

АНАЛИЗ НА МЕТОДИТЕ ЗА ОПРЕДЕЛЯНЕ РЕЖИМА НА ГАЗОВИ ЗАЛЕЖИ В НАЧАЛНИЯ ЕТАП НА РАЗРАБОТКА

Любомир Геров, Лъчезар Георгиев

Минно-геоложки университет "Св. Иван Рилски", София 1700; lgerov@mgu.bg; lucho_sdng1@yahoo.com

РЕЗЮМЕ. В доклада е направен анализ на методите за определяне режима на газови залежи в началния етап на разработка. На базата на разгледаните методи е определен режима на газово находище Българево.

ANALYSIS OF THE METHODS FOR REGIME DETERMINING OF GAS FIELDS IN THE BEGINNING STAGE

Lubomir Gerov, Lachezar Georgiev

University of Mining and Geology "St. Ivan Rilski", 1700 Sofia; lgerov@mgu.bg; lucho_sdng1@yahoo.com

ABSTRACT. Analysis of the methods for regime determining of gas reservoir is made in the paper. On the basis of these methods the regime of gas reservoir Bulgarevo is determined.

I. Увод

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

1. Общи сведения за режимите на газовите* находища

Под режим на газово находище се разбира проявата на доминиращият 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 началният 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,

характеризирани се с аномално високо пластово налягане. В този случай при изменение на пластовото налягане началният газонаситен обем се намалява др. (Коротаев, Геров, Закиров, 1979).

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

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 залежа. Притока на газ към забоя на сондажите се осъществява от енергията на свития газ и енергията на внедряващата се вода. В резултат на предвижването 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.

Проявата на една или друга разновидност зависи от множество фактори по-важните от които са: колекторските свойства на залежа и водоносната система; темпът на разработване на залежа; разположението на сондажите върху площта на залежа, размерите на водоносната система и нейният тип.

* В настоящата статия под газови находища се разбират и газокондензатни находища.

II. Съвременна практика 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 хидродинамична система газозалеж-водоносна система;
- за филтрационните и капацитетни свойства на тази система;
- за изменението на пластовото налягане в залежа и водоносната система;
- за предвиждане 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, хидрохимични и промишлени изследвания. (Рассохин, Леонтьев, 1979). В практиката намират приложение следните методи, базиращи се на данните от посочените изследвания.

Методът на спадане на пластовото налягане е основно средство за оценка на режима на залежа. За използването на този метод е необходимо да са известни: съставът на газа и неговото изменение при промяна на термобаричните условия, 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 т.е зависимост

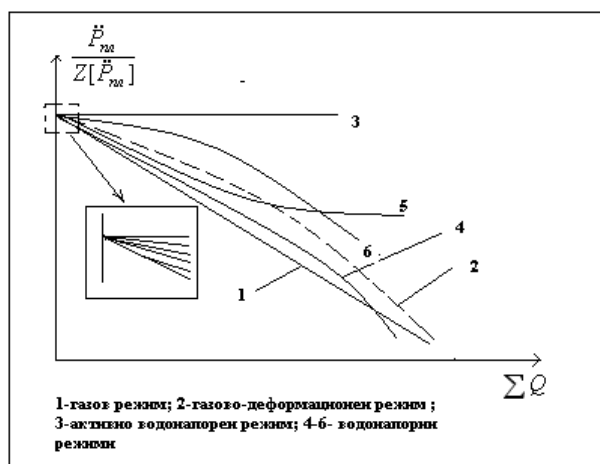
$$\frac{\bar{P}_{nl}}{Z[\bar{P}_{nl}]} = f(\Sigma Q).$$

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 газонаситеният обем, в следствие на внедряването на извънконтурни или долнищни води в залежа или на изменението на обема на залежа при деформируеми колектори (Коротаев, Геров, Закиров, 1979, Аметов, Басниев, 1981, Геров, 1987). Съществено влияние върху характера на зависимостта при проявата на водонапорен режим оказва и темпът с който се разработва залежа. На фиг. 1 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.

Редица изследвания показват, че вследствие на оптималното съчетание на факторите – колекторски свойства, темп на добива на газ, енергетичен потенциал на водоносната система, е възможно, и при водонапорен режим да се получи праволинейна зависимост (Закиров, 1998). Влияние върху характера на зависимостта

$\frac{\bar{P}_{nl}}{Z[\bar{P}_{nl}]} = f(\Sigma Q)$ може да оказват и различни технологични фактори: нехерметичност 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.



Фиг. 1. Възможни зависимости $\frac{\bar{P}_{nl}}{Z[\bar{P}_{nl}]} = f(\Sigma Q)$

От фиг.1. се вижда, че в началния период на разработка, когато е добито сравнително малко количество газ почти всички зависимости имат праволинеен характер.

Ето защо в (Аметов, Басниев, 1981, Закиров, 1998), е показано, че видът на зависимостта $\frac{\bar{P}_{nl}}{Z[\bar{P}_{nl}]} = f(\Sigma Q)$ не е достатъчен признак за определяне на режима на залежа.

За по-точното определяне на режима в началния период на разработка трябва да се използва допълнителна информация, получавана от следните изследвания и промишлени наблюдения.

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

водогазовия контакт. Съществена информация в процеса на експлоатация се получава и от сондажно-геофизичните изследвания. Чрез тях се детайлизира строежа на продуктивния хоризонт и се контролира изменението на водонаситеността в отделните части на разреза. По този начин се оценява възможното движение на водогазовия контакт. За съжаление, комплексът от тези изследвания е приложим в по-късните периоди на разработка, или при активна проява на водонапорният режим.

Информацията от пиезометричните сондажи, прокарани във водоносната част на продуктивния хоризонт е също изключително важна за уточняване на режима на залежите. Тя показва реакцията на водоносната система в процеса на разработка на газовия залеж. Сnižаването на налягането в системата от пиезометрични сондажи е съществен показател за навлизане на вода в газовия залеж. Трудността при използването на тези данни в началния период се състои в точността на определяне (измерване) на изменението на пластовото налягане в пиезометричните сондажи, както и тяхното техническо състояние.

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

Установено е, че оводняването на сондажите се предшества от рязко увеличаване съдържанието на хлорни йони и общата минерализация в добиваната с природния газ вода (Рассохин, Леонтьев, 1979). За използване на данните от изследването на минерализацията на добиваните води и техния състав е необходимо в самото начало на разработка да бъде определен състава на пластовата вода във водоносната зона, както и състава на водите от по-високо или по-ниско залегащи водоносни хоризонти.

Данните от тези изследвания наречени **хидрохимически метод** позволяват да се осъществява не само качествен, но и количествен контрол за навлизане на пластова вода в залежа. В залежа може 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. При използване на метода, базиращ се на контролиране количеството на хлорни йони следва да се отчита и влиянието на проведените киселинни обработки, когато колекторът е изграден от карбонатни скали.

Практиката от прилагането на посочените изследвания показва, че в началния период на разработка, получаваните чрез тях данни като цяло са недостатъчни и

не позволяват направата на категорични изводи относно режима на залежите. Затова представлява интерес опита от прилагането им в конкретни залежи, разработвани през продължителни периоди от време. В настоящата статия е направен опит за оценка на прилагането на някои от тези методи за условията на газовото находище Българево,

III. Резултати и дискусия

1. Общи сведения за газово находище Българево

Българевското газово находище е открито през 1961 г. Намира се в района на с. Българево, между Каварна и нос Калиакра, в най-югоизточната част на приморска Добруджа. Дълбочината на залежане на продуктивните отложения е 380-400m. Българевската структура е силно нарушена от разседи. Амплитудата на разседите варира от 10 до 140 m. Продуктивният блок е най-високо издигнат. Водогазовият контакт е приет на абсолютна дълбочина минус 321 m. Продуктивният хоризонт е изграден от често редуващи се глинести, слабоспоени, финозърнести пясъчници с непостоянна глинестост и дебелина (0,1-2,5 m) и различно пясъкливи глинни с олигоценска възраст. Поровата вместимост на колектора се изменя от 19,7 до 31,8 %, а проницаемостта, определена от изследването на ядката от $10,2 \cdot 10^{-15} \text{ m}^2$ до $185,4 \cdot 10^{-15} \text{ m}^2$. Проницаемостта в хоризонтално направление е значително по-добра от тази във вертикално. Съставът на газа от находището е показан в табл. 1. Българевският залеж е въведен в експлоатация през 1966 г., като до 2005 г. се разработва с относително ниски темпове на разработка. Интензивната разработка на залежа започва през последните години, когато се газифицира град Каварна. В табл.2 са дадени обобщени данни за изменението на пластовото налягане и сумарното количество добит газ от находището в % от началното пластово налягане и от началните утвърдени запаси на място.

Таблица 1

компоненти	Химичен състав на газа			
	молекулна маса , kg/kmol	обемни %	Ркр, МПа	Ткр, К
метан	16,04	98,329	4,6	190,6
етан	30,07	0,203	4,9	305,4
пропан	44,09	0,003	4,2	369,8
изо-бутан	58,12	0,003	3,6	408,1
н-бутан	58,12	0,001	3,8	425,2
и- пентан	72,15	0,001	3,4	460,4
н- пентан	72,15	0,001	3,4	469,6
CO ₂	44,01	0,411	7,4	304,2
N ₂	28,01	1,049	3,4	126,1

Таблица 2

Година	$\frac{\ddot{P}_{nn}}{Z[\ddot{P}_{nn}]}, \%$	$\Sigma Q, \%$
1961	100,00	0,00
1966	100,000	0,43
1967	98,930	0,96
1969	98,663	1,51
1970	98,128	2,09
1971	97,326	3,03
1978	93,583	6,24
2004	80,214	20,78
2005	77,540	23,59

2. Първоначална хипотеза за режима на залежа

Българевският газов залеж се характеризира с блоков строеж. Ограничеността му от запад, изток и север, обусловена от наличието на тектонски нарушения, дава основание да се предполага, че залежът е изолиран (не се подхранва от напорни води), (Минчева Р.1968). В подкрепа на това предположение е високата минерализация на пластовата олигоценска вода в сондаж К-11- 33,6-37,5 g/dm³, докато минерализацията на пластовата вода от валанжския хоризонт е около 5 g/dm³, което е признак за застоен режим на олигоценските води. За отсъствие на хидродинамична връзка между отделните блокове по пясъчниковия хоризонт на олигоценска може да се съди по различните пиезометрични нива на сондажите от отделните тектонски блокове (от +1,6 m до +21,3m). Не е установено движение на пластовата вода в пясъкливия хоризонт на олигоценска, което е предпоставка, че водогазовият контакт е хоризонтален. В резултат на тези геоложки предпоставки е направено допускане за възможен газов режим на залежа. Към този момент от време са оценени чрез обемен метод и запасите от газ на място, които в настоящата статия са приети за 100 %.

3. Потвърждаване на хипотезата за газов режим на залежа

Представява интерес да се оцени как тази хипотеза се потвърждава във времето. За целта по данни от табл. 3 към определени моменти от време са построени

$$\text{ависимости } \frac{\ddot{P}_{nn}}{Z[\ddot{P}_{nn}]} = f(\Sigma Q).$$

Те са показани на фиг.2, фиг.3 и фиг.4. Получени са съответно при добива на 2,1%, 6,2% и 23 % от утвърдените запаси от газ на място.

От фиг. 2- фиг.4 се вижда, че и трите зависимости имат праволинеен характер, което се потвърждава от направения корелационен анализ. Изведената

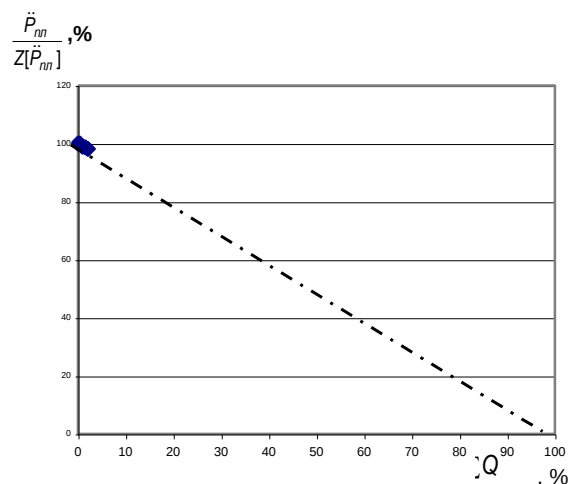
корелационна зависимост на $\frac{\ddot{P}_{nn}}{Z[\ddot{P}_{nn}]} = f(\Sigma Q)$ на фиг. 4 е

уравнение на права с коефициент на корелация 0,9992. Получената от уравнението оценка на запасите от газ е равна на 104,6 % от утвърдените запаси на място. От фиг.

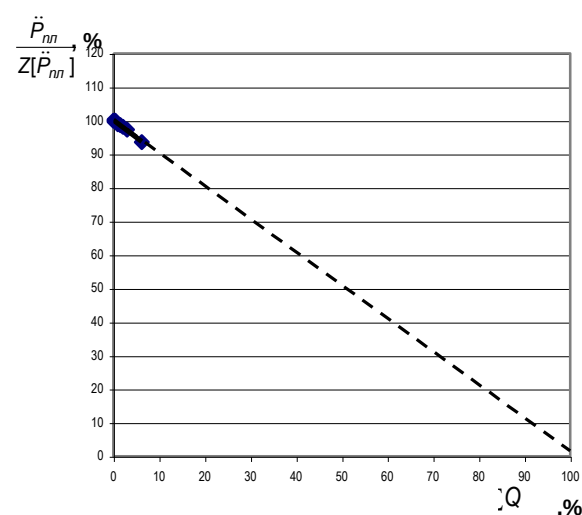
2 се вижда, че същата оценка може да бъде направена, още при сумарен добив на газ равен на 6,2 % от началните запаси. Праволинейният характер на зависимостта

$\frac{\ddot{P}_{nn}}{Z[\ddot{P}_{nn}]} = f(\Sigma Q)$ на фиг. 4. показва, че режимът на

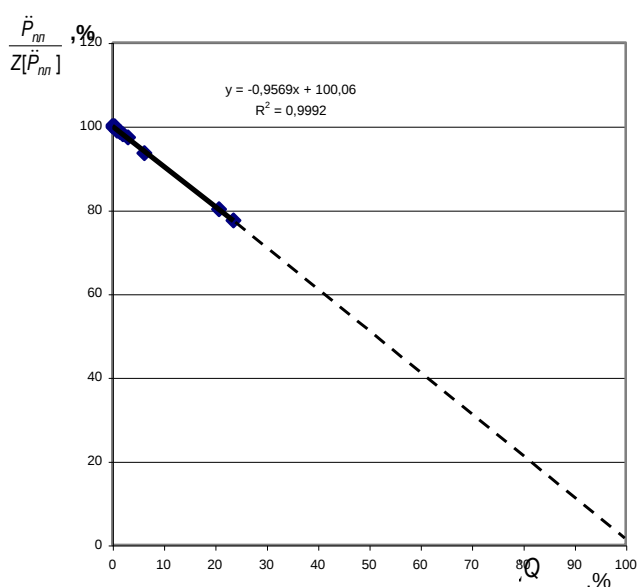
находището е газов. Не се наблюдава компенсиране на пластовото налягане от евентуален приток на пластова вода при текущите условия на експлоатация. Това се потвърждава от факта, че към настоящия момент, добиваната заедно с газа вода е ниско минерализирана и няма други признаци за оводняване на сондажите.



Фиг. 2. Зависимост на $\frac{\ddot{P}_{nn}}{Z[\ddot{P}_{nn}]} = f(\Sigma Q)$ при 2,1 % сумарен добив на газ



Фиг. 3. Зависимост на $\frac{\ddot{P}_{nn}}{Z[\ddot{P}_{nn}]} = f(\Sigma Q)$ при 6,2 % сумарен добив на газ



Фиг. 4. Зависимост на $\frac{\ddot{P}_{пл}}{Z[\ddot{P}_{пл}]} = f(\Sigma Q)$ при 23,59 % сумарен добив на газ

V. Изводи

От направения анализ на методите за определяне режима на газови находища в началния етап на разработка и извършената оценка на режима на газовия залеж Българево може да се направят следните изводи:

1. В началния период на разработка е изключително трудно да се определи действителния режим на газовия залеж. За това е необходимо по данни геоложкия и хидродинамичния модели на залежа да се разработи приоритетна хипотеза за режима, която периодично следва да бъде изследвана. В тази връзка нараства изключително ролята на 3-D сеизмичните изследвания за създаване на адекватен геоложки модел на залежа.

2. Приетата по геоложки данни хипотеза за възможен газов режим на газовия залеж Българево с увереност може да се потвърди при сумарен добив на 6,2 % от утвърдените на място запаси.

3. Към настоящия момент, когато от залежа са добити 24 % от утвърдените запаси, режимът на залежа продължава да е еластично газов.

4. Информацията от поведението на пиезометричните сондажи, както и отсъствието на висока минерализация в добиваната пластова вода дават основание да се допусне, че този режим ще се запази до края на разработката на залежа. По-категорична оценка може да се направи след провеждане на 3-D сеизмични и сондажно-геофизични изследвания.

Литература

- Закиров, С.Н. 1998. *Разработка газовых, газоконденсатных и нефте-газоконденсатных месторождений*. М., Струна.
- Аметов, И. М, К. Басниев. 1981. Влияние неравновесных процессов на формирование режимов газоносных пластов. М. – Газовая промышленность, 12.
- Герев, Л. 1987. *Разработване на нефтени и газови находища*. С., Техника.
- Коротаев, Ю. П, Л. Г. Герев, С. Н. Закиров. 1979. *Фiltrация газов в трещиноватых коллекторах*. М., Недра.
- Минчева, Р и др. 1968. *Технологична схема на разработване на находище Българево*. София, фонд "НИИНН".
- Рассохин, Г. В., И. А. Леонтьев. 1979. *Контроль за разработкой газовых и газоконденсатных месторождений*. М., Недра.
- Тер-Саркисов Р.М. 1999. *Разработка месторождений природных газов*. М.,Недра.

Препоръчана за публикуване от
Катедра "Сондиране и добив на нефт и газ", ГПФ