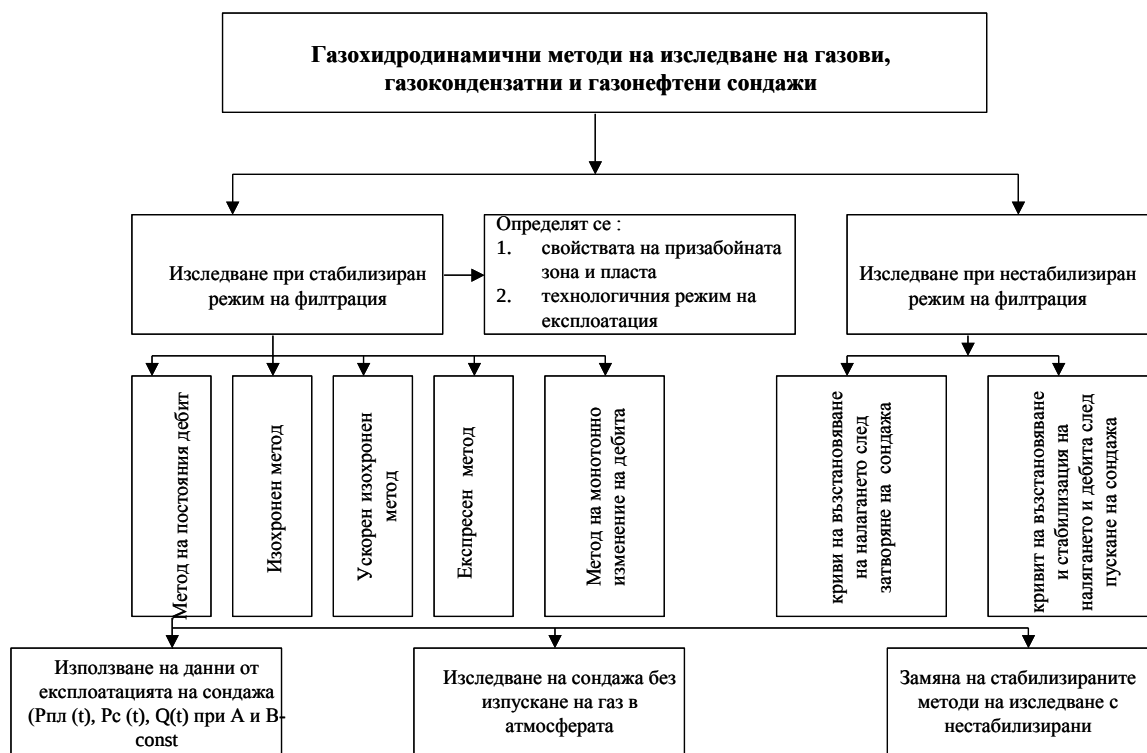
Най-разпространените хидродинамични изследвания на газови сондажи са при стабилизиран режим. Тези изследвания са свързани с построяването и обработката на индикаторни диаграми по данни от измерването на устиевото налягане и дебита. По-слабо са разпространени изследванията при нестабилизиран режим. Това може да се обясни с отсъствието на съвременни високочестотни дистанционни манометри.

Различните методи за линеализиране и тяхното приложение в хидродинамичните изследвания са разгледани в работите на много изследователи: Л. С. Лейбензон, Б. Б. Лапук, И. А. Чарн, Г. И. Баренблат, Е. М. Минск, А. Л. Хейн, Ю. П. Коротаев, Э. Б. Чекалюк, В. Н. Николаевск, К. С. Басниев, Г. П. Цибульск, С. Н. Закиров, Г. А. Зотов, С. М. Тверковкин, С. Н. Бузинов, И. Д. Умрихин, Д. Д. Соколов, Agarwal, Al-Hussainy, Ramey, Crawford, Muskat, Aziz и др.

По данни от хидродинамичните изследвания се определят: геометрията на залежа; колекторските и филтрационните свойства на пласта; хидродинамичните и термодинамичните условия в ствола на сондажа; параметри, влизащи във формулите за определяне на запасите на място от газ и на технологичния режим на експлоатация на сондажите.

Хидро-газодинамичните методи на изследване се делят на първични, текущи и специални:

Използваните хидро-газодинамичните методи на изследване са показани на фиг. I.8.



Фиг. I.8. Хидро-газодинамични методи за изследване на газови и газокондензатни сондажи

Определяне параметрите на пласта по резултатите от опитната и опитно – промишлената експлоатация

В последно време в практиката на изучаване на газовите залежи широко приложение намира подходът за получаване на комплексни данни за пласта в началния етап на експлоатация без допълнително сондиране на други сондажи (по данни от първият проучвателен сондаж). Този подход е приложим за малки находища, със запаси на място от газ до 1 млрд. м³) [38], при които обикновено броят на проучвателните сондажи превишава необходимият брой за разработка на залежа.

Основно уравнение, описващо работата на единичен сондаж

Разглежда еднороден цилиндричен изолиран пласт в центъра на който е разположен сондаж. Филтрацията на газа се разглежда като изотермична. Приема се, че газът е идеален и пластът е недеформируем. В настояще време подобно решение е получено от (Brace G. U, Jenkins R, Лапук Б, Минский Е. М), като се приема, че притокът на газ към централно разположен съвършен сондаж е равномерен (постоянен), подчиняващ се на закона на Дарси. Това решение на практика не се използва, поради ред условности в граничните условия на задачата.

Методика за обработка на резултатите от опитната експлоатация на единичен сондаж

Проницаемостта на призабойната зона се отличава от проницаемостта на пласта. Притокът на газ към сондажа се описва не със закона на Дарси, а с формула, съдържаща два члена. За целта се използва фиктивен укрупнен сондаж, който е съвършен и притокът се описва по закона на Дарси.

I. 4. Определяне на пластовото налягане

За определяне усредненото по обем на залежа налягане е необходимо да се знае разпределението на налягането по площта на залежа. Разпределението се дава чрез карти на изобарите.

Построяване на началната карта на изобарите

За начална карта на изобарите се приема карта, характеризираща разпределението на налягането по залежа до началото на разработката.

Определяне на средноуравновесеното налягане

Точността при определянето на средното уравновесено налягане зависи от количеството на елементарните обеми, а също така и от точното определяне на p_i , h_i , m_i в отделните елементарни обеми.

I.5. Съоръжения и апаратури за изследване на газови сондажи

Приборите и апаратурите за провеждане на хидро-газодинамични изследвания се използват за определяне на налягането, температурата и дебита на сондажа. Измерваните параметри, в зависимост от вида на изследването, могат да се измерват на повърхността и в ствола на сондажа. За провеждане на дълбочинни изследвания се използват дълбочинни манометри и термометри. Дълбочинните манометри, в зависимост от начина на регистриране, биват: с местна и с дистанционна регистрация.

Изводи от литературния обзор

1. За определяне на технологичните показатели на разработка по анализирания методика е необходима точна геолого-промишлена информация за продуктивния пласт на залежа и привързаната към него водоносна зона. Такава информация в началния етап на разработване на залежи с ограничени запаси, при наличие на един сондаж, е невъзможно да се получи.
2. Не съществува универсален експресен метод за достоверно определяне на запасите на газ в началния етап. За всеки конкретен газов залеж трябва да се адаптира експресен метод, съобразен с конкретните условия.
3. Анализирания модели за прогнозиране процеса на разработка на газови залежи позволяват да се определи изменението на показателите на разработка във времето. За условията на газови залежи с ограничени запаси, разработвани с един сондаж, в началото на експлоатацията е необходимо да бъде създаден експресен математичен модел.

Глава II. Разработване на хибриден математичен модел за прогнозиране разработката на газови залежи с ограничени запаси в началния период

II.1. Постановка

От направения литературен обзор се вижда, че при проектирането и анализите на разработка на въглеводородни залежи се използват различни по сложност комерсиални или научно-приложни математични модели (пакети), чрез които се решават като частен случай и

задачи, свързани с проектиране на разработката на газови/газокондензатни залежи. За изграждане и използване на подобни модели е необходима значителна изходна информация (лабораторна, геофизична, сондажна и хидро-газодинамична), получавана в различни точки на моделирания обект, както и информация за добиви и налягания за продължителен период от време. В редица случаи (недостатъчен обем информация, малък брой сондажи, залежи с ограничени запаси и др.) е целесъобразно разработването и използването на други подходи, приложими в началния етап. Чрез тези подходи, базиращи се на информация с ограничен обем и приближени емпирични и/или балансови модели, е възможно експресно и сравнително точно да се определят основните показатели на разработката на газови залежи. Важна част от тези подходи е включване в проектния комплекс на модул за оценка на икономическите показатели, съобразен с действащото в страната концесионно законодателство. Паралелно с провежданите технико-икономически изчисления, на базата на получаваната през този период промишлена информация, се усъвършенства геолого-хидродинамичният модел чрез експертен модул за оценка и адаптация.

За решаване на поставената задача: „Прогнозиране на основните показатели на разработката на газови залежи в началния етап” е разработен хибриден математичен модел за експертна технико-икономическа оценка на газови залежи. С използването на модела се определят основни показатели на разработката с периодично уточняване на площта на залежа, режима на залежа и технологичния режим на експлоатация. Получените резултати дават различни варианти за разработка. На базата на резултатите, получени от анализа на паричните потоци, се определя оптималният вариант на разработка. Първоначалният геолого-хидродинамичен модел се усъвършенства чрез провеждане на допълнителни хидро-газодинамични изследвания в новопрокараните сондажи и адаптирането му към кратката история на разработване през началния период. За оценка на оптимален вариант на разработка, хибридният математичен модел за прогнозиране на експлоатацията на газови залежи с ограничени запаси в началния период се базира на провеждането на следния комплекс от дейности:

1. Събиране и систематизиране на данните за геометрията на залежа, параметрите на колектора и насищащите го флуиди и оценка на тяхната достоверност.

1. Математично описание на процесите в пласта, призабойната зона, колоната от помпенно компресорни тръби и повърхностните съоръжения, на базата на физически закономерности (закони за запазване на масата, енергията и количеството на движение и др.).

2. Създаване на конкретен балансов хидродинамичен модел на системата залеж-водоносна система чрез въвеждане на допълнителни хипотези.

3. Адаптиране на модела към реалния ход на разработката (повтаряне историята на разработка), чрез:

- анализ и интерпретация на получените резултати за добиви и налягания, които се сравняват с фактическите данни;

- корекция на хидродинамичния модел;

- корекция на технологичния модел.

4. Прогнозиране на показателите на разработката в бъдещ период.

5. Предварителна и текуща икономическа оценка на реализирания вариант за разработка.

II.2 Същност на хибридният математичен модел за експертна технико-икономическа оценка

Разработеният хибриден математичен модел се състои от три основни модула: геоложки, технологичен и технико-икономически. Чрез модела, в началния период за оценка и разработка на газовите залежи, се определят: свойствата на пластовия флуид; филтрационните параметри на продуктивния хоризонт; запасите от газ/кондензат и изменението на технологичните показатели. При зададена цена на газа и кондензата и

прогноzirани капитални и експлоатационни разходи за разработка се определя технико-икономическата ефективност на разработката на залежа, с отчитане на концесионното законодателство, действащо в страната. Чрез модела може да се определи минималната продажна цена на газа и кондензата, при която разработката на оценявания залеж ще бъде рентабилна.

II.2.1. Геоложки модул

В геоложкия модул се събира и обобщава цялата информация за: площта на залежа; дебелината на газонаситените пластове; началното пластово налягане; началната пластова температура; резултатите от проведените геофизични изследвания по време на сондирането; резултатите от изследването на извадената ядка от сондажа (порестост, наситеност, проницаемост и др.); съставът на газа, кондензата и пластовата вода. Данните се обработват аналитично и графично. По данни от хидродинамичните изследвания, с отчитане на кондензатната фаза, се определят параметрите на продуктивния пласт: начално пластово налягане; коефициент на хидропроводимост ($k \cdot h / \mu$); коефициент на проницаемост (k); коефициент на пиезопроводност; капацитет ($m \cdot h$) и наличие на гранични зони в близост до сондажа.

Чрез прилагане на съответните процедури се определят средните стойности (чрез уравновесяване по площта или обема на продуктивния пласт) на ефективната дебелина, порестостта и флуидонаситеността. Извеждат се корелационни зависимости между: коефициента на свръхсвиваемост и налягането при пластовата температура, вискозитета на газа и налягането при пластова температура. Коефициентът на свръхсвиваемост се определя по метода на Дранчук-Първис - Робинсън, а вискозитетът – по метода на Ли - Гонзалес - Илкин.

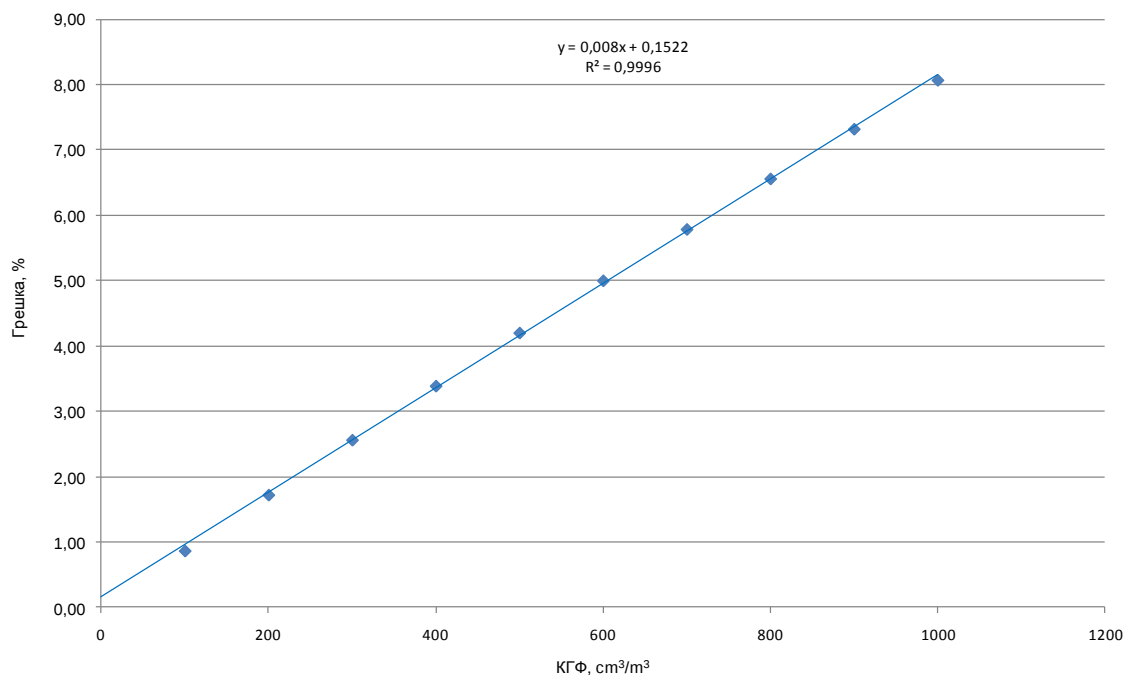
От получената начална информация за залежа по обемния метод се определят потенциалните запаси на място от газ и потенциално извлекаеми запаси. На базата на вероятностно-статистически подходи се определят доказани запаси (10% вероятност от изчислените потенциални запаси на място), възможни (50 % вероятност от изчислените потенциални запаси на място) и вероятни (90% вероятност от изчислените потенциални запаси на място). Извеждат се корелационни зависимости между приведеното налягане (P/z) и количеството на вероятните, възможните и доказаните запаси от газ в два варианта: проява на газов или/и водонапорен режим. В случай на газокондензатни залежи и при кондензатно-газов фактор (КГФ) над $200 \text{ cm}^3/\text{m}^3$, се извежда корелационна зависимост между приведеното налягане (P/z) и количеството на кондензатния газ (Q_{kg}). Неотчитането на КГФ при определянето на сумарното количество добит газ води до значителни грешки при определяне на запасите на място от газ. На фиг. II.1 е определена получаващата се грешка при оценка на запасите на моделиран газов залеж с запаси на място 200 mln.m^3 , начално пластово налягане 470 ата и изменящ се КГФ от 100 до $1000 \text{ cm}^3/\text{m}^3$. Получена е зависимост между грешката и стойността на КГФ. Количеството кондензатен газ (Q_{kg}) се определя по формулата:

$$Q_{kg} = Q_g + K_g \cdot Q_k, \quad (\text{II.1})$$

където: Q_g е сумарното количество добит газ;

Q_k - сумарно количество добит кондензат;

K_g - коефициент за превръщане на кондензата в газова фаза.



Фиг. II. 1. Грешка при определяне на запасите на място от газ

От фиг. II.1 се вижда, че грешката в оценката на запасите от газ се изменя от 0,87 % при ГКФ 100 cm³/m³ до 8,1% при ГКФ 1000 cm³/m³.

II.2.2. Технологичен модул

Технологичният модул представлява система от уравнения, описващи протичащите процеси в пласта и призабойната зона (хидро-газодинамична част), в колоната от помпено-компресорни тръби и повърхностните съоръжения (експлоатационна част).

Технологичните показатели на разработка се определят при следните условия, получени от геоложкия модул:

- пластово налягане - p_a ;
- пластова температура - $^{\circ}\text{C}$;
- полиномни зависимости на коефициента на свръхсвиваемост и вискозитета на газа;
- режим на газовия залеж;
- технологичен режим на експлоатация на сондажите;
- коефициенти на филтрационно съпротивление A и B в уравнението на

притока за всеки сондаж:

За стартиране на модела е необходимо да се зададе годишният добив на газ и стъпката в времето dT . Общия период на прогнозиране се определя чрез зависимостта:

$$T_j = T_{j-1} + dT \quad (\text{II.2})$$

Където: j е периодът от време, към който се определят следните показатели на разработка.

1) текущото пластово налягане P_j в края на периода T_j на разработката. Определя се от зависимостите $P/Z = f(\sum Q_{\Gamma})$, получени при газов и водонапорен режим на работа:

- при газов режим на залежа

$$P/Z = A \cdot \sum Q_{\Gamma} + B, \quad (\text{II.3})$$

- при водонапорен режим на залежа

$$P/Z=A_0 +A_1.\text{sum}Q_{Г1}+ A_2.\text{sum}Q_{Г2}, \quad (\text{II.4})$$

където: А и В, А₀ , А₁и А₂ са коефициенти

2) текущото забойно налягане Р_{сji} се определя при предварително избран технологичен режим на работа на сондажа (максимално допустима депресия, максимално допустим градиент на налягането, максимален безводен дебит, минимално допустимо устиево налягане, минимална скорост на движение на газа в ПКТ) чрез зависимост II.5.

$$P_{cji} = \sqrt{P_{nn}^2 - A_i.q_i(j) - B_i.q_i(j)^2} \quad (\text{II.5})$$

където: j е периодът от време към който се определя забойното налягане;

i –номерът на сондажа, в който се определя забойното налягане;

q- дебитът на i-я сондаж.

Началният дебит на всеки сондаж се определя въз основа на зададения годишен добив и с отчитане на индивидуалната продуктивна характеристика на сондажа.

В модела е предвиден итерационен цикъл, чрез който, в зависимост от приетия технологичен режим на експлоатация на газовите сондажи, е предвидено неговото спазване чрез контролиране на забойното налягане. Ако към даден момент от време се достигне допустимата стойност на забойното налягане, а не се постига чрез приетия брой експлоатационни сондажи проектния годишен добив на газ, то периодът на постоянния добив завършва. От този момент нататък сумарният добив на газ и дебитът на всеки сондаж се уточняват чрез итерационен цикъл в края на зададената стъпка в времето.

3) текущото устиево налягане в края на края на периода T_j от разработката.

Използват се две методики, отчитащи работата на газов сондаж без наличие на течна фаза и при наличие на течна фаза.

Основните използвани зависимости, отчитащи работата на газов сондаж без наличие на течна фаза са:

Налягането на устието на сондажа в момент T_j се определя по формулата:

$$P_{y_i} = \sqrt{\frac{[P_{ci}(t)^2 - \theta_i.(e^{2.s_i} - 1).[q_i(t)]^2]}{e^{2.s_i}}} \quad (\text{II.6})$$

θ_i и S_i се определят по формулите:

$$\theta_i = \frac{1,377.\lambda \cdot i.T_{cp}^2.Z_{cpi}^2}{d^5} \quad (\text{II.7})$$

$$s_i = \frac{0,03415.\rho.Li}{T_{cpi}.Z_{cpi}}, \quad (\text{II.8})$$

където:

λ_i е коефициентът на хидравлично триене в помпено- компресорните тръби;

T_{сpi} – средната температура в сондажа, °K;

Z_{сpi} – коефициентът на свръхсвиваемост при средна температура и средно налягане по дължина на сондажа;

d – вътрешният диаметър на компресорните тръби, cm;

ρ – относителното тегло на газа по въздуха;

Li – дължината на компресорните тръби, m;

P_{ci}(t) - текущото забойно налягане, ata;

q_i(t)- дебитът на сондажа, х.м³/d;

P_{yi} - устиевото налягане, ata;

Основните използвани зависимости, отчитащи работата на газов сондаж с наличие на течна фаза са:

$$Py_i = \sqrt{\frac{[Psi(t)^2 - \theta_i \cdot (e^{2 \cdot so_i} - 1) \cdot [q_{zcm_i}(t)]^2]}{e^{2so_i}}} \quad (II.9)$$

$$\theta_i = \frac{1,377 \cdot \lambda \cdot i \cdot T_{cp}^2 \cdot Z_{cpi}^2 \cdot \rho^{-1}}{d^5} \quad (II.10)$$

$$s_{oi} = \frac{0,03415 \cdot \rho \cdot \rho L i}{T_{cpi} \cdot Z_{cpi}} \quad (II.11)$$

$$\rho = \beta + (1 - \beta) \cdot \frac{\rho_m}{\rho_{zc}} \quad (II.12)$$

$$\rho_{zc} = \frac{\rho_{cm} \cdot P_{cp} \cdot T_{cm}}{P_{cm} \cdot T_{cp}} \quad (II.13)$$

$$\beta = \frac{q_{zc}}{q_{zc} + q_m} \quad (II.14)$$

$$q_{zcm} = \frac{Gz + Gm}{\rho_{cm}} \quad (II.15)$$

$$q_{zc} = \frac{q_{zcm} \cdot P_{cm} \cdot T_{cp}}{P_{cp} \cdot T_{cm}} \quad (II.16)$$

$$Gz = q_z \cdot \rho_{cm}$$

$$Gm = q_m \cdot \rho_m$$

В зависимостите са използвани следните обозначения:

ρ_{cm} , ρ_m са плътностите на газа и течността в стандартни условия, kg/m³;

q_{zc} , ρ_{zc} - дебитите на газа и плътността, отнесени към условията на сондажа, x.m³/d, kg/m³;

q_{zcm} , q_m , q_z - обемните дебита на сместа, течността и газа;

Gг, Gт - масовите дебита на газа и течността;

β - изходното газосъдържание.

В разгледаните две методики коефициентът λ_i се определя от хидрогазодинамичните изследвания

- 4) денонощният дебит на газ от един сондаж;
- 5) денонощният дебит на кондензат от един сондаж;
- 6) необходимият брой сондажи, обезпечаващи годишния добив от газ;
- 7) критичната скорост на движение на газа в забойни условия;
- 8) дренираната площ на залежа, получена по данни от разработката;

Годишен добив на газ

При определяне на годишния добив на газ се избира период на постоянен добив с продължителност от три до пет години. През периода на постоянния добив годишните добиви от залежа не трябва да надхвърлят 8-10% от предполагаемите потенциални извлекаеми количества газ. Когато моделът се използва за нуждите на концесионен договор, то годишните добиви се приемат в границите 8-10 % от доказаните запаси на място. Моделът не изключва приемане на годишни добиви по „необходимост”, като в технико-икономическия модул се доказва целесъобразността от приетия добив, а в технологичния възможността за осъществяването му. Този подход се прилага при залежи с потенциални запаси от газ на място над 1mlrd.m³ и очакван газов режим на работа. В случаите на газови

залежи с по-малки запаси на място от газ, залежът се разработва с намаляващ добив при различни варианти, в зависимост от броя на експлоатационните сондажи.

Технология на експлоатация

Приема се, че през прогнозния период всички сондажи се експлоатират по фонтанен способ при определен технологичен режим на експлоатация.

Технология на събиране, подготовка и транспортиране на газа

В модела се предвижда централизирана система на събиране и подготовка на добивания газ. Първичната подготовка на добивания газ ще се извършва в един газосъбирателен пункт. Шлейфите на сондажите се проектират с необходимия диаметър. В пункта за първична подготовка на газа се извършва тристепенна сепарация на газа. От събирателния пункт, чрез газопроводно отклонение, газът ще се подава в магистрален газопровод или ще се транспортира с бутилки като компресиран газ.

II. 2.3. Техничко-икономически модул

В технико-икономическия модул се разглеждат разходите за търсене и оценяване, разработване, експлоатация, заплащане на роялти, напускане на сондажите. Ефективността на разработката се оценява чрез анализ на паричните потоци при определени годишни добиви на газ, кондензат и необходимия брой сондажи.

II. 2.3.1. Разходи за търсене, проучване и оценяване

Примерна таблица на разходите за търсене, проучване и оценяване на газовия залеж е представена в таблица II.1.

Таблица II.1 Разходи за търсене, проучване и оценяване

Условни години	Видове работи	Стойност, хил. лв	
		единична	обща
Нулеви години			
Година I	Сеизмични проучвания		
	Сондажни проучвания - 1броценяващ сондаж		
	Общо за периода на търсене:		
Година II	Прокарване на 1бр. оценяващ сондаж		
	Оценяване на запасите		
	Моделиране и проектиране на разработването		
	Общо за периода на оценяване:		
	Всичко за 1 етап:		

II. 2.3.2. Разходи за разработване

Разходите за разработване включват капитални и експлоатационни разходи. Капиталните разходи са за:

- експлоатационни сондажи;
- шлейфи;
- пункт за първична подготовка на газа;
- газопроводно отклонение;

- подземен и надземен ремонт на съоръженията.

Тези разходи са представени в примерна Таблица П.2.

Таблица П.2 Разходи за разработване

Условни години	Видове работи	Стойност, хил. лв	
		единична	обща
Нулеви години			
Година I	Прокарване на п- бр. добивни сондажи		
	Строителство на шлейфи 4" (п бр. поkm)		
	Строителство на СП		
	Строителство на газопровод" от находището до магистралния ,км		
	Завършване на ППГ и резервоарен парк		
	Общо за годината:		
Година II	Прокарване на п бр. добивни сондажи		
	Строителство на шлейфи" (... бр. по km)		
	Общо за годината:		
Година	Измервания на пластови налягания		
	Общо за годината:		
Година	Измервания на пластови налягания		
....			
	Общо за годината:		
Година	Измервания на пластови налягания		
	Общо за годината:		
	Всичко за разработване		

П. 2.3.3. Експлоатационни разходи

Експлоатационните разходи включват разходи за:

- материали;
- електроенергия;
- възнаграждение (заплати) и социални осигуровки;
- транспортиране на газа по газопроводното отклонение до магистралния газопровод или изграждане на съоръжения за пълнене на бутилки;
- други разходи.

Експлоатационните разходи се определят за всяка година и се представят в Таблица П.3

Таблица П.3 Експлоатационни разходи

Условна година	Добивни сондажи в края на годината, бр	Добив на газ, ml.m ³ /г	Експлоатационни разходи	
			Всичко, хил. лв	на единица, лв/х.м ³

1				
..				
n				

II. 2.3.4. Разходи за концесионно възнаграждение

Разработването и експлоатацията на евентуалното търговско откритие се води в рамките на концесионен договор и при заплащане на годишно концесионно възнаграждение.

Концесионното възнаграждение (роялти) се заплаща съгласно Постановление № 127 на МС от 21.06.1999 г. Стойностите на концесионното възнаграждение, в зависимост от R-фактора, са както следва:

R-фактор	Концесионно възнаграждение (роялти)
< 1.50	2.50 %
1.50-1.75	5.00 %
1.75-2.00	7.50 %
2.00-2.50	10.00 %
2.50-3.00	12.50 %
> 3.00	25.50 %

II. 2.3.5. Разходи за напускане

Разходите за напускане са за ликвидационни работи в сондажите и рекултивация на площадките им, за демонтаж на повърхностните съоръжения и рекултивация на площадките им. Разходите за напускане през разглеждания период се представят в Таблица II.4.

Таблица II.4 Разходи за напускане

Условни години	Видове работи	Стойност, хил. лв	
		единична	обща
	Напускане на ... бр. Сондажи		
	Всичко за напускане		

II. 2.3.6. Анализ на паричните потоци

Анализът на паричните потоци (включващи всички приходи и разходи по търсенето, проучването, оценяването, експлоатацията и напускането на газовия залеж) е апробиран по методика [49,51] за оценяване на следните показатели:

- общи приходи;
- кумулативни приходи;
- роялти;
- оценяващи разходи;
- капитални разходи;
- експлоатационни разходи;
- разходи за напускане и рекултивация;
- общи разходи;
- кумулативни разходи;
- приход за възстановяване на разходите;
- възстановими разходи;
- амортизация на капиталните разходи;
- амортизация на оценяващи разходи;
- баланс на капиталните разходи;

- нетен паричен поток на концесионера преди заплащане на данъци;
- облагаем приход;
- корпоративен данък;
- нетен паричен поток на концесионера след заплащане на данъци;
- общи държавни приходи;
- икономическа рента;
- нетна печалба за концесионера;
- нетна осъвременена стойност преди заплащане на данъци;
- нетна осъвременена стойност след заплащане на данъци;
- вътрешна норма на възвръщаемост;
- срок на откупуване на инвестициите.

Разработката на газовия залеж е икономически рентабилна при нетна осъвременена стойност по-голяма от нула и вътрешна норма на възвръщаемост по-голяма от цената на капитала.

Обобщаващите технико-икономически показатели са показани в таблица II.5.

Таблица II.5. Обобщени технико-икономически показатели

Показатели	Единица	Вариант 1
Сумарен добив на газ	mlrd.m ³	
Максимален годишен добив на газ	mlrd.m ³	
Общи приходи	mln. лв	
Капитални разходи	mln. лв	
Експлоатационни разходи	mln. лв	
Оценяващи разходи	mln. лв	
Разходи за напускане	mln. лв	
Показатели за ефективност на Инвеститора		
Чист доход на Инвеститора	mln.лв	
Нетна осъвременена стойност за Инвеститора при норма на дисконтиране 15 %	mln. лв	
Срок на откупаемост на разходите по НПП	год.	
Максимален обем на мобилизираните средства (заем)		
Вътрешна норма на възвръщаемост	%	
Държавни вземания		
Роялти	mln. лв	
Корпоративен данък	mln. лв	
Общи държавни приходи	mln. лв	
Вземания по концесията		
Вземания на Инвеститора	%	
Държавни вземания	%	

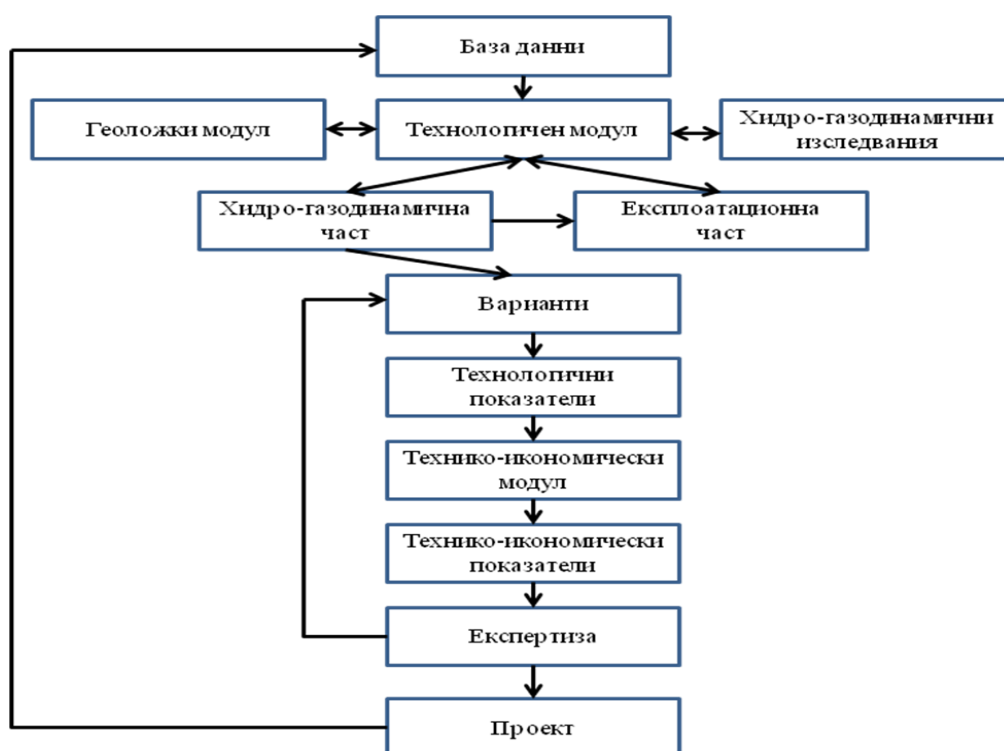
II.3. Приложимост на хибридният математичен модел за експертна технико-икономическа оценка

Хибридният математичен модел е приложим за прогнозиране на разработката на газови залежи в началния етап при следните условия:

- ограничени запаси (до 1000 mln.m³);

- аномално и “нормално” пластово налягане;
- порови, порово-пукнатинни и пукнатинно-кавернозни колектори;
- коефициент на проницаемост от 0,1 до 10000 mD;
- неравномерно разпределени колекторски параметри по площ и дебелина;
- ограничен брой експлоатационни сондажи;

Принципната блок схема на модела е показана на фиг.П.2.



Фиг. П.2. Блок схема на хибриден модел за експертна технико-икономическа оценка

Разработеният хибриден математичен модел позволява с достатъчна за практиката точност, да се определят запасите на място от газ, режимът на залежа, изменението на показателите на разработката, включително тези, определящи икономическата ефективност.

Приложимостта на хибридният математичен модел за прогнозиране показателите на разработка в началния етап, е показан с конкретен пример за моделиран газокондензатен залеж.

П.3.1. Геоложки модул

В таблица П.6 са показани варианти на потенциалните количества газ на място. Разгледани са следните варианти на запасите: вероятни (1), възможни (2) и доказани (3).

Таблица.П.6. Варианти на запасите

№	Варианти	Потенциални количества газ на място, mlrd. m ³	Предполагам коефициент на газоотдаване	Потенциални извлекаеми количества газ, mlrd.m ³
1	Вариант1 (100% потвърждаване на запасите)	10	0.8	8

2	Вариант 2 (50% потвърждаване на запасите)	5	0.8	4
3	Вариант3 (10% потвърждаване на запасите)	1	0.8	0,8

II.3.2. Технологичен модул

В нефтодобивната промишленост е прието възстановяването на инвестициите да става за около 8-10 години. Поради тази причина е направена технико-икономическа оценка за 15 години от проучването и експлоатацията на газокондензатен залеж „ГК”. Техничко – икономическата оценка на обекта обхваща два етапа:

- проучвателно-оценъчен, с продължителност две години;
- експлоатационен, с продължителност 13 години.

Проучвателният етап включва следните дейности:

- провеждане на допълнителни сеизмични проучвания;
- прокарване на два оценъчни сондажа;
- оценка на запасите;
- моделиране и проектиране на разработката.

Експлоатационният етап, през който ще се осъществява разработването на залежа, включва следните дейности:

- прокарване на експлоатационни сондажи;
- строителство на събирателен пункт;
- строителство на газопроводно отклонение до магистрален газопровод;
- строителство на събирателни шлейфи;
- експлоатация на изградените съоръжения за добив и първична подготовка, включително текущ ремонт на повърхностното и подземното оборудване;
- замери на пластово налягане и температура;
- напускане на сондажи.

Годишен добив на газ

За варианти 1 и 2 е приет период на постоянен добив с продължителност пет години. През периода на постоянния добив годишните добиви от залежа не трябва да надхвърлят 8-10% от предполагаемите потенциални извлекаеми количества газ. Това предполага, че годишните добиви по време на постоянния добив (платото) ще бъдат около $800 \text{ mln.m}^3/\text{г}$ (вариант1) и $0,4 \text{ mln.m}^3/\text{г}$ (вариант2).

За вариант 3 е прието, че залежът ще се разработва при намаляващ добив и в този случай годишният добив на газ се изчислява чрез избраната методика за прогнозиране.

Технология на експлоатация

Прието е, че през прогнозния период всички сондажи ще бъдат експлоатирани чрез фонтанен способ при технологичен режим на експлоатация – режим на максимално допустима депресия.

Технология на събиране, подготовка и транспортиране на газа

Предвижда се централизирана система на събиране и подготовка на добивания газ. Първичната подготовка на добивания газ ще се извършва в един газосъбирателен пункт.

Шлейфите на сондажите ще бъдат с диаметър 4". В пункта за първична подготовка на газа ще се извършва тристепенна сепарация на газа.

От събирателния пункт чрез газопроводно отклонение с дължина около 20 km и диаметър 355.6 mm (вариант1 и 2), а при (вариант3) с диаметър 273.1 mm, газът ще се подава в магистрален газопровод с работно налягане 50 ata.

Проектиране на разработката на газово кондензатен залеж „ГК”

Проектните показатели на разработка са определени при следните прогнозни начални условия:

- начално пластово налягане -370 ata;
- пластова температура – 112 °C;
- състав на газа – приет е състав на газа аналогичен на този с газово кондензатен залеж Деветаки;
- изменение на КГФ , по аналогия с кондензатен залеж Деветаки;
- режим на газовия залеж– газов;
- технологичен режим на експлоатация – режим на максимално допустима депресия 32 ata;
- коефициенти на филтрационно съпротивление в уравнението на притока: $A=141,76 \text{ (ata)}^2/\text{x.m}^3/\text{d}$ и $B=0.00441 \text{ (ata/x.m}^3/\text{d)}^2$;

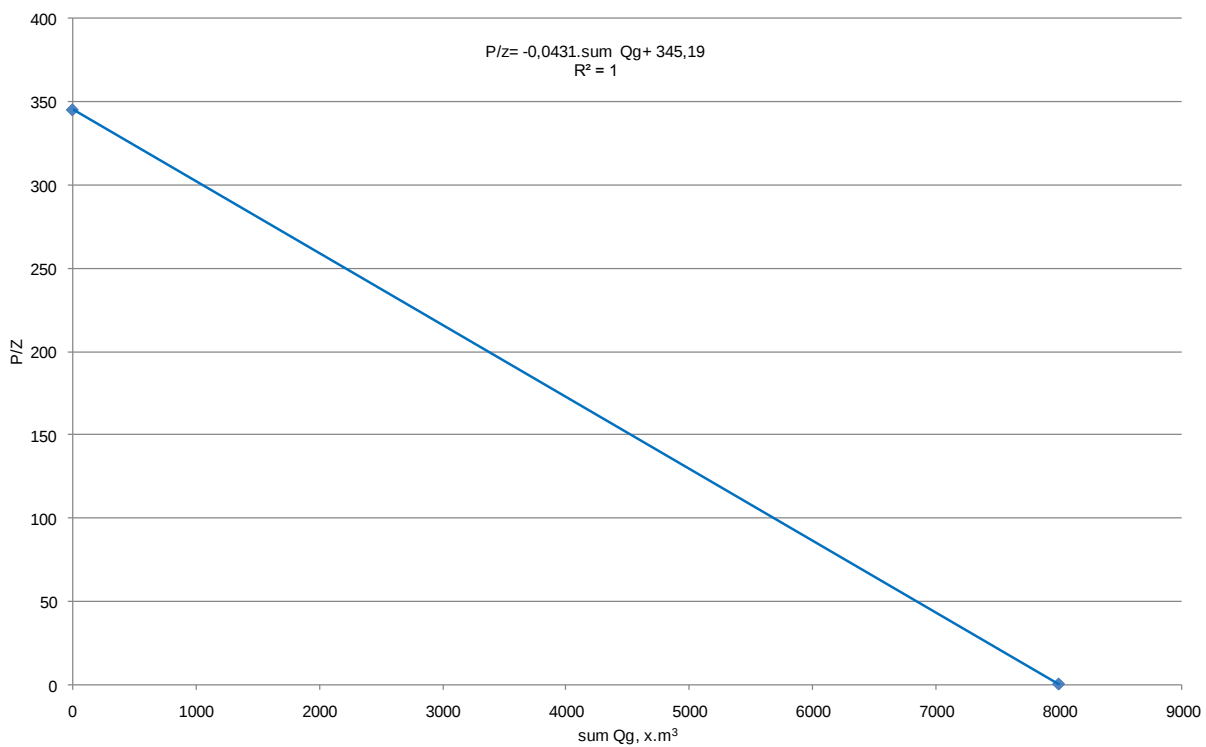
При зададен годишен добив на газ чрез модела се определят:

- текущото пластово налягане в края на всяка година на разработка;
- текущото забойно налягане в края на всяка година на разработка;
- текущото устиево налягане в края на всяка година на разработка;
- денонощният дебит на газ от един сондаж;
- необходимият брой сондажи, обезпечаващи годишния добив от газ.

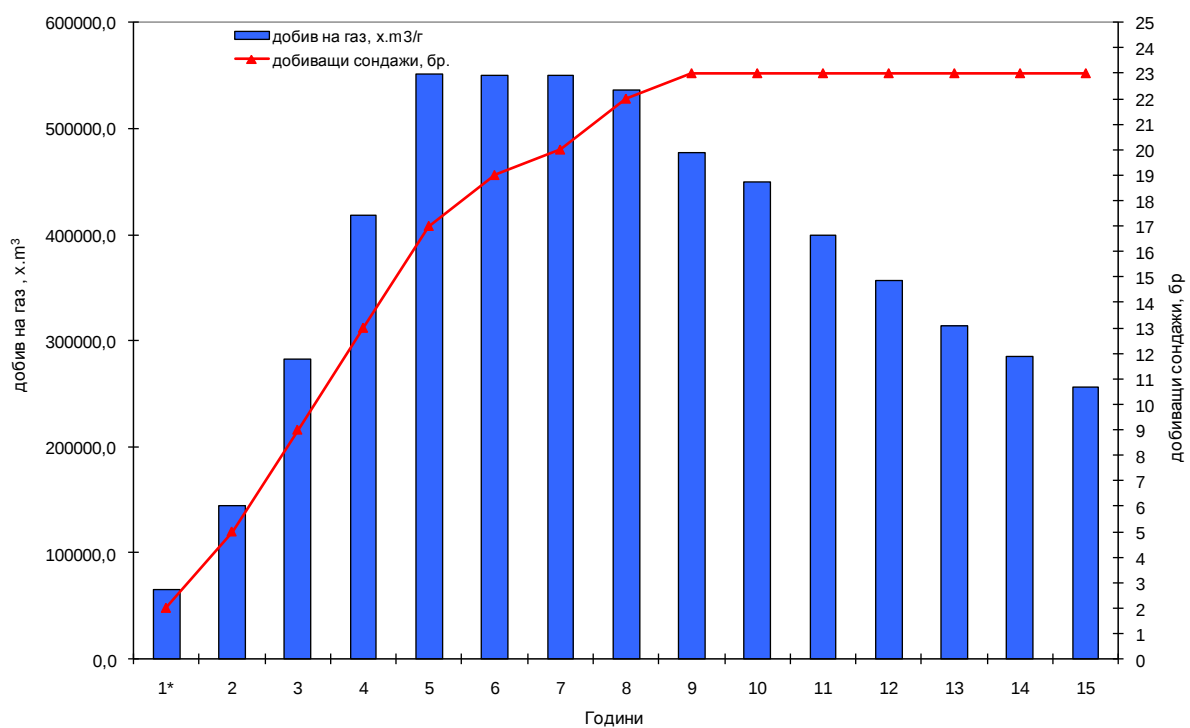
Резултати от проектирането на разработката на газово кондензатен залеж „ГК”.

ВАРИАНТ 1

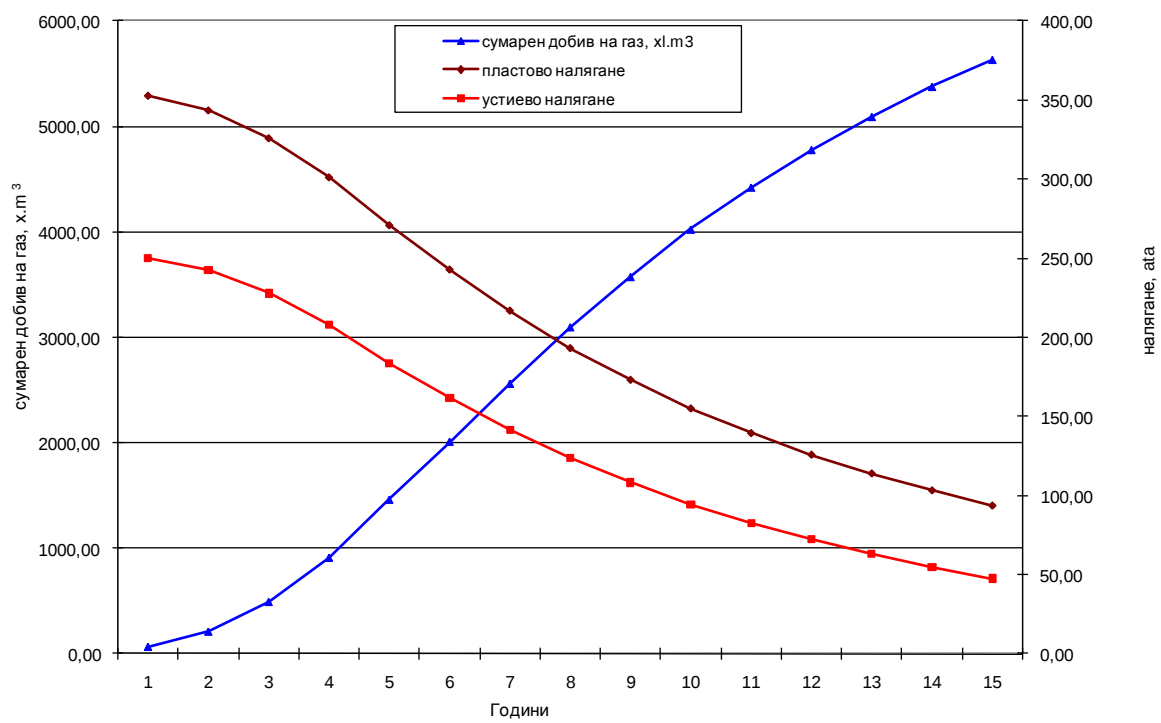
На фиг. II.3. е показано изменението на приведеното пластово налягане в зависимост от сумарното добито количество газ за вариант 1, а на фиг. II.4 е показано изменението на годишното количество на добиван газ и изменението на броя експлоатационни сондажи. На фиг. II.5 е показано изменението на сумарното добито количество газ от залежа и изменението на пластовото налягане, както и налягането на устието на експлоатационните сондажи. Подробно основните показатели на разработката на залежа са показани в таблица II.7.



Фиг.П.3. Изменение на приведеното пластово налягане в зависимост от сумарно добитото количество газ



Фиг.П.4. Изменение на годишния добив на газ в зависимост от броя на добивните сондажи



Фиг. II.5. Изменение на показателите на разработка

Таблица II.7. Проектни показатели за вариант 1

Условна година	Проектни показатели на разработка											
	Добивни сондажи в началото на годината, бр.	Сондиране, бр.	Добивни сондажи в края на годината, бр.	Дебит газ, х.м ³ /д.с	Време на работа на добивните сондажи, дни	Време на работа на новопрокараните сондажи, дни	Добив на газ, хил.м ³ /г	Добив на кондензат, х.м ³ /г	Кумулативен добив на газ, хил.м ³	Рпл, ата	Рс, ата	Ру, ата
1*	1	1	2	151	310	120	64930	14,8	64930	352,7	320,7	250,1
2	2	3	5	147	310	120	144060	23,1	208990	343,4	311,4	242,4
3	5	4	9	139	310	120	282170	36,6	491160	325,8	293,8	227,9
4	9	4	13	128	310	120	418560	47,8	909720	301,1	269,1	207,8
5	13	4	17	115	310	190	550850	60,9	1460570	270,8	238,8	183,7
6	17	2	19	101	310	90	550450	59,4	2011020	242,8	210,8	161,8
7	19	1	20	89	310	290	550020	58,1	2561040	216,8	184,8	141,7
8	20	2	22	79	310	290	535620	55,7	3096660	193,1	161,1	123,5
9	22	1	23	70	310	0	477400	49,0	3574060	173,1	141,1	108,3
10	23	0	23	63	310	0	449190	45,6	4023250	155,0	123,0	94,5
11	23	0	23	56	310	0	399280	40,1	4422530	139,4	107,4	82,6
12	23	0	23	50	310	0	356500	33,9	4779030	125,7	93,7	72,2
13	23	0	23	44	310	0	313720	28,2	5092750	113,9	81,9	63,1
14	23	0	23	40	310	0	285200	25,1	5377950	103,2	71,2	54,9
15	23	0	23	36	310	0	256680	19,3	5634630	93,5	61,5	47,5

Забележка: * - Година 1 на експлоатацията е първата година след завършване на комплекса от проучвателни (оценяващи), проектански, съгласувателни, строителни и частични сондажни работи, чиято продължителност ще бъде 2 години.

Анализ на паричните потоци.

Анализът на паричните потоци (включващи всички приходи и разходи по търсенето, оценяването, експлоатацията и напускането на газокондензатния залеж) е обобщен по варианти в таблица II.8- за първи вариант, таблица II.9- за втори вариант и таблица II.10- за трети вариант.

Таблица II.8. Обобщени показатели за вариант 1

Показатели	Единица	Вариант 1
Сумарен добив на газ	mlrd.m ³	5,63
Максимален годишен добив на газ	mlrd.m ³	0,55
Общи приходи	mln. лв	1072,24
Капитални разходи	mln. лв	224,41
Експлоатационни разходи	mln. лв	254,56
Оценяващи разходи	mln. лв	29,75
Разходи за напускане	mln. лв	1,94
Показатели за ефективност на Инвеститора		
Чист доход на Инвеститора	mln. лв	467,93
Нетна осъвременена стойност за Инвеститора при норма на дисконтиране 15 %	mln.лв	101,12
Срок на откупаемост на разходите по НПП	год.	6,00
Максимален обем на мобилизираните средства (заем)		0,00
Вътрешна норма на възвръщаемост	%	27,02%
Държавни вземания		
Роялти	mln. лв	58,21
Корпоративен данък	mln. лв	33,19
Общи държавни приходи	mln. лв	91,40
Вземания по концесията		
Вземания на Инвеститора	%	83,37%
Държавни вземания	%	16,63%

Таблица II.9. Обобщени показатели за вариант 2

Показатели	Единица	Вариант 2
Сумарен добив на газ	mlrd.m ³	4,05
Максимален годишен добив на газ	mlrd.m ³	0,35
Общи приходи	mln. лв	775,49
Капитални разходи	mln. лв	143,55
Експлоатационни разходи	mln. лв	127,20
Оценяващи разходи	mln. лв	29,75
Разходи за напускане	mln.лв	1,92
Показатели за ефективност на Инвеститора		
Чист доход на Инвеститора	mln. лв	380,65
Нетна осъвременена стойност за Инвеститора при норма на дисконтиране 15 %	mln. лв	95,45
Срок на откупаемост на разходите по НПП	год.	6,00
Максимален обем на мобилизираните средства (заем)		0,00
Вътрешна норма на възвръщаемост	%	34,60%

Държавни вземания		
Роялти	mln. лв	59,80
Корпоративен данък	mln. лв	30,39
Общи държавни приходи	mln. лв	90,19
Вземания по концесията		
Вземания на Инвеститора	%	80,52%
Държавни вземания	%	19,48%

Таблица II.10. Обобщени показатели за вариант 3

Показатели	Единица	Вариант 2
Сумарен добив на газ	mlrd.m ³	0,80
Максимален годишен добив на газ	mlrd.m ³	0,05
Общи приходи	mln. лв	176,64
Капитални разходи	mln.лв	38,34
Експлоатационни разходи	mln. лв	13,75
Оценяващи разходи	mln. лв	29,75
Разходи за напускане	mln. лв	0,36
Показатели за ефективност на Инвеститора		
Чист доход на Инвеститора	mln. лв	78,02
Нетна осъвременена стойност за Инвеститора при норма на дисконтиране 15 %	mln. лв	13,42
Срок на откупаемост на разходите по НПП	год.	6,00
Максимален обем на мобилизираните средства (заем)		0,00
Вътрешна норма на възвръщаемост	%	24,53%
Държавни вземания		
Роялти	mln. лв	7,88
Корпоративен данък	mln. лв	7,85
Общи държавни приходи	mln. лв	15,74
Вземания по концесията		
Вземания на Инвеститора	%	82,90%
Държавни вземания	%	17,10%

От направения анализ на технико - икономическите показатели следва, че търсенето, оценяването, разработването, експлоатацията и напускането на газокондензатен залеж „ГК” и за трите варианта ще бъде икономически ефективно.

III. Приложение на хибридният математичен модел за експертна оценка на разработката на газови залежи в Република България

В тази глава от дисертационния труд с разработеният хибриден модел е извършена експертна технико-икономическа оценка на разработката на газовите/газокондензатните залежи: Крива Бара, Тъглен, Бутан, Долен Дъбник, Деветаки и Българево.

Материалът в тази глава е структуриран по следния начин:

III.1. Общи сведения за находището

III.2. Основни параметри на продуктивния хоризонт

III.3. Начални пластови условия и физико-химични свойства на газа

III.4. Запаси от газ и кондензат

III.5. Хидро-газодинамични изследвания в сондажите

III.6. Изменение на показателите на разработка

Основни изводи

В разделите III.1, III.2, III.3, III.4, III.5 и III.6 е анализирана разработката на газовите/газокондензатните залежи: Крива Бара, Ъглен, Бутан, Долен Дъбник, Деветаки и Българево.

Обобщени изводи

В резултат на получените данни от реобработката на хидро-газодинамичните изследвания, от анализа на фактическите резултати от разработката на газовите/газокондензатните залежи и от моделирането на тяхната историята с хибридният модел, могат да се направят следните обобщени изводи:

1. Находище Крива Бара не е разработвано ефективно. Необходимо е да се разработи програма за доразработка. Тя трябва да съдържа следните дейности: възстановяване на скъсаната експлоатационна колона; провеждане на комплекс от хидро-газодинамични изследвания на сондаж Р-2 и провеждане на допълнителни сеизмични изследвания. По всички параметри залежът е подходящ за прокарване на сондаж с наклонен или хоризонтален участък.

2. Към настоящия момент газокондензатното находище Ъглен не е напълно разработено. Остатъчните обеми от газ се съдържат основно във ВДЗ ПБ. Необходимо е изготвяне на програма за доразработка. В работната програма трябва да се предвиди оценка на целесъобразността и възможностите за прокарване на наклонено насочен сондаж с хоризонтален участък и провеждане на хидрогазодинамични изследвания.

3. На този етап газокондензатното находище Бутан не е достатъчно проучено по отношение наличието на нефтен пласт под газокондензатния залеж. Необходимо е разработване на програма за допроучване.

4. Газокондензатното находище Долни Дъбник не е разработено напълно. Причина за това е тежка авария в сондаж Е-31. За целта е необходимо да се състави програма за възстановяване на сондажа или за прокарване на нов наклонено насочен сондаж след доказване на неговата ефективност.

5. Газокондензатното находище Деветаки не е напълно разработено. Остатъчни обеми от газ се съдържат основно в зона, близка до сондаж Р-5. Залежът е подходящ за прокарване на сондаж с наклонен или хоризонтален участък.

6. Газовият залеж Българево се разработва с нисък темп на добив, поради остарял сондажен фонд и липса на достатъчно консуматори. Към настоящия момент, когато от залежа са добити 23% от утвърдените запаси, режимът на залежа продължава да е еластично-газов.

Глава IV. Основни изводи и резултати

1. Анализирано е съвременното състояние на проблемите, свързани с прогнозиране на разработката на газови залежи в началния етап. На тази база са направени следните изводи:

- коректното определяне на запасите на газ на място и на извлекаемите запаси в началния период на разработка е съществен фактор, определящ етапите на разработка на газовите залежи, продължителността им във времето и технико-икономическата ефективност от разработването им. Началната оценка на запасите от

газ и ефективността от тяхната разработка е основната база, на която се договарят важни принципи при сключване на концесионни договори и тяхната продължителност във времето;

- всяка оценка на запасите включва в себе си определена степен на неточност, зависеща основно от прилагания метод за оценка, от достоверността на геоложките и инженерните данни, получени по време на оценяването, както и от тяхната правилна интерпретация;

- от анализирания метод за определяне на запасите от газ в началния период най-подходящ е методът, основаващ се на намаляване на пластовото налягане. За прилагането на метода е от съществено значение използването на най-съвременни технически средства за измерване на налягането и дебита, оценката на режима на работа на залежа и определянето на продължителността от минимално необходим период за оценка;

- методите на математичното моделиране са динамично развиващи се при анализа и прогнозирането на разработката на газови и газокондензатни залежи. Като детерминирани модели, за тяхното изграждане е необходима значителна изходна информация (лабораторна, геофизична, сондажна, хидро-газодинамична и др), получавана в множество точки на моделирания обект, както и промишлена информация (добиви и налягания) за продължителен период от време. Това компрометира в значителна степен приложимостта им в началния етап на разработка;

- в началния период на разработка е възможно и целесъобразно прилагането на опростени модели за технико-икономическа оценка на ефективността от бъдещата разработка;

- определянето на действителния режим на газовите залежи в началния период на разработка е от съществено значение при проектирането, анализирания и прогнозирането на бъдещата експлоатация.

2. Въз основа на направените анализи и оценки е формулирана задачата за разработване и апробиране на хибриден модел за прогнозиране разработката на газови залежи с ограничени запаси в началния период и провеждане на експертна технико-икономическа оценка на възможните варианти.

3. Разработен е хибриден модел за експертна технико-икономическа оценка, състоящ се от три базови модула: геоложки, технологичен и технико-икономически. Чрез модела, с достатъчна за практиката точност, се прогнозира и оценяват:

- хидро-газодинамичните, физико-химичните и капацитетните параметри на колекторите и насищащите ги флуиди;

- запасите от газ и кондензат на място;

- технологичните показатели на разработката на газови и газокондензатни залежи през прогнозния период при различни варианти;

- технико-икономическите показатели, характеризиращи ефективността от разработката на залежите от позиции на действащото концесионно законодателство.

4. Изследвана е приложимостта на разработения хибриден модел за експертна технико-икономическа оценка чрез проектиране на разработката на моделен газов/газокондензатен залеж и изследване на влиянието на някои съществени фактори върху оценката на запасите от газ:

- разработката на условния газокондензатен залеж „ГК” е проектирана при три варианта на запасите (възможни, вероятни и доказани). От направения анализ на технико-икономическите показатели следва, че разработването и експлоатацията на газокондензатния залеж „ГК” и за трите варианта ще бъде икономически ефективно. Вътрешната норма на възвращаемост за трите варианти е съответно 27,0%, 34,6% и 24,53%.

- при газокондензатни залежи с кондензатно-газов фактор (КГФ) над $200\text{cm}^3/\text{m}^3$ е необходимо в зависимостта (P/z)- (Qсум) да се отчита КГФ. В изследвания моделен пример неотчитането на КГФ води до 9% погрешност при определяне на запасите в началния етап.

5. С разработения хибриден модел за експертна технико-икономическа оценка е извършена експертна оценка на разработката на газовите/ газокондензатните залежи: Крива Бара, Ъглен, Бутан, Долен Дъбник, Деветаки и Българево. Основните резултати от направената оценка са следните:

- залежите Крива Бара, Бутан и Българево са с поров тип колектор; Ъглен - с порово -кавернозно- пукнатинен тип колектор, Долни Дъбник - с порово -пукнатинен тип колектор и Деветаки -с кавернозно -пукнатинен тип колектор;

- в началния период на разработка във всички залежи е проведен недостатъчен обем хидро-газодинамични изследвания чрез които са определяни капацитетните и филтрационните параметри на продуктивния хоризонт

- данните, получени от тези изследвания, могат да се разглеждат само като ориентировъчни;

- в началния период на разработката всички анализирани газови и газокондензатни залежи се характеризират с режим на работа, оценен като газово-еластичен. Поведението на залежите в процеса на разработка е характерно за затворени хидродинамични системи;

- определените запаси по обемния метод и уточнени с метода на спадане на пластовото налягане класифицират анализирани залежи като залежи с ограничени запаси;

- от реобработката на данните от проведените хидро-газодинамични изследвания в началния етап на разработка за всички залежи е установен сложният строеж на филтрационната среда, възможното наличие на екрани и зони с влошени колекторски свойства, както и замърсяване на продуктивния хоризонт в процеса на разкриването му;

- при използването на обемния метод при всички залежи неточно са определени началните запаси от газ на място. Допуснатата грешка е в границите 39%-86,3%. Най- малка е грешката за газокондензатния залеж Деветаки, а най- голяма -за газокондензатния залеж Крива Бара;

- установено е значително влияние на количеството добит газ върху погрешността, с която се определят запасите по метода на спадане на пластовото налягане. За газокондензатния залеж Ъглен, при добив на газ 13,5 % от запасите на място, тя е 4,7% . За газокондензатния залеж Долни Дъбник, при добив на газ 3,9 % от запасите на място, е определена грешка от 74%, а при добив на газ 38,2 % от запасите на място се получава грешка от 0,1%. Запасите на газовия залеж Българево се потвърждават при сумарен добив на газ 6,2 % от утвърдените запаси на място;

6. Съпоставителният анализ на основните характеристики на изследваните газови и газокондензатни находища в България, получени при тяхното проучване и разработване, с прогнозните показатели, определени с използването на предложения хибриден модел за експертна технико-икономическа оценка, илюстрира неговата приложимост и възможности за:

- възстановяване историята на разработка на вече въведени в експлоатация залежи и уточняване на основните им филтрационно-капацитетни характеристики;

- изготвяне на оценки, заключения и предложения за усъвършенстване на текущите програми за разработване;

- прогнозиране в началния етап на показателите на разработката на бъдещи открития на газови и газокондензатни находища и технико-икономическата им оценка.

7. За повишаване точността на провежданите в началния период на разработка технико-икономически оценки с разработения хибриден модел е необходимо съществено да се измени подходът при провеждането на началните хидро-газодинамични изследвания чрез:

- провеждането на съвместни хидро-газодинамични, сондажно-геофизични и дебитометрични изследвания, които дават информация за ефективната дебелина на разкрития газонаситен хоризонт, промяната и в хода на изследванията и необходимата информация за определяне на оптимален технологичен режим на експлоатация на сондажите. Задължително е дълбочинните измервания на налягането и температурата и другите параметри да се осъществяват с високочувствителни дълбочинни прибори с повърхностна регистрация на данните;

- провеждане на комплексни изследвания, включващи оценката за газокондензатност, минерализацията на добиваната пластова вода и на детайлната PVT характеристика на газокондензатната система.

Основни приноси

Основните приноси на дисертационния труд могат да бъдат систематизирани в две групи: научни (методологични) и научно-приложни.

А. Научни (методологични) приноси:

1. Анализирано е състоянието на световните достижения на съвременната наука и практика по проблема за прогнозиране на разработката на разнотипни газови и газокондензатни находища в началния етап, с акценти върху източниците на природна енергия (режима), оценката на запасите (геоложки - на място и извлекаеми), теорията и практиката на петролната хидро-газодинамика, изследванията на сондажните и продуктивните пластове и моделирането на протичащите в тях многофазни процеси.

2. На базата на извършения анализ са обосновани възможностите и са очертани методологичните подходи за прогнозиране на разработката на газовите и газокондензатните находища в България, съобразени с конкретните природни условия и произтичащите от това специфични подходи при прогнозирането на разработката.

3. На основата на извършените анализи и оценки и с отчитане на спецификата на съществуващите и очакваните открития на нови газови и газокондензатни находища в България е разработен хибриден модел за експертна технико-икономическа оценка и за прогнозиране на показателите на разработката на този тип находища в началния етап с ограничени запаси и с широки възможности по отношение на техните характеристики (геометрия, дълбочина, природна енергия, термобарични условия, показатели на продуктивните пластове и флуидните системи, и др.).

4. На базата на анализа на информацията от разработката на газовите и газокондензатните находища в България и с използване на резултатите от собствени изследвания на автора (реобработка и реинтерпретация на данните от хидро-газодинамичните изследвания на сондажите) са разработени методологични подходи за установяване на режима на газовите и газокондензатните залежи и за оценка на геоложките (на място) и извлекаемите запаси.

5. Методологичните подходи, върху които е базиран разработения модел, изразяващи се чрез дефинирането на три съставни модула (геоложки, технологичен и технико-икономически), са предпоставка за прогнозни оценки на целия комплекс от дейности, свързани с проучването, оценката, разработката и експлоатацията на газовите и газокондензатните находища и икономическите показатели на този комплекс от дейности.

6. На примера на моделно газокондензатно находище, чиито характеристики са съобразени с тези на реално съществуващите находища, е илюстрирана

последователността в реализацията на отделните елементи (модули) на предложения модел.

Б. Научно-приложни приноси

1. Извършена е апробация на предложения хибриден модел за експертна технико-икономическа оценка на примера на основните газови и газокондензатни находища в България, в резултат на което е получена нова или уточняваща информация и са направени важни изводи за прогнозирането на разработката в началния етап.

2. На основата на анализа на съществуващата информация и на резултатите от реобработката на данните от хидро-газодинамичните изследвания на сондажите, с използване на нови, съвременни подходи, са получени актуализирани данни за важни параметри на продуктивните хоризонти.

3. На базата на съществуващата и новополучената информация е извършена актуализация на енергетичната характеристика на находищата.

4. С използване на съществуващата и на новополучената информация са получени нови данни за геоложките (на място) и извлекаемите запаси от газ и кондензат, които се отличават съществено от първоначално изчислените по обемния метод.

5. Съпоставителният анализ на основните характеристики на изследваните газови и газокондензатни находища в България, получени при тяхното проучване и разработване, с прогнозните показатели, определени с използването на предложия хибриден модел за експертна технико-икономическа оценка, илюстрира неговата приложимост за прогнозиране в началния етап на показателите на разработката на бъдещи открития на газови и газокондензатни находища.

ЛИТЕРАТУРА

1. Абрикосов И.Х., И.С. Гутман, Общая нефтяная и нефтепромысловая геология – М.: Недра, 1982.
2. Амелин И.Д., Определение извлекаемых запасов нефти по характеристикам вытеснения с учетом эксплуатации залежей до предела рентабельности // РНТС ВНИИОЭНГ. Сер.Нефтепромысловое дело.-1982.-Вып. 5.-С. 7-9.
3. Амелин И.Д., В.А.Бадьянов, Б.Ю.Вендельштейн, В.К.Гомзилов, И.С.Гутман, В.Г.Каналин, Г.Т.Мовм,га, В.В. Стасенков, В.И.Чоловский, А.А. Ярошенко, Подсчет запасов нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов, Издательства „Недра”, 1989, ISBN 5-247-00646-1.
4. Амелин И.Д., А.В. Давыдов, Методы прогноза показателей разработки залежей нефти при водонапорном режиме на поздней стадии // Азербайджанское нефтяное хозяйство.-1987.-№2.-С. 9-12.
5. Азиз К., Сеттари Математическое моделирование пластовых систем.- М. Недра, 1982.
6. Балинов В., Л.Геров Физика на пласта и разработване на нефтени и газови находища. С., Техника, 1985.
7. Борисенко З.Г. Методика геометризации резервуаров и залежей нефти и газа.- М. Недра, 1980.
8. Борисов Ю.П., З.К.Рябинина, В.В. Воинов, Особенности проектирования разработки нефтяных месторождений с учетом их неоднородности.-М. Недра, 1976.
9. Бояджиев М. Усъвършенстване на техниката и технологията за транспорт на природен газ от геоложки структури. ., Автореферат на дисертация, София, 2013.
10. Вяхирев Р.И., Гриценко А.И., Тер-Саркиров Р.М. Разработка и эксплуатация газовых месторождений. М. Недра, 2002.
11. Ващук, М.И., И.Н.Головацкий, М.П.Зубаль, И.А.Корчинская, Н.Н.Мазур, И.А.Теплов, Методическое руководство по оценке запасов природного газа методом падения давления на стадии опытно-промышленной эксплуатации газовых и газоконденсатных месторождений, Львов, УкрНИГРИ, 1984.
12. Вендельштейн Б.Ю., Р.А. Резванов, Геофизические методы определения параметров нефтегазовых коллекторов. -М. Недра, 1978.
13. Временная методика дифференцированного подсчета запасов нефти и газа месторождений Западной Сибири на ЭВМ (РД 39-17-772-82).-Тюмень: изд. СибНИИИП, 1982.
14. Геров Л., Исследование фильтрационных процессов в трещиноватых коллекторах применительно к разработке газовых месторождений, Автореф. дисс. на соискание уч.ст.к.тн М.МИНХ и ГП, 1974.
15. Геров Л., С.Н. Закиров,Ю.П.Коротаев, Вопросы анализа разработки есторожение Чирен (НРБ), Геология нефти и газа
16. Геров Л. Разработване на нефтени и газови находища. Държавно издателство Техника 1987.
17. Геров Л., Р. Кулев, Изследване на деформационните свойства на образци от продуктивния хоризонт на Ъгленското газово находище., Годишник на МГУ, том 41, свитък I, Геология, София, 1996, стр. 113-116.
18. Геров Л., Р. Кулев, А. Султанов, Изследване на колекторските свойства на образци от продуктивния хоризонт на Ъгленското газово находище., Годишник на МГУ, том 41, свитък I, Геология, София, 1996, стр. 107-111.

19. Геров Л., Б.Стайков, Проектиране на разработката на газови находища в периода на падащия добив, трудове на ВМГИ т.25 св.IV 1978-79.
20. Гришин Ф.А. Подсчет запасов нефти и газа в США. -М, Недра. 1993.
21. Гутман И.С.Методы подсчета запасов нефти и газа.- М., Недра, 1985.
22. Деврадиани Р. Г. Некоторые вопросы фильтрации газа в ограниченном круговом пласте при переменном дебите скважины. ВНИИОЭНГ, М, 1969
23. Добринин, В.М. Деформации и изменения физических свойств коллекторов нефти и газа. М., Недра, 1970.
24. Добыча, подготовка и транспорт природного газа и конденсата. Справочное руководство (ред.Коротаев, Ю.П.). М., Недра, 1984.
25. Занева Е., Щ. Льомов, Анатолий Ангелов, Неконвенционални източници на въгледородни ресурси, технологии и екологични предизвикателства, София 2012.
26. Закиров, С.Н.,В.Н. Васильев, А.И.Гутников и др. Прогнозирование и регулирование разработки газовых месторождений. М., Недра, 1984.
27. Закиров, С.Н., Б.Б. Лапук, Проектирование и разработка газовых месторождений. М., Недра, 1974.
28. Закиров С. Н., А. Н. Тимашаев, И.Г. Шагиев, Методика оценки запасов газа по данным кратковременной эксплуатации залежи. ВНИИОЭНГ, М., 1968г.
29. Закиров С.Н., З.Ф. Морозова, Определение запасов газа в трещиноватых (деформируемых) коллекторах, Газовая промышленность, 1973г.
30. Закиров С.Н., Г.А. Щербаков, Влияние некоторых факторов на уравнение материального баланса для залежей природных газов. сб. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений, ВНИИЭГАЗПРОМ, 1972.
31. Закиров. С.Н. Разработка газовых, газоконденсатных и нефте - газоконденсатных месторождений. Струна, 1998г.
32. Зотов Г А., Ю. А. Поляков, Определение запасов газа месторождений сложного строения по данным эксплуатация системы скважин. Сб “Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений” ВНИИОЭНГ, М., 1969.
33. Инструкция по исследованию газоконденсатных залежей с целью определения балансовых и извлекаемых запасов конденсата и других компонентов газа М., Недра, 1973.
34. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин. (ред. Зотов, Г.А., З.С. Алиев). М., Недра, 1980.
35. Инструкция по применению Классификации запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов. М., Изд. ГКЗ СССР, 1984.
36. Итон Б.А., Использование получаемых в процессе бурения петрофизических данных для оценки перспектив, Нефтегазовые технологии 2/3, 15-25, 1996.
37. Кацаров, М., В. Трендафилов. 2012. Рамкова класификация на Организацията на обединените нации за изкопаемите енергийни и минерални запаси и ресурси 2009 (UNFC-2009). Геология и минерални ресурси. 10, 16-26.
38. Коротаев Ю. П. Комплексная разведка и разработка газовых месторождений. Москва, Недра, 1968.
39. Коротаев Ю.А., С.Н. Закиров, Теория и проектирование разработки газовых и газоконденсатных месторождений. М., Недра, 1981.
40. Коротаев Ю.П., Л.Геров и др., Фильтрация газов в трещиноватых коллекторах, М.Недра, с. 221,1979

41. Коротаев Ю.П., Г.А.Зотов, К.Д. Кичиев, Методика проектирования разработки газовых и газоконденсатных месторождений. М., Недра, 1966.
42. Кулев Р., Изследване и усъвършенстване на технологиите и техническите средства за провеждане на ремонтни и ликвидационни работи в газови сондажи при ниски пластови налягания., Автореферат на дисертация, София, 2012.
43. Мирзаджанзаде А.Х., Кузнецов О.Л., Басниев К.С., Алиев З.С., Основы технологии добычи газа. М. Недра, 2003.
44. Методические указания по количественной оценке прогнозных ресурсов нефти, газа и конденсата –М. изд.ВНИГНИ, 1983.
45. Николов Г. К., Транспорт и съхраняване на нефта и газа, С., МГУ 1993.
46. Николов Г. Разпределение и използване на природен газ. С, 2007
47. Патент 2148153, 05.08.1999
48. Правила разработки газовых и газоконденсатных месторождений. -М., Недра, 1971.
49. Радев, Ю, Икономика и управление на минералните ресурси, , ИК “Св. Ив. Рилски”, 2007
50. Радев Ю, Л. Георгиев, М. Бояджиев. Устойчиво развитие в условията на ограниченост на природните ресурси. Proceedings of scientific and technical conference with international participation “Oil and Gas prospectivity of the BALKAN-BLACK SEA REGION” Varna 2008, p.165-171.
51. Радев, Ю, Икономически анализ на проекти за подземни хранилища на природен газ в България, ИК “Св. Ив. Рилски”, 2007.
52. Радев, Ю, Модел за развитието на газовия сектор в Европа на база опита на САЩ, сп. "Геология и минерални ресурси", 2011, №4, с. 25-29.
53. Сова В.Э., Методика оценки площади дренирования пласта по результатам исследований разведочных скважин, ОАО „СевКавНИПИгаз”, Нефтегазово дело, 2009.
54. Силаш, А.П. Добыча и транспорт нефти и газа. -М., Недра, 1980.
55. Тер-Саркисов Р.М, Разработка месторождений природных газов –1999
56. Шешуков Н.Л, Скважинная добыча и подземное хранение газа, Тюмень, 2003.
57. Ширковский А.И. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. -М., Недра, 1979.
58. Шмыгля П.Т.Разработка газовых и газоконденсатных месторождений. -М., Недра, 1967.
59. Элияшевский, И.В. Технология добычи нефти и газа. М., Недра, 1985.
60. Hale B. W. Analysis of tight gas well production histories in the Rocky Mountains. SPE Production Engineering, v.1, n.6, pp. 310-322, 1986.
61. Mattax C. C. and Dalton R. Reservoir Simulation SPE, Richardson, 1990.
62. Placeman, D.W. Fundamentals of numerical Reservoir Simulation. Elsevier Scientific Publishing Company, 1977.
63. Garb, F.A. Oil and Gas Reserves, Classification, Estimation and Evaluation, JPT, March, 1985.
64. William C. Lyons. Standard handbook of petroleum and natural gas engineering. Elsevier, 2005.

ФОНДОВА ЛИТЕРАТУРА

1. Белчев Г. Проект за доразработване на Деветашкото газоконденсатно находище, 11.2000г., Плевен

2. Гъмзаков Хр., Ат.Атанасов, Доклад за резултатите от геологопроучвателни работи на Ъгленска площ (1985-1992г.) и оценка на запасите от газ към 01.01.1993г., Плевен
3. Изследване на методите за физическо и математическо моделиране на разработката на нефтени и газови находища, БРВ, ВМГИ 1987.
4. Минчева Р., Техничко-икономическа оценка на целесъобразността от използване на природен газ от Бутан и Крива бара, ПДНГ-АД Плевен, 1992г.
5. Минчева Р., Анализ на опитната експлоатация на сондаж Р-1^Б Бутан, 1996.
6. Минчева Р., Г.Белчев, Проект за доразработка на Деветашкото газокондензатно находище” Комитет по геология, БРВ „Нефт и газ”, София, 1976.
7. Минчева Р., Л.Геров, Предварителна технологична схема за разработка на Деветашкото газокондензатно находище, ДСО „Нефтохим” Бургас, ЦНИРПД – НИ И НН 1973.
8. Отчет за резултатите от структурно-проучвателно сондиране в Българевската площ с изчисляване на запасите от газ в олигоценския газов залеж. Геофонд на Комитета по геология, 1963
9. Точков Д., Отчет за резултатите от структурно-проучвателното сондиране в Българевска площ, с изчисляване на запасите от газ в олигоценския газов залеж., Геофонд, 1972.
10. Шиманов Ю. и др. Доклад за резултатите от проведените геологопроучвателни работи на Деветашкото газокондензатно находище през периода 1968-1972г. с изчисляване на запасите към 01.07.1972г., Плевен, 1972.
11. Ив.Сапунджиева и кол., 1971. Доклад за резултатите от проучването на газонефтоносността на горния триас на Долнодъбнишка площ през 1963-1967г. и изчисляване на запасите на газокондензатния залеж към 01.01.1969г.

Списък на публикациите, свързани с дисертационния труд

1. Георгиев Л., Анализ на методите за определяне запасите на газ в началния период на експлоатация на газови залежи. Втора научно -практическа сесия, София 29 март ФНТС 2004г, стр.33-39.
2. Геров Л., **Л. Георгиев**. Анализ на методите за определяне режима на газови залежи в началния етап на разработка Годишник на Минно Геоложкия Университет “Св. Иван Рилски”, Том 50 , Св. I, Геология и геофизика, 2007, стр 153 - 157.
3. Георгиев Л., Математически модели за прогнозиране на разработката на газови залежи в началния етап. Национална научно-техническа конференция по автоматика с международно участие, София 2006г, стр 197-200.
4. Георгиев Л., Хибриден математичен модел за прогнозиране разработката на газови залежи с ограничени запаси в началния период. -под печат