

$$L < G / \epsilon^* / \epsilon^* -$$

6 01 N 15/00

СПОСІБ ВИЗНАЧЕННЯ КОЕФІЦІЄНТА ВИТІСНЕННЯ ШАСТШОЇ НАФШ

Винахід відновиться до нафтогалузввої галузі, а саме до вивчення процесу фільтрації багатокomпонентних сумішей у продуктивної/пласті, і може бути використаний для обґрунтування коефіцієнта кафтовіддачі покладу та з кетою проектування ефективних систем розробки кафяогазококдексатих родовищ.

Відомий спосіб визначення коефіцієнта витіснення пластової нафти збагаченим газом з моделі пласта сформованої з яезцементованого кварцевого піску /1/. Для визначення коефіцієнта витіснення нафти, ©б^кем видобутої з пласта яафти /приведений до початкових пластових умов/ співставляються з початковим еб["]вмем нафти, завантаженої в пласт, тобто з вільним я о ре в им еб^Ъсом моделі клас» і визначенні коефіцієнта загальної вуглеводизвіддачі пласта, а не конкретного флкіда.

Найбільш близьким технічним рішенням є спооїб визначення коефіцієнта витіснення пластової нафти водою /2/. Відібрані з інтервалів продуктивного пласта зразки керна промивають спирто-бензольною сумішшю і висушують при температурі 375-378 К до стабільної ваги. Залишкову водонасичвність створюють шляхом прокачки через каркову колонку пластової води з наступним витісненням її маслом при термобаричних пластових умовах. Не змінюючи тиску і температури в дерновій колонці, змінюють масло на гас, а гас на пластову

нафту. Потім починають прокачку води через нафтонасичену кернову колонку, а на виході вимірюють об'єм витісненої нафти* Із співвідношення витіснена? нафти до початкового її *об'єму* /яка знаходилась у пористому середовищі/ визначають коефіцієнт витіснення.

Основні недоліки прототипу: при створенні залишкової водонасиченості в якості витісняючого агента використовують масло з наступною його заміною на гас, а тільки потім на пластову нафту, ще на відповідає формуванню нафтових покладів у природі. Спосіб має обмежену область застосування по відношенню до використання різних робочих агентів.

Завданням на вирішення якого направлений винахід, є підвищення достовірності і точності визначення коефіцієнта витіснення пластової нафти газоконденсатно» системою.

Вказане завдання досягається тим, що відібрані » продуктивного пласта зразки керну екстрагують, висушують і насичують пластовою водою до стабільної ваги* З відібраних по фільтраційкоємкісному параметру $\frac{I}{I_0} \cdot \frac{K}{K_p}$ » *» $\frac{I}{I_0} \cdot \frac{K}{K_p}$ проішкиісгь, K_p -пористість/ зразків складають кернову колонку і поміщають її в картримач, де створюють тиск і температуру аналогічні пластовим. В процесі створення пластових умов вимірюють об'єм витісненої з кернових колонок води*

Залишкову водонасиченість створюють шляхом витіснення води з пор кернової колонки пластовою нафтою* На виході з пористого середовища вимірюють об'єми витіснених пластової води і нафти, з метою забезпечення охоплення фільтрацією пор різного діаметра процес витіснення проводять для різних перепадів тиску і припиняють при появі на виході з кернових колонок безводної нафти.

Потім подають на вхідний торець кернової колонки газоконденсатну систему, а на виході вимірюють об'єми нафтогазоконденсатної

$L/p(O)$ і відеапарованого гизу дЧ(і, вимірна! обЧми,
визначають коефіцієнта витіснення ішістсшої ти
газоконденсатно* сист^иоь. ба ^ормулокі

до $iVrfi'ljA^pO)$ - відповідно об*еки гъзу сепарації *а
токондансатної суміші за і **£- етап
витіснення, смЛ

> 6к * ВІДПОВІДНО газоз 1 Диктори пЖІСІОВОЇ
нафти ! газоконденсатної вмстоші»

V_H - початковий од^вм №»\$тм прм т«рмоОарич-
ЕШХ умовах пласта. с>г.

пооіО вазыачвшы лоаііііе«та лііііокдвня плао-тоасї
ftavTK гавококдзисатно! систвмої здійсилетьел таким чином*
Біддкрасть зразки породи з рівних інтзрдодів прод/ктивкого пласта,
з я**х вкготовлздт* цхAІНАрл лоізххнок і діаметром ао 0,9w3 м.
Бідвлсграговийі t **ау&ак* при такларатурі ^75-^76 її зраз-км карпа
ЩдОирвьть по комодаканему Аарвм^тру /^ «VKnp/Kп , да Kпр-
протіКНtСТb, KV, - пористість. Зразки л^рна аасичуїть під аа*
куумом пластовок водої до стабільної ваги, Потім з них склада*ть
дернову колонку /модель пласта/, яку помацають в деркотркмач.
Щдчао створення у х^рнотршщі пластового тиску і здмларатури
викіршть оО^ем відтисканої в карна водн.

іііслд ц*ого на вхід модалі подають глибинну пробу нафти»
приведену до термобаричних умоїі пласта* а аа виході - задається
мінімальним Пшройадам ткску, прк дкому проходить витіснення иодк s
порових каналів максимального радіуса. / процесі затухання
фільтрації перепад тмеку збідьаувться до тих пір» поки буде прохо-
дити витинання води а порових каналів мінімального радіуса.

Діапазон перепадів тиску підбирають в залежності від пористості моделі, з метою недопущення розгазування пластової нафти її яре- качку через кернову колонку здійснюють при тиску дещо вищому за тиск насичення. Підчас фільтрації на виході а кермової колонки виконують виміри витіснених об'ємів нафти і води. Процес витіснення припиняють при появі на виході моделі безводної нафти. На основі отриманих замірів розраховують початковий об'єм пластової нафти / V_H /♦

Далі починають подачу на вхід моделі пласта газоконденсатної системи. Внаслідок необмеженої взаємездіяльності пластової нафти і газоконденсатної системи на виході з моделі одержують суміш рідких вуглеводнів, суміш нафта+конденсат $\Delta V_p(i)$ та відсепарований газ ΔV_{rft} . Виміри об'ємів флюїдів виконують для кожного етапу витіснення. На основі отриманих величин $\Delta U_n(i)$ » р визначають об'єм витісненої нафти $\Delta U_n(i)$ з моделі пласта за формулою:

$$\Delta V_p(i)$$

- де ΔU_n - об'єм витісненої нафти за [Щ& етап витіснення, см³;
- відповідно об'єм газу сепарації та нафтоконденсатної суміші за i -й етап витіснення, см³;
 - відповідно газові фактори пластової нафти і газоконденсатної системи, які отримують в процесі проведення стандартних промислових досліджень свердловин на продуктивність, см³/см³.

Розрахунок коефіцієнта витіснення пластової нафти в газоконденсатною системою здійснюється за формулою;

да Я - оО*«мний коШиіснт ма\$'.и мніріьп при вюсощні стандартних аналізі а глкОкнких проб пластової

у - початковий оО"вм иа\$ти в кармой!» колони! при умовах пласта» оі.³

Шдстшшючи зйачанк* обмену ъпПен^нсИ нафп дУ_н(у з хер- нової колонки обч»сддні за формулою /1 / у вираз /2 / визначають коефіцієнт витіснений пластової иа\$ти гсзокондвмсйтною смотвмої;

V

В таОлииі подані результати визначання коефіцієнта вктіс- пластової ва\$ти газоквнддисатног омотвмоь дач одного а ншџтохоил*ясатних родовищ Дніпровсько-доваикхої западивк, отри- katti при застоеувакмі способу шо ванвдм«тьед.

іР^адізаіія с пес оо/ аді пошлеться аа допомогол стандартного обдадшкнн /2 /, тому векає потреби в датальком^ описі техноло- гічної схеми фільтр*иіяної увт&новхк»

Результати шы^ниначнл ксцХці*нта вктіокаквя яа^ти газокомдвнеатиоь систаиоь.

!Оо"ікн

Номер етап

- ІІ»6^нСМ ви-

в р в пьошииси по- НИХ на виході анкерно* тіса^но! нитісм^нн -ірЬвого прас-іаої колошси_г onf !нафти, е*г!пластової

	заповненого! нафтен-!	AVP	г(?)	
I		6,Z	ТУГ(?)	2050
Г		5.5	I	5,
3	0,70	*.5	X220	ЧОС
%	0,92	1.9		4,253
5	1.13	I. i		
6	1.35	C.e		
1	1.7*	1.4	175J	

0,258

0.2C3

U 521

0,570

и,593

0,608

Примітка: початковий об'єм пластової нафти у пористому середовищі $V_n = 45,9 \text{ с>г}$; об'ємний коефіцієнт нафти $j_t = 1,511$; газований фактор пластової нафти $g_n = 179,8 \text{ от/см}^3$; газований фактор газоконденсатної системи $\epsilon_k = 3703 \text{ см}^3/\text{см}^3$, дослід проводили при постійному пластовому тиску рівному $23,0 \text{ МПа}$ і температурі $- 363 \text{ К}$.

Достовірність і точність результатів досліджень з витіснення пластової нафти газоконденсатною системою **Mat** принципове значення при вирішенні прикладних задач розробки каптогазокояденсатних покладів, проектуванні прогресивних методів інтенсифікації влдебугху нафти із слабопрвьяикних *колекторів* та пр#гнозу коефіцієнтів вилучення вуглеводнів із **надр**.

Бібліографічні дані

1. Филырация газированной жидкости и других многокомпонентных смзсей в нефтяных пластах. - Розенберг М.Д., Кукдин G.A. и др, М., из-во "Надра". 1969. с,35а-334.
- 2* OGT 3^195-66. Н^ть. Мэтод определения коэфициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях.