

Určenie typu ťaženého uhľovodíkového média a opis ich správania sa v ložisku

Marianna Mihočová¹

Determination of reservoir fluid and reservoir fluid behavior

The report gives the comprehensive information about reservoir fluids. The five reservoir fluids (black oils, volatile oils, retrograde gas – condensates, wet gases and dry gases) are defined because production of each fluid requires different engineering techniques. The fluid type must be determined very early in the life of a reservoir (often before sampling or initial production) because fluid type is the critical factor in many of the decisions that must be made about producing the fluid from the reservoir.

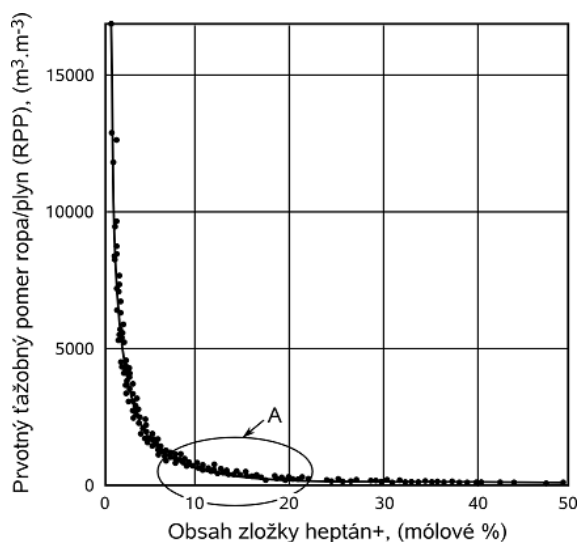
Key words: reservoir fluids, production of reservoir fluids, fluids behavior, oil, gas.

Úvod

Pri ťažbe ložísk uhľovodíkov rozoznávame päť druhov ložiskových médií sú to: čierna ropa, prchavá ropa, kondenzát, mokrý plyn a suchý plyn. Určenie druhu ložiskového média je potrebné kvôli výberu vhodného spôsobu ťažby, pretože každý druh uhľovodíka si vyžaduje vlastnú ťažobnú technológiu. Druh ložiskového média musí byť určený ešte pred začatím skúšobnej alebo prvotnej ťažby.

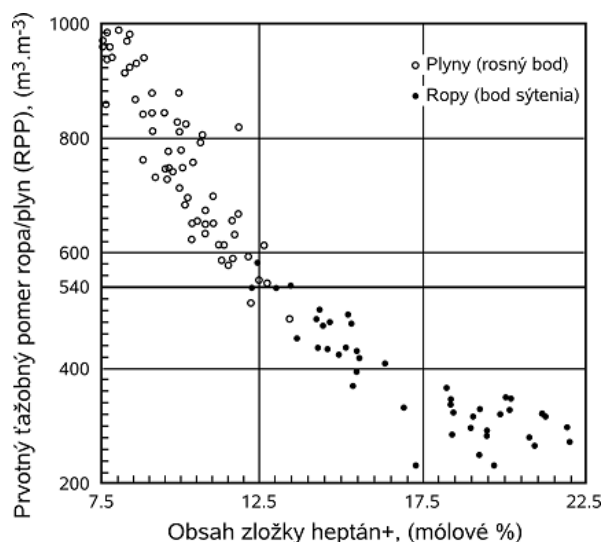
Druh ložiskového média môže byť potvrdený iba laboratórnou skúškou vzoriek odobraných z ložiska. Je tiež možné určiť ho odhadom, ktorý vychádza z viacerých vstupných údajov, a to z prvotného ťažobného pomeru ropa/plyn (RPP), hustoty média na povrchu a farby média v zbernej nádobe. RPP je síce najdôležitejším ukazovateľom, ale hustota média a jeho farba sú nápomocné pri určení druhu média. Tmavšie farby sú spojené s prítomnosťou väčších, ťažších molekúl v uhľovodíkových zmesiach.

Čierna ropa je zmesou tisícok rozdielnych chemických látok od metánu k väčším, ťažším a neprchavým uhľovodíkom. Poklesom obsahu ťažších uhľovodíkových zložiek a zároveň s rastom ľahších zložiek prechádzajú ropy na ľahšie typy, ako je prchavá ropa a retrográdny kondenzát. Najnižší obsah ťažších molekúl má mokrý plyn, suchý plyn je v podstate tvorený len metánom. Zmeny v zložení spôsobujú, že tieto druhy ložiskového média majú rozdielne fázové diagramy a tiež je rozdielne ich správanie sa v ložisku aj na povrchu.



Obr. 1. Vyjadrenie závislosti medzi prvotným RPP a obsahom zložky heptán+ (McCain, 1994).

Fig. 1. Dependence between the initial gas/oil ratio and the heptan+ fraction (McCain, 1994).



Obr. 2. Detail A: Určenie druhu ložiskového média podľa prvotného RPP a obsahu zložky heptán+.

Fig. 2. Detail A: Determination of the reservoir fluid by the initial gas/oil ratio and heptan+ fraction

¹ Ing. Mariana Mihočová, Ústav montánných vied a ochrany životného prostredia, F BERG TU v Košiciach, Park Komenského 14, 043 84 Košice, mariana.mihocova@tuke.sk (Recenzovaná a revidovaná verzia dodaná 25. 6. 2008)

Ťažšie zložky v uhľovodíkovej zmesi majú silný dopad na celkovú charakteristiku média. Pri laboratórných testoch sa za ťažšie zložky považujú uhľovodíky rádovo vyššie ako heptán, ktoré sa zvyknú označovať ako frakcia heptán+. Vplyv ťažkých frakcií na určovanie druhu uhľovodíkového média je znázornený na obr. 1. Čierne ropy sú reprezentované bodmi v dolnom pravom konci grafu, majú najnižší prvotný RPP a najvyššiu koncentráciu ťažkých frakcií. Suché plyny sú umiestnené v ľavej hornej časti grafu. Ostatné druhy ložiskových médií sa nachádzajú medzi oboma spomínanými typmi. Hodnoty RPP na Obr. 1 nie sú normalizované na štandardné podmienky, avšak aj napriek tomu je graf dobrou pomôckou pri pochopení rozdielu medzi týmito piatimi médiami (McCain, 1994).

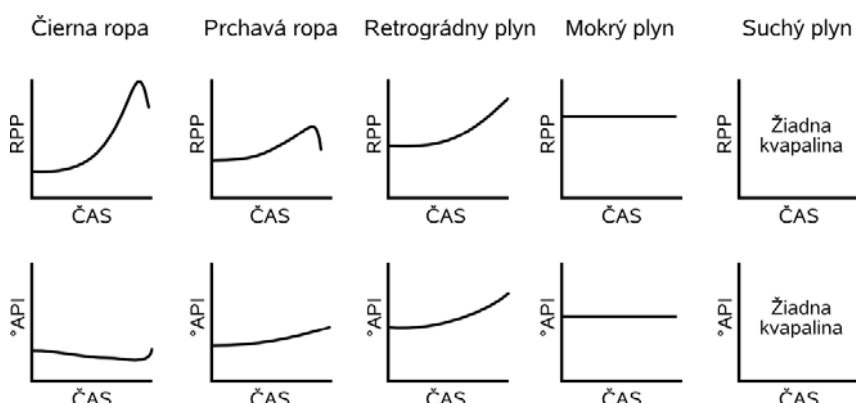
Čierna ropa a prchavá ropa

Oba typy rôp, čierna aj prchavá, sú pri ložiskových podmienkach v kvapalnej fáze, obe prechádzajú počas ťažby bodom sytienia vplyvom poklesu ložiskového tlaku, v dôsledku ktorého dochádza k vydeľovaniu bubliniek plynu. Plyn, ktorý sa uvoľňuje v ložisku z čiernej ropy pod bodom jej sytienia, je zvyčajne suchý plyn. Tento plyn zostáva v nezmenenej forme, ak podmienky tlaku a teploty zostávajú nezmenené a zostávajú na úrovni separačných podmienok v technologických zariadeniach. Plyn, ktorý sa uvoľňuje z prchavej ropy, je zvyčajne retrográdny plyn, ktorý bude prejavovať retrográdne správanie sa v ložisku a počas ťažby uvoľní veľké množstvo kondenzátu na povrchu. Počas ťažby viac ako polovica ťaženého množstva prchavej ropy opustí ložisko ako voľný plyn. Správanie sa voľného plynu poukazuje na rozdiel medzi oboma typmi rôp.

Preverovaním laboratórných štúdií bolo zistené, že výskyt prchavej ropy v ložisku môžeme predpokladať, ak počiatočný ťažobný RPP prekročí hodnotu $295,61 \text{ m}^3 \cdot \text{m}^{-3}$, obzvlášť ak je špecifická tiaž ropy [$N \cdot \text{m}^{-3}$] pri povrchových podmienkach vysoká. Ďalším indikátorom prítomnosti prchavej ropy je hodnota špecifickej tiaže ropy pri povrchových podmienkach, a to v prípade, ak táto veličina prevyšuje hodnotu $\bar{\rho} = 0,825$ (40 °API) a ropa je hnedej, červenkavej, oranžovej alebo zelenej farby. Počiatočná hodnota ťažobného RPP = $295,61 \text{ m}^3 \cdot \text{m}^{-3}$ zodpovedá 18 –22 mólovým % obsahu zložky heptán+. Hodnota 20 mólových % je považovaná za najvhodnejšiu, ale v skutočnosti nie úplne presný prechodový bod medzi prchavou a ťažkou ropou. (McCain, 1994)

Ak v ložisku prchavých rôp poklesáva ložiskový tlak, kvapalné médium sa mení na plynnú fázu. V počiatočných ťažbách ložiska prchavých rôp kondenzát kvapalina pochádza z kvapalnej fázy, v neskoršom období pochádza z ložiskového plynu. Vzrastajúce množstvo kondenzátu v ťaženom médiu zapríčiňuje nárast pomernej hustoty ropy počas ťažby ložiska prchavých rôp (Obr. 3). Pomerná hustota čiernej ropy poklesáva počas celého obdobia ťažby ložiska čiernej ropy kvôli odčerpávaniu ľahších zložiek z ropy suchým plynom. Pomerná hustota čiernych rôp pri povrchových podmienkach býva menšia ako $\bar{\rho} = 0,8016$ (45 °API).

Ako je možné vidieť na Obr. 3, oba typy rôp vykazujú nárast hodnôt RPP, ak sa v ložisku nachádzajú dve fázy.



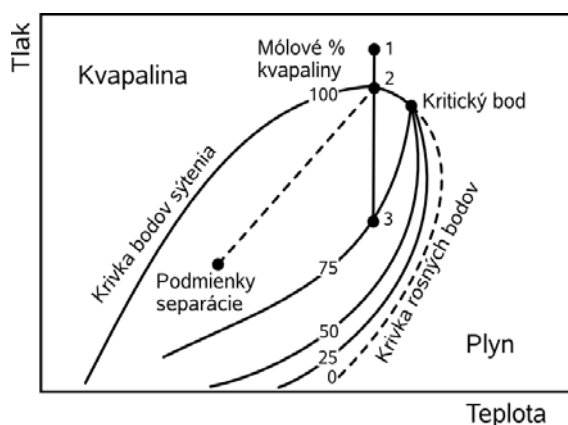
Tento nárast je výsledkom prítomnosti voľného plynu v ložisku.

Obr. 3. Trendy produkcie piatich ložiskových médií (McCain, 1994).
Fig. 3. Production trends of five reservoir fluids (McCain, 1994).

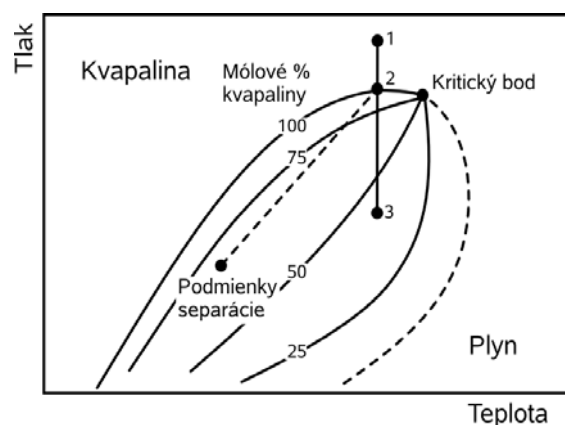
Fázový diagram pre čierne ropy je na Obr. 4. Dvojfázovú oblasť obaľuje široký interval tlakov a hodnota kritickej teploty ropy je vyššia ako ložisková teplota. Vertikála 1 – 2 – 3 označuje redukciu tlaku pri konštantnej teplote, ktoré nastávajú pri ťažbe. Táto línia indikuje termo – tlakové podmienky pri odtážbe média z ložiska a jeho prechode cez stupačky do separátora. Ak sa hodnoty počiatočného ložiskového tlaku a teploty nachádzajú v bode 2, ropa sa nachádza na bode sytienia a označuje sa ako nasýtená, t. z., že obsahuje maximálne množstvo rozpusteného plynu, aké v sebe môže obsiahnuť. Ak sa počiatočný ložiskový tlak a teplota nachádzajú v bode 1, ropa je podnasýtená. Pri ťažbe sa ropa premiestňuje z ložiska na povrch a eventuálne dochádza k dosiahnutiu bodu 3. V tomto bode médium v ložisku pozostáva zo 75 mólových %

kvapaliny a 25 mólových % plynu. Bod, ktorý označuje tlak a teplotu separačných podmienok v separátore, leží v blízkosti línie bodov varu. Táto skutočnosť naznačuje, že približne 85 mólových % ťaženej čiernej ropy ostáva kvapalinou pri separačných podmienkach.

Vertikálna línia označuje redukciu ložiskového tlaku pri konštantnej teplote. Čiarkovaná línia simuluje zmenu ložiskových podmienok na separačné, ak dochádza k odťažbe ložiskového média.



Obr. 4. Fázový diagram pre čierne ropy (McCain, 1990).
Fig. 4. Phase diagram for black oils (McCain, 1990).



Obr. 5. Fázový diagram pre prchavé ropy (McCain, 1990).
Fig. 5. Phase diagram for volatile oils (McCain, 1990).

Prchavá ropa a retrográdny plyn

Pri ložiskových podmienkach prchavé ropy prechádzajú cez bod sytenia a retrográdne plyny prechádzajú cez rosný bod. Obr. 2, ktorý je výrezom Obr. 1, znázorňuje body veličín, ktoré indikujú, či dané ložiskové médium prechádza bodom sytenia alebo rosným bodom. Rozptyl hodnôt poukazuje na rozdiely v zložení a rozdiely v povrchových separačných zariadeniach. Najvýznamnejší podiel na rozptyle hodnôt má rozdielnosť molekulovej hmotnosti zložky heptán+.

Na Obr. 2 je možné vidieť, že iba dve médiá sa vyznačujú hodnotou rosného bodu pri počiatkovom RPP nižšom ako $540,54 \text{ m}^3 \cdot \text{m}^{-3}$, iba jedno médium sa vyznačuje hodnotou bodu varu nad touto hodnotou. Aj kvôli tomu môžeme hodnotu $540,54 \text{ m}^3 \cdot \text{m}^{-3}$ považovať za veľmi blízku k hodnote prechodovej veličiny medzi prchavými ropami a retrográdnymi plynmi. Za ďalšiu prechodovú hodnotu medzi prchavými ropami a retrográdnymi plynmi môžeme považovať hodnotu 12,5 mólových % obsahu zložky heptán+ (v praxi je pozorovaný obsah zložky heptán+ u prchavých rôp nie nižší ako 10 mólových % a u retrográdných plynov nie vyšší ako 15 mólových %) (McCain, 1994).

Retrográdna kvapalina tvorená v retrográdnom plynovom ložisku je pri tlakoch pod hodnotou tlaku v rosnom bode plynu nepohyblivá, čiže neschopná k odťažbe. Sytenie kondenzátom vzrastá s poklesom tlaku. Ostrý pokles v produkcii plynu nastáva vtedy, ak retrográdne ložisko prejde rosným bodom (Moses, 1986).

Fázový diagram pre prchavé ropy je znázornený na Obr. 5. Vertikálna línia ukazuje smer redukcie hodnôt tlaku pri konštantnej teplote počas ťažby ložiskového média z ložiska. Body 1 a 2 majú ten istý význam ako body na Obr. 4. Ak je však hodnota tlaku redukovaná pod bod varu, dochádza k vylučovaniu veľkého množstva plynu. Pri dosiahnutí bodu 3 sa v ložisku bude nachádzať 40 mólových % kvapaliny a 60 mólových % plynu. Ťažené prchavé ropy si ponechávajú po prechode cez separátor približne 65 % média v kvapalnej fáze. Táto hodnota je podstatne menšia než hodnota pre čierne ropy, preto tento typ ropy nazývame aj ľahkou ropou.

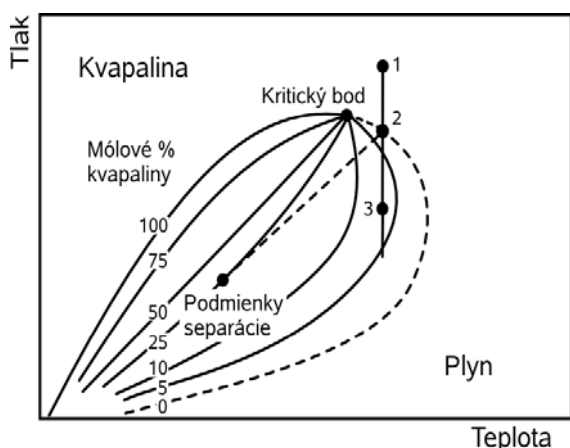
Retrográdny plyn a mokrý plyn

Retrográdne správanie je skúmané v laboratóriách na retrográdných plynch s počiatkovým ťažobným RPP presahujúcim hodnotu $2533,77 \text{ m}^3 \cdot \text{m}^{-3}$, hoci množstvo retrográdnej kvapaliny je veľmi malé (menšie než 1 % ložiskového pórového prostredia). Táto skutočnosť naznačuje možnosť vytvorenia malého množstva kondenzátu z ťaženého plynu už v samotnom ložisku. Plyn, ktorý sa dá považovať za mokrý (kvapalný pri povrchových podmienkach a plynný v ložisku) sa vyskytuje zriedkavo (McCain, 1994).

Materiálovo rovnovážna rovnica plynu môže byť aplikovaná pre mokré plyny pomocou jednoduchého zlúčenia plynu (pri povrchových podmienkach) a kondenzátu, pri výpočte na určenie vlastností pre ložiskové plyny pri pridaní ekvivalentu plynu ako náhradu za kondenzát vylúčený na povrchu v separátore k produkcii plynu na povrchu.

Ak je koncentrácia zložky heptán+ menšia než 4 mólové %, plyn môže byť upravovaný, ako keby bol mokrý plyn aj napriek tomu, že došlo k formovaniu kvapalnej fázy už v ložisku. Na Obr. 2 je znázornené, že počiatočný RPP je rovný $2533,77 \text{ m}^3 \cdot \text{m}^{-3}$ alebo vyšší, čomu zodpovedá koncentrácia zložky heptán+ menej než 4 mólové %. Hodnota RPP pre skutočné mokré plyny zostáva konštantná počas celej ťažby ložiska.

Na obr. 6 je znázornený fázový diagram retrográdnych plynov. Ložisková teplota leží medzi kritickým bodom a krikondentermou média. Ak sa ložiskové podmienky nachádzajú v bode 1, v ložisku existuje iba jedna fáza. V prípade poklesu ložiskového tlaku vplyvom ťažby dochádza k vydeľovaniu kondenzátu už



v samotnom ložisku. Pri dosiahnutí bodu 2, ktorý je rosným bodom pre ložiskové médium sa začne vydeľovať kvapalina, ktorej množstvo narastá pri ďalšom poklese tlaku (z bodu 2 do bodu 3). Max. množstvo kvapaliny, ktorá sa môže z média sa vylúči pri poklese tlaku na bod 3. Ďalší pokles tlaku zapríčiňuje revaporizáciu vylúčenej kvapaliny. Pri ťažbe tohto typu ložiskového média.

Obr. 6. Fázový diagram pre retrográdne kondenzátne plyny zostáva v separátore asi 25 mólových % kvapaliny (McCain, 1990).
Fig. 6. Phase diagram for retrograde gases – condensates (McCain, 1990).

Mokrý plyn a suchý plyn

Skutočný mokrý a suchý plyn zostáva v plynnom skupenstve v ložisku počas celej jeho odťažby, nedosahuje rosný bod a tiež nevylučuje kondenzát v ložisku. Rozdiel medzi týmito dvoma plynmi je ten, že mokrý plyn vylučuje kondenzát pri redukcii tlaku a teploty na separačné podmienky, kým suchý plyn ostáva všetok v plynnej fáze aj po prechode cez separátor.

Materiálovo rovnovážna rovnica pre plyny je v skutočnosti odvodená len pre suché plyny, avšak túto rovnicu je možné použiť aj pre mokré plyny, ak množstvo vyseparovaného kondenzátu nahradíme ekvivalentným množstvom plynu a priradíme ho ku celkovému produkovanému množstvu plynu pri ťažbe. Množstvo a vlastnosti kondenzátu sú priradené k plynu pri povrchových podmienkach na určenie vlastností ložiskového plynu. Táto rovnica môže byť platná aj pre retrográdne plyny, ak je ložisko uzavreté a ak je použitý dvojfázový plynový koeficient.

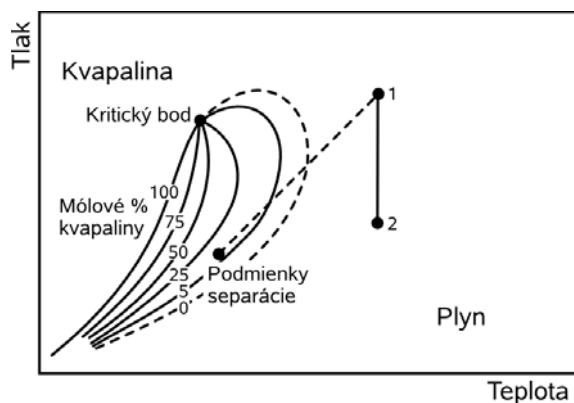
Vplyv určitého objemu kondenzátu na pomernú hustotu ložiskového plynu je zanedbateľný v prípade, ak výnos kondenzátu je $56,14 \text{ m}^3 \cdot 10^6 \text{ m}^{-3}$ a menej, alebo ak počiatočný ťažobný RPP je $16891,82 \text{ m}^3 \cdot \text{m}^{-3}$ a menej. Ak aj dochádza k vylučovaniu určitého množstva kondenzátu na povrchu v separátore, alebo dokonca aj v samotnom ložisku, ložiskové médium s takouto hodnotou RPP na počiatku ťažby môže byť považované za suchý plyn. Na obr. 1 je možné vidieť, že plyn s obsahom zložky heptán+ menším než 0,7 mólového % má hodnotu RPP rovnú $16891,82 \text{ m}^3 \cdot \text{m}^{-3}$, ak sa hodnota zložky heptán+ pohybuje pod touto hranicou, médium je považované za suchý plyn (McCain, 1994).

Na obr. 7 je znázornený fázový diagram pre mokré plyny, pre ktorý je typické to, že leží úplne pod hodnotou ložiskovej teploty. Médium ostáva v plynnej fáze pri redukcii hodnoty tlaku počas celej odťažby média z ložiska. Na obrázku je vidieť, že separačné podmienky ležia medzi dvojfázovým regiónom zmesi. Z tohto dôvodu dochádza k formovaniu určitého množstva kvapaliny v separátore. Táto kvapalina sa nazýva kondenzátom, zvyšný plyn sa nazýva kondenzátnym alebo prírodným plynom. Vertikálna línia znázorňuje redukcii tlaku pri konštantnej teplote. Prerušovaná línia simuluje zmenu ložiskových podmienok na separačné podmienky, ak dochádza k odťažbe ložiska.

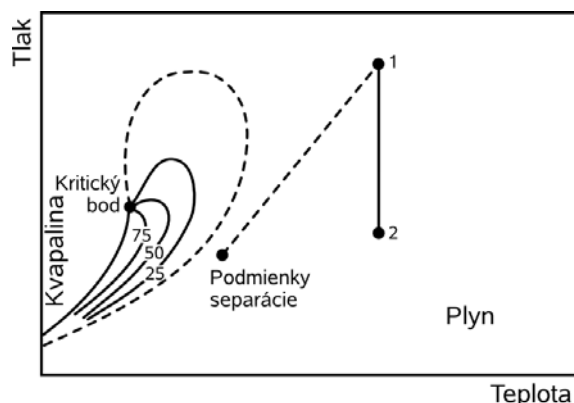
Na obr. 8 je príklad fázového diagramu pre suché plyny. Tento druh uhľovodíkového média pozostáva prevažne z metánu s malou prímiesou etánu, zriedkavo propánu a rádovo vyšších uhľovodíkov. Na obr. 8 je vidieť, že ložiskové aj separačné podmienky ležia mimo oblasti ohraničenej fázovým diagramom, teoreticky teda nedochádza k vylučovaniu kondenzátov ani v ložisku, ani v separátore. Vertikálna línia znázorňuje redukcii ložiskového tlaku pri konštantnej teplote. Prerušovaná línia simuluje zmenu ložiskových podmienok na separačné, ak dochádza k odťažbe ložiska.

V tabuľke 1 sú zhrnuté ukazovatele pre určenie druhu média získaných v teréne. Ak niektorý z ukazovateľov chýba pre porovnanie s kritériami v tabuľke 1, test je chybný a reprezentatívna vzorka ložiskového média musí byť otestovaná v laboratóriu kvôli určenie druhu ložiskového média.

V tabuľke 2 sú zhrnuté očakávané výsledky expertíz vzoriek médií skúmaných v laboratóriu.



Obr. 7. Fázový diagram pre mokré plyny (McCain, 1990).
Fig. 7. Phase diagram for wet gases (McCain, 1990).



Obr. 8. Fázový diagram pre suché plyny (McCain, 1990).
Fig. 8. Phase diagram for dry gases (McCain, 1990).

Tab. 1. Súhrn ukazovateľov potrebných na určenie druhu média z parametrov získaných v teréne.

Tab. 1. Summary of indicators needed to determine the sort medium from parameters received in the terrain.

| | Čierna ropa | Prchavá ropa | Retrográdny plyn | Mokrý plyn | Suchý plyn |
|---|----------------|-----------------------|------------------|---------------|---------------|
| Pomer plyn/kvapalina na počiatku ťažby [m ³ .m ⁻³] | <295,61 | 295,61 – 540,54 | >540,54 | >2533,77 | 16891,82 |
| Pomerná hustota na počiatku ťažby $\bar{\rho}$, [°], (°API) | 0,8016 <45° | 0,825 >40° | 0,825 >40° | 0,7022 70° | Bez kvapaliny |
| Farba kvapaliny vyťaženej na povrch | Tmavá | Farbistá | Svetlo farbistá | Vodovo biela | Bez kvapaliny |

Tab. 2. Očakávané výsledky laboratórných analýz pre päť druhov ložiskových médií..

Tab. 2. Expected result of laboratory analyses for five sort deposits media.

| | Čierna ropa | Prchavá ropa | Retrográdny plyn | Mokrý plyn | Suchý plyn |
|---|-------------|--------------|------------------|--------------------|--------------------|
| Fázové zmeny prebiehajúce v ložisku | Bod varu | Bod varu | Rosný bod | Bez fázových zmien | Bez fázových zmien |
| Množstvo zložky heptán +, [mól. %] | >20 | 20 – 12,5 | <12,5 | <4 | <0,7 |
| Ložiskový objemový faktor pre ropu pri bode sytienia B_0, [m ³ .m ⁻³] | <2,0 | >2,0 | - | - | - |

Literatúra – References

- McCain, W. D. Jr.: The properties of petroleum fluids, second edition, *Pen Well Books, Tulsa, 1990*, 148 – 158, 409 – 411.
- McCain, W. D. Jr.: Heavy components control, reservoir fluid behavior, *JPT, September 1994*, 746 – 750.
- McCain, W. D. Jr.: Chemical composition determines behavior of reservoir fluids, *Petroleum engineering Intl., October 1993*, 18.
- McCain, W. D. Jr.: Black oils and volatile oils – what's the difference, *Petroleum engineering Intl., November 1993*, 24.
- Moses, P. L.: Engineering application of phase behavior of crude oil and condensate systems, *JPT, July 1986*, 715.