



MINISTERUL EDUCAȚIEI ȘI CERCETĂRII
UNIVERSITATEA PETROL-GAZE DIN PLOIEȘTI

B-dul. București nr. 39, 100680 Ploiești - România
www.upg-ploiesti.ro
Telefon +40 244 573 171 Fax +40 244 575 847



INSTITUȚIA ORGANIZATOARE DE STUDII UNIVERSITARE DE
DOCTORAT

UNIVERSITATEA PETROL-GAZE DIN PLOIEȘTI
DOMENIUL FUNDAMENTAL – ȘTIINȚE INGINEREȘTI
DOMENIUL DE DOCTORAT – MINE, PETROL ȘI GAZE

TEZĂ DE DOCTORAT
CONTRIBUȚII PRIVIND
ÎMBUNĂȚĂȚIREA PROCESELOR DE
EXPLOATARE A ZĂCĂMINTELOR DE
GAZE NATURALE

CONTRIBUTIONS TO THE
IMPROVEMENT PROCESSES OF
NATURAL GAS RESERVOIRS

Autor: Drd.Ing. Alaa Zeinab

Conducător științific: Prof. Habil. Dr.Ing. Chiș Timur-Vasile

Ploiești, 2024



INSTITUȚIA ORGANIZATOARE DE STUDII UNIVERSITARE DE
DOCTORAT
UNIVERSITATEA PETROL-GAZE DIN PLOIEȘTI
DOMENIUL FUNDAMENTAL – ȘTIINȚE INGINEREȘTI
DOMENIUL DE DOCTORAT – MINE, PETROL ȘI GAZE

TEZĂ DE DOCTORAT

CONTRIBUȚII PRIVIND ÎMBUNĂTĂȚIREA PROCESELOR DE EXPLOATARE A ZĂCĂMINTELOR DE GAZE NATURALE

CONTRIBUTIONS TO THE IMPROVEMENT PROCESSES OF NATURAL GAS RESERVOIRS

Autor: Drd.Ing. Alaa Zeinab

Conducător științific: Prof. Habil. Dr.Ing. Chiș Timur-Vasile

Comisia de doctorat:

Președinte	Conf.Dr.Ing. Cristian Nicolae Eparu	de la	Universitatea Petrol-Gaze din Ploiești
Conducător științific	Prof. Habil. Dr.Ing. Chiș Timur-Vasile	de la	Universitatea Petrol-Gaze din Ploiești
Referent oficial	Prof. Habil. Dr.Ing. Mihaela Toderaș	de la	Universitatea din Petroșani
Referent oficial	Conf.Dr.Ing. Ciprian Danciu	de la	Universitatea din Petroșani
Referent oficial	Prof. Habil. Dr.Ing. Maria Stoicescu	de la	Universitatea Petrol-Gaze din Ploiești

Ploiești 2024

ABSTRACT

The population's energy demand will double in the next 20 years.

Humanity consumes about 19 billion tons of oil equivalent (for a population of almost 4 billion inhabitants). However, it is predicted that in 2040, about 32 billion tons of oil equivalent will be consumed (for a population of 9 billion inhabitants).

Renewable energy solutions are under development, but as a transition fuel, natural gas will remain an energy support with growing demand.

That is precisely why new natural gas reserves are being sought, or attempts are being made to increase production from existing deposits.

The objective of this doctoral thesis is given by the need to increase the productivity of natural gas deposits through multi-stage fracturing, a more efficient extraction technology, which also leads to the realization of work to improve the productivity of natural gas deposits.

Natural gas deposits are energy reservoirs of great importance in providing transitional fuel for a future without harmful emissions for the environment and humanity.

However, the productive layers within the gas deposits are characterized by the porous and sealing environment, and the flow of natural gas and associated fluids is complex, productivity being dependent on the movement of fluids through the rock pores and associated phenomena.

Exploiting gas deposits located in shale (clays) has brought new challenges in studying their productivity dynamics, with very low permeability being an essential factor in obtaining economic flows.

That is precisely why hydraulic fracturing is widely used in the exploitation of natural gas deposits, the role of this technique being to increase the production of natural gas, primarily from unconventional deposits (shale and clay).

About 85% of the world's shale gas wells are drilled through vertical and horizontal wells, from which fissures (crevices) are then developed through multiple fracturing.

This constant temperature maintenance means that the natural gas is extracted in the state of gas aggregation without being affected by its passage into the biphasic phase.

However, both during the exploitation period (when the water associated with the deposit and especially the well condensate) and during their ascent through the extraction pipes, the temperature changes, and then the condensation of wet gases or even the engagement of liquid fractions in the pores of the productive rocks occurs, leading to a decrease in the amount of extracted gas.

These problems (decrease in the productivity of gas wells, penetration of liquid water into treatment facilities, appearance of cryohydrates, accumulation of liquid in the area of extraction wells) lead to significant economic losses.

The purpose of this thesis is to:

- a. Study the phenomena of natural gas flow through porous rocks,*
- b. Introduces the concept of multiple cracking into the theoretical study,*
- c. Describe the fluid flow equations through fractured layers,*
- d. Analyze the effects of multiple cracking on the reservoir rocks.*

APPROACHING THE PROBLEM

In the oil and gas industry, there is a need to increase the productivity of extraction wells in the shortest possible time and at low costs.

To achieve this goal, the production engineer (reservoir engineering department) is tasked with monitoring, controlling, and proposing techniques to improve the well's productivity.

One recently developed technology is multiple fracturing (or multi-stage fracturing).

Carrying out multiple fractures in the entire productive layer (in an area where it is necessary to increase the well's productivity) in a single operation saves fracturing expenses and increases the wells' operating time.

Multiple fracturing has developed to increase the productivity of wells in shale or clay deposits.

The placement of multiple fracturing installations in deep horizontal wells is quite challenging to achieve, and that is precisely why this doctoral thesis presents for the first time in the specialized literature the application of multi-jet fracturing (multiple fracturing) with acid fracturing fluid.

The technique proposed in this Ph.D. thesis successfully solved the problems arising in the acid fracturing of deep wells in the Middle East.

For this thesis, I have researched the flow of fluids in the productive layers and the cracks that were produced and evaluated the applications to overcome the conditions imposed by the analyzed deposits.

Acidic fracturing fluid was used in the test stand (built for this purpose) to see the effect on the rocks.

The technique of cracking and reducing the strength of carbonate rock was used for 15 minutes on a stand and in the laboratory, and later, we performed, together with the engineering company, a hydra-jet acid fracturing on a productive layer located in carbonate rock.

Eighteen separate acid fractures were completed along the horizontal section from 9,660 to 14,320 ft (2944.36 m to 4364.73 m).

The main finding of the research undertaken in this thesis was that acid hydra-jet fracturing has two rock-cracking mechanisms.

The first is the effect of cracking (reducing the stability or resistivity) of hydraulically sealed rocks, and the second is reducing the acid-rock reaction time to extend the effective distance.

In addition, the acid hydra-jet fracturing method has proven the effectiveness of fracturing rocks in deep horizontal wells.

OBJECTIVES OF THE DOCTORAL THESIS

This thesis aims to present a new and faster way to fracture and productively stimulate an unconventional formation (such as shales or clays) from an onshore well.

Formation stimulation was performed by making multiple acid fracturing treatments evenly spaced along the horizontal wellbore.

The main contribution of this work was the mathematization of acid fracturing processes.

Also, in this thesis, I studied a new recipe for chemical substances useful in hydra-jet acid processes.

The abrasive and acid-soluble mixture is intended to create a new simulation and fracturing technique that can be extended to other drilling in carbonate rocks or clays.

This one-way coiled tubing operation saves time, money, and effort.

Each treatment performed in this thesis consisted of a multi-jet treatment step with a cross-linked gel solution designed to create the fracture, a crack enlargement step based on a gel-hydrochloric acid solution (HCl 15%) and a stage of transporting and pushing this solution (gelled acid) into the fracture.

Subsequently, pumping operations were discontinued, allowing sufficient time for the fracture to develop.

Then, 15% ungelled HCl was pumped at a low rate into the fracture to improve the conductivity of the rock further (in a technique called closed fracture acidizing or CFA).

Later, this acid was transported into the rock to be eliminated in chemical reactions so as not to corrosively destroy the walls of the wells (the metal).

PRESENTATION OF THE DOCTORAL THESIS

Chapter 1 briefly introduces the theoretical presentation of gas leakage through porous media. Numerical models of flow through finite elements made with the help of COMSOL software are also presented.

A part of this chapter is dedicated to the analysis of dew point initiation relationships, especially to the statistical determination of the best relationship, as a result of the literature study.

Chapter 2 introduces the study of acid hydra-jet hydraulic fracturing, which includes this petroleum technique's advantages, disadvantages, and technical limitations.

In this doctoral thesis, I used fracturing in several stages (multiple fracturing).

In Chapter 3, we developed a successful evaluation and development program for this technique to increase the productivity of natural gas wells, presenting an optimized stimulation project to guarantee commercial gas production from a horizontal well within the current funding limits of the hydro-jet fracturing process.

The present study was implemented as an economic but effective stimulation solution; the data obtained is presented in articles published in BDI-indexed specialized journals.

Also, to increase the effectiveness of the crack treatment, we used a new acid-soluble abrasive material to increase the permeability of the rocks, which helped to avoid sand cleaning time and the use of additional chemicals.

The process was followed by spot acid stimulation to unlock the flow of hydrocarbons in a low-pressure zone of the formation.

The work technique proposed in this thesis was tested on a stand consisting of a casing similar to the extraction tube to simulate the performance of rock cracking and cutting.

The results of the tests indicated a doubling of the extracted gas flow compared to the expected rate after conventional acid fracturing treatment.

These tests demonstrated the value that the process proposed in this thesis brought to the oil and gas industry.

In Chapter 4, I presented the conclusions of the studies carried out and specific recommendations for a new perspective on future research to increase the flow of natural gas extracted.

ABSTRACT

Creșterea debitelor de fluide petroliere extrase din sondele orizontale sau care exploatează zăcămintele carbonatate sau situate în argile gazifere, reprezintă (în contextul considerării gazelor naturale ca și combustibil de tranziție) o cerință în primul rând economică (asigurând creșteri financiare datorită prețurilor mari ale acestui combustibil), cât mai ales o provocare tehnologică a utilizării de noi tehnici de fisurare (care vor putea fi utilizate și pentru exploatarea zăcămintelor de apă potabilă și a altor tipuri de resurse minerale).

Tocmai de aceea o teză de doctorat care să analizeze pentru prima oară fenomenele complexe care sunt asociate exploatarea zăcămintelor de gaze situate în șisturi bituminoase, reprezintă o întreprindere de cercetare și interpretare a datelor obținute în urma realizării unor multitudini de experimente de laborator și șantier dificilă, dar mai ales greu de răspuns la toate probleme ce survin în această întreprindere.

Astfel în capitolul I am analizat curgerile staționare și nestaționare, ale gazelor naturale, prin medii neomogene.

Totodată am realizat și o descriere a mecanismelor de fracturare a rocilor și de asemenea am prezentat și modele de simulare a curgerii fluidelor prin medii poroase prin utilizarea softului COMSOL 6.2.

Modelarea s-a făcut prin metoda elementelor finite, fiind pentru prima oară când în literatura de specialitate se discută acest aspect (al fracturării rocilor unde sunt stocate gaze naturale).

Analiza ecuațiilor de curgere a gazelor prin medii poroase neomogene, a dus la determinarea modelelor numerice de estimare a vâscozității gazelor funcție de presiunea din zăcământ.

Dacă în literatura de specialitate, această relație era de forma $\mu = ap + b$ după efectuarea mai multor analize de laborator privind determinarea vâscozității funcție de presiunea și temperatura de zăcământ, ecuația de variație a vâscozității am determinat-o sub forma:

$$10^4 \mu = a p^6 + b p^5 - c p^4 + d p^3 - e p^2 + f p + g$$

Unde a, b, c, d, e, f, g sunt coeficienți de variație a temperaturii în zăcământ.

Urmare a publicării articolului (ca parte din teza de doctorat) *A Short Review about Predicting the Dew Point Pressure for Gas Condensate Reservoirs by Empirical Correlations* am analizat cea mai bună relație de predicție a apariției punctului de condensare.

Astfel am demonstrat ca în stratele productive de gaze cu condensat, productivitatea sondei de gaze naturale scade, atunci când presiunea din apropierea zonei de extracție scade sub presiunea punctului de condensare.

Modelele de simulare compozițională radială, arată că apariția lichidului în jurul sondei determină scăderea productivității, acest inel de condens din jurul sondei reduce permeabilitatea efectivă a rocii colectoare ducând la o scădere rapidă a productivității sondei.

Predicția presiunii punctului de condensare este necesară în asigurarea transportului și procesarea în siguranță a gazelor naturale, evitarea condensului de hidrocarburi în conducte

este crucială deoarece, dacă cantitatea de lichide crește, presiunea necesară a transporta amestecul bifazic crește și apar probleme în funcționare.

Măsurătorile de laborator ale proprietăților condensatului de gaz oferă cea mai precisă și fiabilă determinare a apariției punctului de condensare, dar din motive economice și tehnice, destul de des aceste informații nu pot fi obținute din măsurători de laborator.

Tocmai de aceea nevoia de predicție precisă a presiunii punctului de condensare este foarte esențială pentru caracterizarea proprietăților fluidelor și proiectarea sistemelor de producție.

Analiza pe datele din literatura de specialitate a corelațiilor de predicție a punctului de rouă (de condensare) a condensatului din gazele naturale, a indicat că din cele șase corelații (Shokir, Nemeth-Kennedy, Elsharkawy, Ahmadi Kamari, Okpo Nnadozie) cea mai apropiată statistic de realitate este corelația lui Kamari.

Totodată am constatat că aceste corelațiile empirice, propuse sub diferite forme (expresie matematică, grafică sau tabelată) pentru determinarea presiunilor punctului de rouă ale sistemelor gaz-condens, sunt foarte limitate.

Majoritatea acestor corelații empirice sunt funcție de compoziția sistemului gaz-condens fiind necesară verificarea modificării punctului de rouă în funcție de procentul de CO₂, H₂S și N₂.

În continuare am realizat o analiză critică a modului de exploatare a zăcămintelor de gaze cu condensat, productivitatea fiind funcție de:

- a. estimarea calității și cantității gazelor naturale depozitate în stratele productive,
- b. prezicerea comportării presiune-temperatură-volum a stratului de gaze naturale analizat,
- c. evoluția frontului de apă asociat zăcămintului,
- d. determinarea procentului de recuperare,
- e. prezicerea producției viitoare,
- f. analiza alternativelor pentru îmbunătățirea recuperării hidrocarburilor.

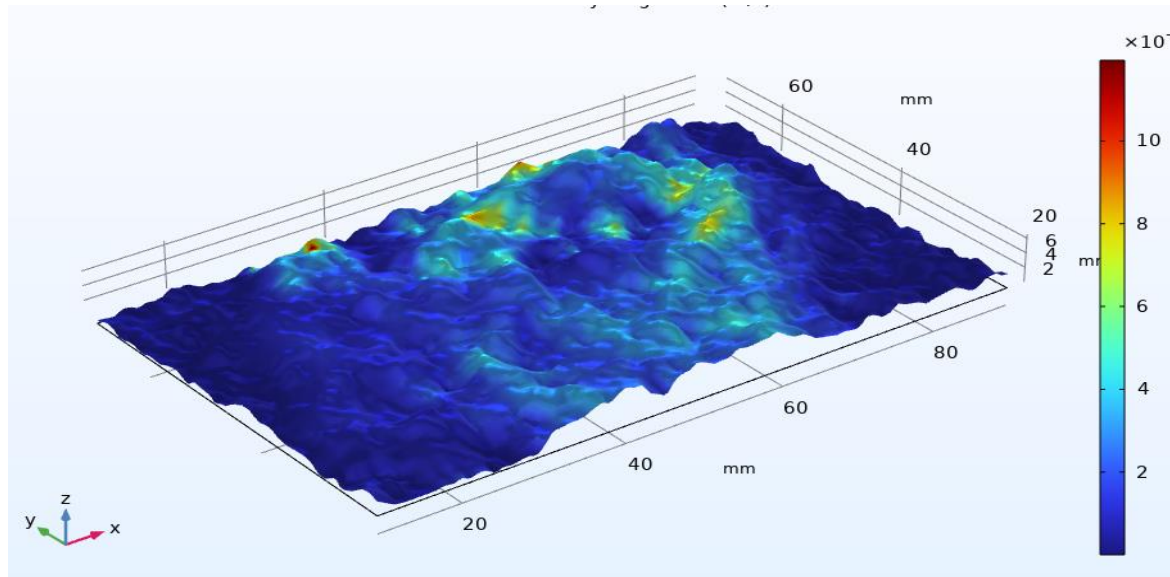
Dar din punct de vedere practic, zăcămintele de gaze sunt afectate de o sarcină (cerere) de producție anuală și mai ales de necesitățile pieței (modificarea prețului de vânzare, schimbarea politicilor naționale și regionale, etc.).

Tocmai de aceea, procesul de epuizare al unui zăcământ de gaze, trebuie privit din punct de vedere economic, căutându-se să se obțină o relație dintre cantitățile de gaze extrase și scăderea rezervei geologice.

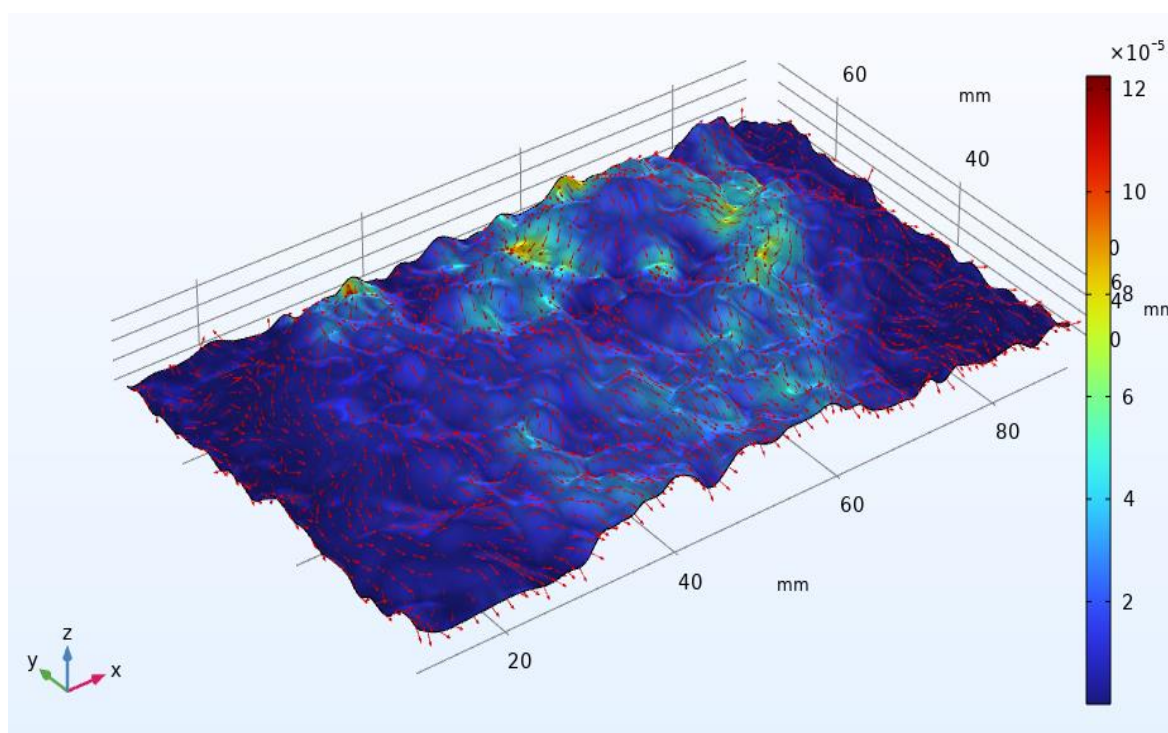
Ca și concluzie a analizei economice a exploatării zăcămintelor de gaze cu condensat pot afirma că:

- a. Rezerva recuperabilă poate fi sporită prin creșterea afluxului de gaze,
- b. Alegerea gabaritului de exploatare se realizează funcție de caracterul de continuitate sau discontinuitate a mediului poros-permeabil.

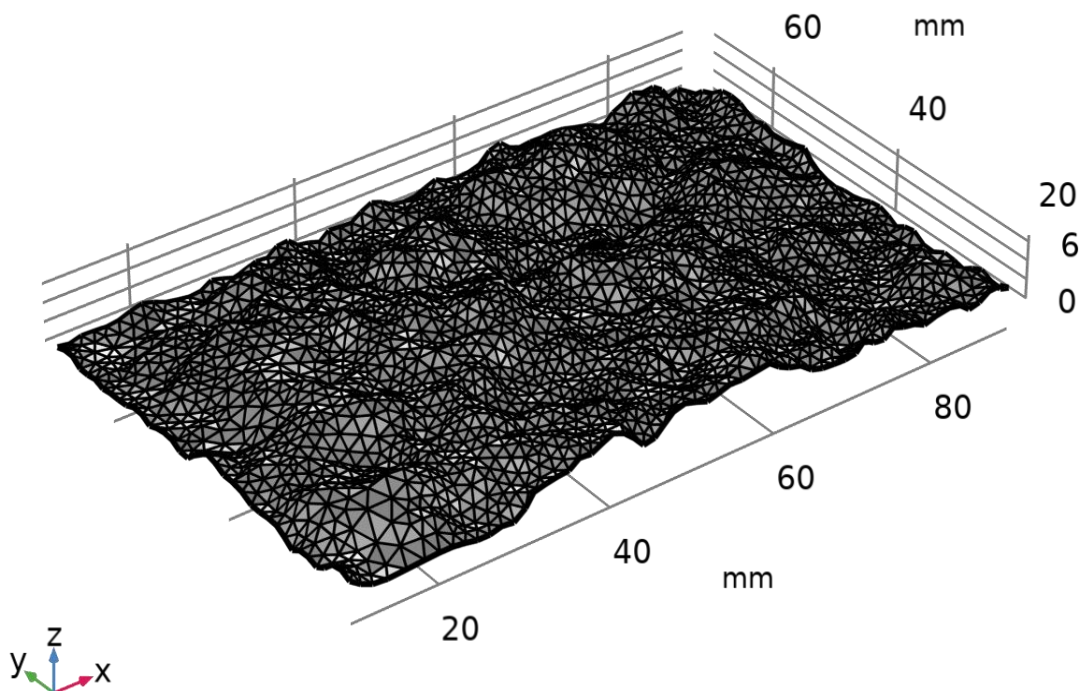
La finalul capitolului I am realizat o simulare în COMSOL care are rolul de a demonstra modul de fisurare a rocilor colectoare funcție de presiunea fluidului de fisurare (a fost aleasă apa ca și fluid de fisurare cu densitatea de 1000 kg/m^3 și vâscozitatea dinamică de $0,001 \text{ Pa s}$).



Roca simulată în COMSOL



Simularea curgerii fluidului prin porii rocii



Discretizarea prin elementele finite ale modelului

Capitolul al doilea a adus în discuție efectul acidizării asupra creșterii factorului de recuperare a gazelor naturale.

Astfel în prima parte am determinat timpul de reacție a acidului clorhidric asupra rocilor colectoare funcție de litologia rocilor și am reușit să scriu ecuațiile de variație a timpului de reactivitate a acizilor asupra diverselor compoziții a rocilor prezente în zăcămintele de gaze cu condensate.

Am constatat că procesul complet de neutralizare a acidului clorhidric este de 30-50 minute pentru calcar și de 30-90 de minute pentru calcare cu 10-12 % SO_4Ca .

Viteza de neutralizare a acidului este funcție de cantitatea și calitatea acidului utilizat pe unitate de suprafață, în analiza efectuată pe unele roci calcaroase din exploatarea gazeiferă din zona Mediaș am constatat că putem utiliza o relație de tipul, în stabilirea timpului de neutralizare a acidului:

$$t = Kd + c$$

Unde:

- t este durata neutralizării, minute,
- d reprezintă diametrul canalului, cm,
- K este un coeficient de neutralizare a acidului,
- c este un coeficient de corecție a ecuației.

De asemeni am observat, pe datele obținute experimental, că ecuațiile logaritmice a scăderii concentrației de soluție funcție de timpul de reacție dintre acid clorhidric (HCl) și rocă au coeficientul de eroare mai mic, a și b fiind parametrii de corecție funcție de concentrația în CaCO_3 .

$$t = a \ln(d) + b$$

În continuare am analizat și influența temperaturii stratului productiv și/sau a soluției de acid, observând că prin ridicarea temperaturii soluției de acid crește viteza de reacție dintre HCl și rocă.

În practica industrială, acidizarea stratelor productive se realizează cu soluții de acid de concentrație cuprinsă între 8 și 15 %.

Folosirea unei soluții cu concentrație mai mică necesită cantități mari de lichid și de asemeni fisurarea are loc doar pe distanțe reduse, iar în cazul unei concentrații mai mari, se vor forma soluții vâscoase cu diverse concentrații de CaCl_2 și MgCl_2 , ducând uneori chiar la blocarea porilor.

De asemeni în timpul reacției chimice, poate apărea ca și subprodus CO_2 , care poate fi sub formă de gaz sau (sub acțiunea presiunii din stratele productive) poate să dizolve în apă.

Degajarea CO_2 -ului din soluție va duce la barbotarea soluției și deci unii produși de reacție se vor separa mai repede.

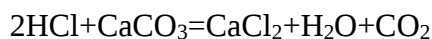
Pentru asigurarea unei cât mai adânci fisuri (cravașe) sunt necesare realizarea de tratamente ale acidului clorhidric utilizat, având drept scop întârzierea vitezei de reacție a acidului (pentru a rămâne cât mai mult în contact cu roca colectoare acidului clorhidric).

Tehnicile utilizate pentru asigurarea unui timp mai mare de reacție sunt următoarele:

- a. Scăderea temperaturii soluției acide,
- b. Utilizarea de adaosuri (inhibitori).

Am observat că în cazul calcarelor, utilizarea de aditivi (inhibitori) a reacției duce la prelungirea timpului de contact care crește cu adăugarea de acid acetic și scade dacă adăugăm alcool (glycerol).

Procesul de dizolvare a carbonatului de calciu (CaCO_3) este afectat de incluziunile de anhidrit (sulfat de calciu CaSO_4), acest fenomen datorându-se precipitării sedimentelor de gips ($\text{CaSO}_4 \cdot \text{H}_2\text{O}$) ca urmare a interacțiunii dintre acidul clorhidric și carbonatul de calciu.



După interacțiunea dintre rocă și acid, clorura de calciu rămâne în suspensie în apă.

Când calcarul este contaminat cu anhidrit se constată o micșorare a procesului de dizolvare, timpul de neutralizare completă fiind mai mare cu 1 ½ ore dacă avem o contaminare de 12 % și 4 ore dacă contaminarea este de 34 %.



Experiențele s-au realizat pentru a constata reacția concomitentă dintre soluțiile de HCl de diferite concentrații, CaCO_3 și CaSO_4 din rocă, observând următoarele aspecte:

- a. Atunci când roca poate conține 33 % sau 50 % anhidrit, gipsul se depune ($\text{CaSO}_4 \cdot \text{H}_2\text{O}$) în cantitate de 0,5 sau 0,8 kg CaSO_4/mc de soluție acidă,
- b. În cazul rocilor ce conțin maximum 20 % CaSO_4 , concentrația maximă de gips devine de 0,075 la 100 ml de soluție și nu se depășește concentrația de saturație (care este de 0,07 g la 100 ml).
- c. Reducerea soluției de acid la 50 % va duce la dizolvarea concomitentă în timp a CaCO_3 și CaSO_4 .

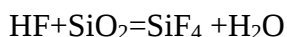
Am mai constatat că în urma pătrunderii acidului clorhidric în rocile ce au conținut de carbonat de calciu mai puțin de 20 %, nu se produce precipitarea gipsului și deci nu se asigură ca efect secundar blocarea stratelor.

La canale de 2,5 mm și presiuni de 10-60 kgf/cm² precipitarea de asemenea nu are loc.

De asemenea conținutul în SO_3 nu trebuie să depășească 10 % pentru a se evita depunerile de gips, dar dacă acest lucru se constată, atunci soluția de acid clorhidric trebuie să aibă maxim 10 % concentrație

Pentru acidizarea stratelor productive constituite din gresii și nisipuri necalcaroase, acidul clorhidric nu are nici un efect sau are un efect redus.

Tocmai de aceea se prevede utilizarea acidului fluorhidric, care va reacționa cu componenții petrografici după următoarele reacții chimice:



Ecuatiile de mai sus ne arată că reacția cu dioxid de siliciu duce la formarea fluorurii de siliciu care se va degaja în zăcământ (ca și gaz), precum și a fluorurii de calciu (care se va depune).

Reacțiile cu rocile formate din aluminiu silicați vor avea loc după reacția chimică:



Analizele efectuate pe eșantioanele din rocile analizate în cadrul acestei teze confirmă următoarele:

- Amestecul de HCl și HF atunci când pătrunde în roca productive, duce la creșterea reactivității acestora cu elementele argiloase, carbonații și cuarțul care constituie roca stratului și cu fluidele de foraj, cimenturile și sărurile existente în zona de contact și asigură mărirea canalelor de transfer de fluide petroliere,
- Solubilitatea argilelor într-un amestec în care HF se găsește într-o proporție de 3 % în volum, este de 2-3 ori mai mare decât solubilitatea acestora într-un fluid care conține acidul clorhidric în proporție de 15 %,
- Sub acțiunea amestecului HCl și HF, argilele se deshidratează rapid și acestea se pot îndepărta ușor,
- Nisipul cuarțos intră în reacție cu amestecul de acizi mai repede cu cât are un grad de disperse mai mare,

- Pentru un amestec de 12 % HF într-o soluție de HCl (cu concentrație de 10 %), fracțiunea de nisip cu granule de 0,250-0,176 mm se dizolvă în proporție de 33 %,
- Pentru un conținut de 24 % carbonați, solubilitatea gresiilor (cufundată într-o soluție conținând 10-15 % Hcl și 3 % HF) după 24 de ore a fost de 44 % față de 28,8 % pentru o soluție de HCl,
- Puterea de dizolvare a amestecului de acizi crește proportional cu conținutul de HF din soluție,
- La presiunea atmosferică, reacția dintre amestecul de acizi și rocă, are o reactivitate sporită în primele 2-4 ore și se finalizează după 14 ore,
- Creșterea temperaturii soluției de acizi de la 20 °C la 80 °C, duce în primele 2-4 ore, la o mărire a solubilității gresiilor cu 5-6 %.

Gazul natural este energia fosilă cea mai curată și mai economică.

De asemenea calitatea fizico-chimică a gazelor extrase din zăcămintele fosile fac ca acestea să fie foarte utile în prelucrarea industrială (chimică), jucând un rol din ce în ce mai important în economia națională și mondială.

Considerat ca un gaz de tranziție (energie de tranziție) se constată că secolul 21 va fi cel al gazelor naturale.

Majoritatea zăcămintelor de gaze naturale sunt caracterizate printr-o permeabilitate scăzută și tributare unei inundări cu apă (datorită necesității unei extracții rapide, datorată prețurilor competitive de pe piață).

Tocmai de aceea în multe cazuri factorul de recuperare este scăzut, iar pe baza creșterii cantităților de gaze de la an la an, este necesară descoperirea de noi zăcămintele, exploatarea celor existente la cote mai mari ale factorului de recuperare și mai ales exploatarea zăcămintelor de gaze stocate în roci cu permeabilități reduse (argile și sisturi bituminoase).

Prin urmare, metodele de recuperare îmbunătățită a gazelor joacă un rol vital în economia și societatea națională.

Recuperarea îmbunătățită a gazelor, se referă la abordările, tehnologiile sau procesele industriale, aplicate pentru a îmbunătăți factorul de recuperare a gazelor.

Prin recuperare primară a gazelor înțelegem utilizarea tehnicilor de extracție a acestora, bazate pe destinderea zăcămintelor (a presiunii acestora).

Prin recuperare secundară (sau îmbunătățită) înțelegem aplicarea tehnicilor de creștere a factorului final de recuperare prin injecția de substanțe chimice (polimeri), injecția de CO₂, injecția de apă, etc.

În ultima vreme au luat avânt tehnologiile de recuperare îmbunătățită (terțiară) a gazelor naturale, printre ele amintind:

- a. Forarea dirijată orizontală a sondelor de extracție (forarea unui puț vertical și de la o anumită adâncime forarea orizontală în mai multe direcții și de lungimi diferite, în scopul asigurării unui contact mai mare între formațiunea productive și puțul de extracție),

- b. Fracturarea hidrolică a straturilor cu permeabilitate scăzută. Acest proces constă în realizarea (sub presiune) de canale de comunicare (căi de curgere) a fluidelor petroliere, prin utilizarea unui fluid de fracturare (care este pompat în formațiunea geologică la o presiune care să faciliteze producerea de fisuri artificiale),
- c. Fracturarea hidrolică în mai multe etape (fracturarea multiplă) constă în fracturarea la început a celei mai îndepărtate formațiuni productive și apoi simularea stratului productiv pe toată lungimea acestuia. Fluidele de fracturare pot fi pe bază de apă și în amestec cu alcoli, agenți chimici, etc,
- d. Fracturarea pneumatică, constă în injecția unui jet de gaz (aer, azot sau amestecuri de gaze specifice) care să poată crea fisuri în rocile constituente ale bazinului gazeifer,
- e. Fracturarea datorată utilizării de explozivi, care asigură fracturarea rocilor prin utilizarea de propulsanți sau muniție explozivă. Acest sistem de crearea a fisurilor constă fie în pușcarea cu gloanțe a stratului productiv și deci și crearea de canale de comunicație, fie prin utilizarea de explozivi care să asigure detonarea și fisurarea rocilor colectoare. Este o metodă utilă (nu se mai utilizează apă și chimicale) dar cu un randament scăzut, fiind realizabilă doar pe distanțe reduse,
- f. Fracturarea electrică, se bazează pe efectul termic al curentului electric și deci deformarea și fisurarea rocilor,
- g. Fracturarea criogenică, este o metodă puțin utilizată, fiind realizate fisurările prin injectarea unui fluid cu temperatură scăzută și deci ca urmare a contactului cu roca, acesta va duce la contractarea suprafeței de contact și producerea de fisuri,
- h. Fisurarea cu dioxid de carbon lichefiat, este cea mai nouă metodă propusă spre utilizare, cu această tehnică, reușind și stocarea acestui gaz,
- i. Tăierea mecanică a rocilor printr-un cablu de tăiere flexibil. Această tehnică duce la creșterea rapidă a productivității prin utilizarea de cabluri care pot fi dirijate între două sonde productive,
- j. Utilizarea microorganismelor pentru îmbunătățirea metanogenezei.

Capitolul al III-lea analizează fracturarea hidrolică ca proces tehnologic de creștere a permeabilității stratului productiv.

Am modelat numeric acest proces, ecuațiile oferind date privind comportarea fluxului de fluide petroliere funcție de mărimea fisurilor:

- a. Fisurile cu deschiderile de ordinul 0,1-0,2 mm contribuie într-o mica măsură la creșterea afluxului de lichid în stratul productiv,
- b. La o rază a extinderii fisurii mai mare decât 25-30 m creșterea relativă a debitului devine din ce în ce mai scăzută,
- c. La o permeabilitate mai mare a debitului de țigă ce curge prin fisură, este mai mare decât debitul lichidului ce curge prin pereții laterali ai fisurii.

Pentru înțelegerea procesului de fisurare multijet am studiat literatura de specialitate, descriind istoria aplicării tehnologiei de fisurare hidraulică.

Primul experiment a fost efectuat în 1947, iar prima implementare industrială a fost realizată în 1949.

De atunci, fracturarea hidraulică a fost folosită pentru stimularea stratelor productive cu permeabilitate scăzută și pentru îmbunătățirea creșterii factorului final de recuperare din zăcămintele a țiteiului și a gazelor naturale.

Prima operație de fracturare a fost efectuată cu țitei brut gelificat, iar ulterior s-a folosit kerosen gelificat.

Până la sfârșitul anului 1952, multe tratamente de fracturare au fost efectuate cu țitei prelucrat (țitei din care s-au separat apa și gazele asociate) sau țitei brut.

Acest tip de fluid era ieftin și permitea volume mai mari de pompat pentru fracturare, la costuri mai mici.

În 1953 au început să fie utilizate ca fluid de fracturare și fluidele pe bază de apă, la care au fost adăugați o serie de aditivi de gelifiere, cum ar fi agenții tensioactivi (pentru a reduce formarea de emulsii).

Ulterior s-au utilizat aditivi de tipul aloolilor pentru stabilizarea argilei.

În prezent, agenții de fracturare sunt de obicei soluții apoase tratate cu acid, saramură și geluri de asigurare a structurii argilelor sau a creșterii ratei de fisurare.

După 1970 s-au utilizat soluții reticulare pe bază de carburi metalice pentru a crește vâscozitatea fluidelor de fracturare pe bază de apă (necesare la foraje adânci și cu temperaturi ridicate).

În 1970 s-a utilizat și nitroglicerina, dar rezultatele destul de modeste a dus la crearea unor sisteme de pușcare cu gloanțe în locul exploziei nitroglicerinei în strat.

Totodată în anul 1981 s-a început utilizarea unui fluid de fisurare bazat pe o combinație dintre azot și dioxid de carbon, crescând de peste 4 ori capacitatea straturilor de producere a gazelor naturale.

Ulterior, în 1992 a fost forat primul puț orizontal necesar extragerii gazelor de șist în bazinul Hammett.

Un gel polimeric a fost aplicat ca agent de îngroșare, iar fracturarea orizontală a dus la rezultate spectaculoase în recuperarea țiteiului și a gazelor, contribuind la dezvoltarea economică a exploatării resurselor de gaze de șist.

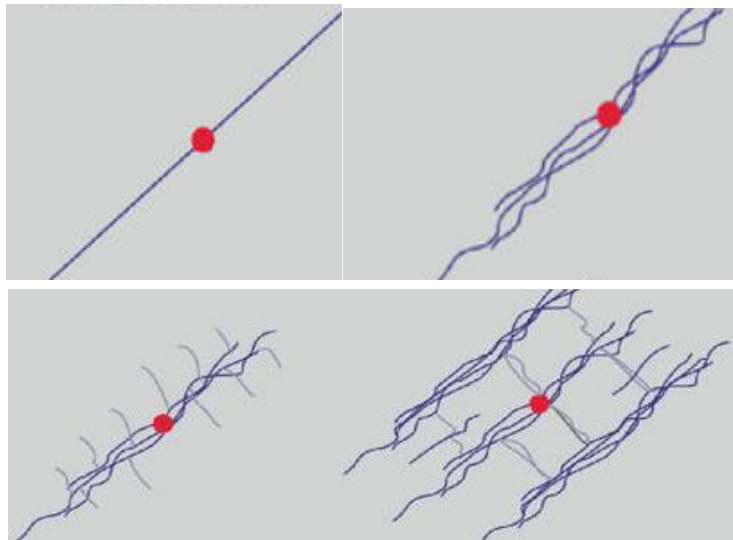
O dezvoltare majoră a proceselor de fracturare s-a datorat utilizării de apă în loc de gel (ca fluid de transport) tratată cu nisip (agent de susținere), fluid care a dus la scăderea cu peste 50 % a costurilor operaționale.

După anul 2000 s-a început cu fracturarea în mai multe etape, iar după 2005 s-a dezvoltat tehnologia de fracturare multiplă cu monitorizarea formării microfisurilor.

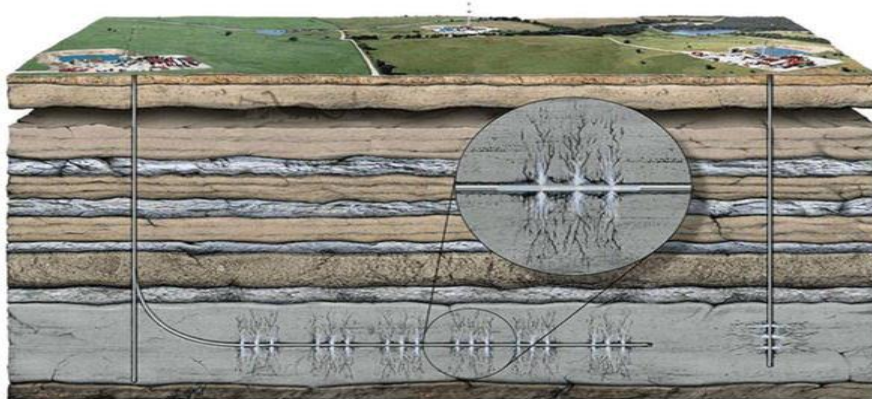
Pe fondul unei cereri tot mai mari de gaze naturale, creșterea producției de gaze extrase din zăcămintele carbonatate devine o activitate tot mai importantă, jucători mari de pe piața

serviciilor în fracturarea puțurilor orizontale, dezvoltând tehnologii care să asigure debite sporite de gaze naturale și la un preț scăzut.

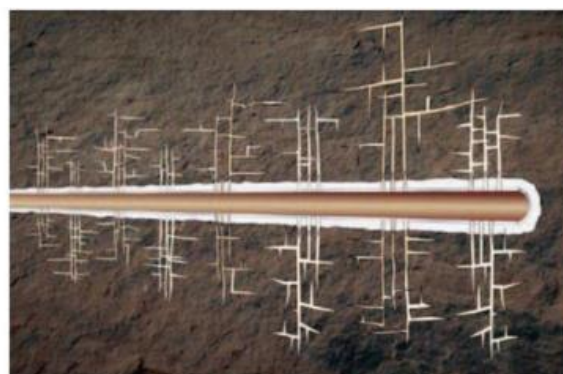
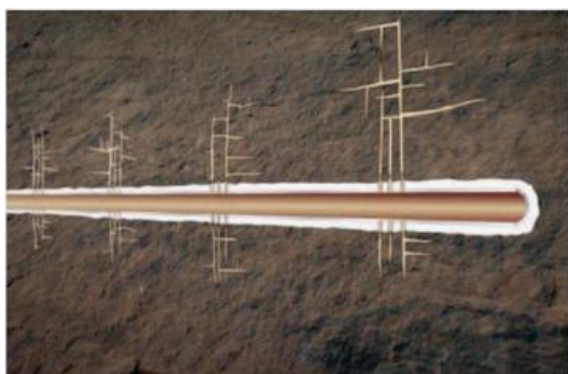
Utilizarea fracturării acide în cazul puțurilor orizontale duce la eliminarea zonei deteriorate din zona forajului orizontal, iar utilizarea fracturării multiple asigură fisurarea a mai multor zone de producție din orizonturi comune sau chiar diferite.



Tipuri de fracturi (simplă, complexă, complex cu fisuri deschise, multifisurare)



Fisurarea multiplă



Fisurarea multiplă

Fracturarea orizontală acidă în stratele adânci se confruntă cu dificultăți multiple, cum ar fi temperaturi ridicate ($>120\text{ }^{\circ}\text{C}$), presiune mare de rupere a rocilor ($>2,0\text{ MPa/m}$) și pierderi

mari ale presiunii datorită frecărilor dintre roci și fluide (datorită debitului mare a fluidului de fracturare).

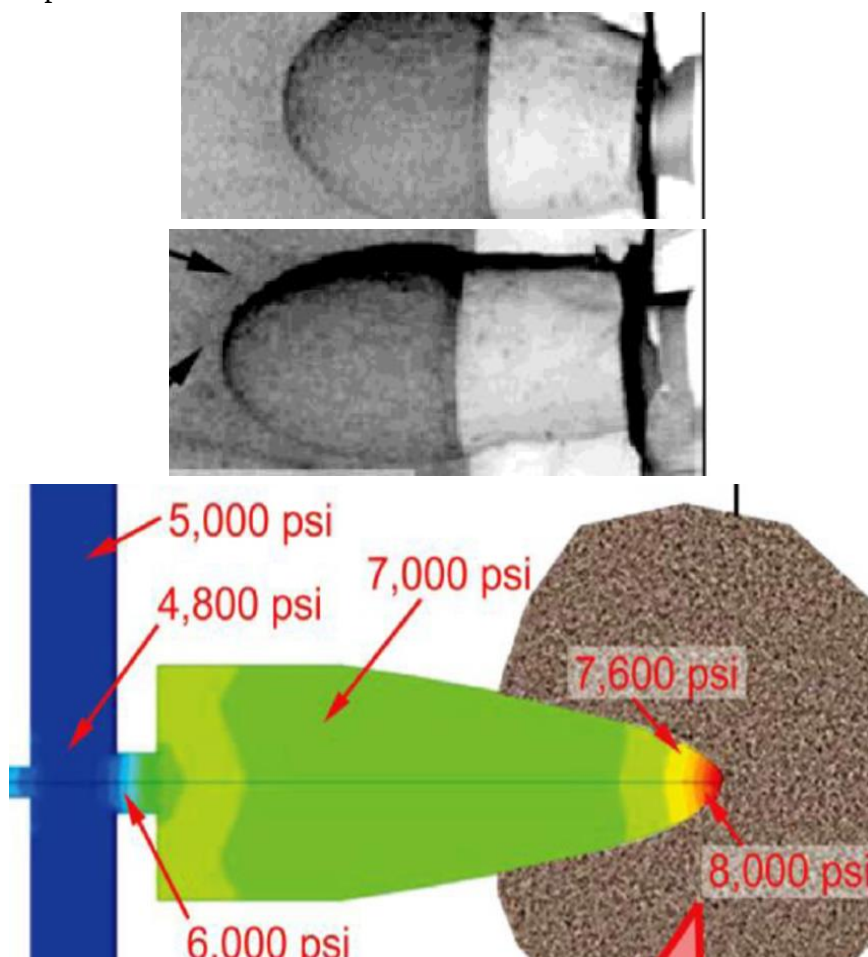
Tocmai de aceea s-a dezvoltat tehnica de fracturare cu jet hidraulic, ca fiind cea mai nouă tehnologie de stimulare.

Avantajele ale acestei tehnici sunt următoarele:

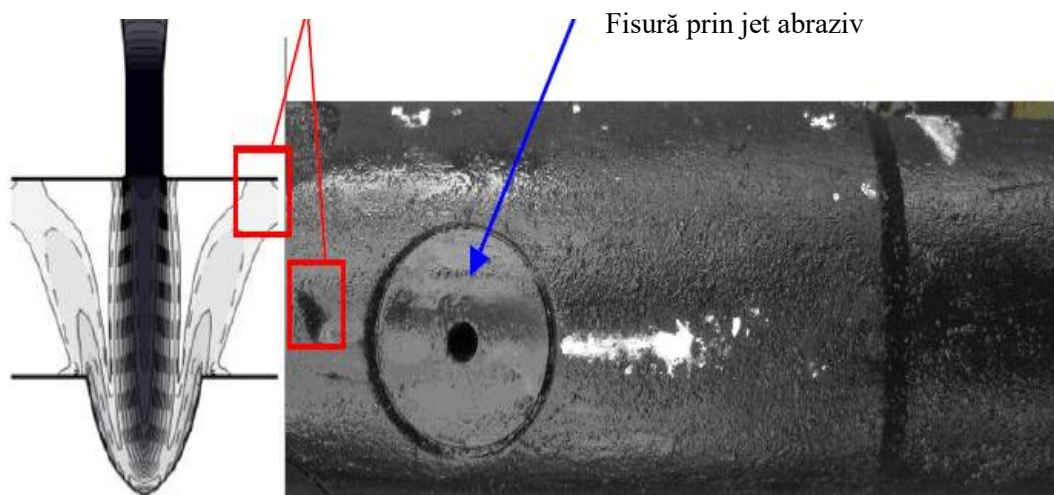
- a. se aplică la fracturare singulară sau multiplă a straturilor productive din puțurile orizontale,
- b. nu necesită operații mecanice scumpe,
- c. se poate câptuși (gelifica) stratele concomitant cu înaintarea instalației de fracturare,
- d. se reduc costurile de fisurare și gelificare prin combinarea acestora.

Principiul de funcționare constă în asigurarea unui jet (bazat pe Teoria lui Bernoulli) care are rolul de a crea un con în rocă (transformarea rocii atinse de jet în particule fine de nisip) care ulterior să fie spălate de apa care însoțește jetul.

Microfisurile care se formează în rocă sunt umplute cu apa tratată cu acid clorhidric, creându-se un proces de dizolvare.



Faza de început a fisurării rocii cu jet abraziv



Perforarea abrazivă cu ajutorul tuburilor flexibile (coiled tubing) este o tehnică care sa dovedit a fi o alternativă valoroasă la perforarea convențională a straturilor productive de gaze.

Tehnica utilizată are o rată foarte mare de succes, datorită realizării de tratamente de stimulare a productivității rocilor (și a creșterii permeabilității și conductivității stratului productiv) cu ajutorul fluidelor de fisurare și mai ales datorită reducerii semnificative a frecărilor și a sinuozității traseelor de fisurare (pierderile de presiune prin frecare la pompare prin perforații este foarte redusă, jetul fiind utilizat chiar la nivelul stratului productiv).

Eficiența acestei tehnici am verificat-o pe un zăcământ din Peninsula Arabă și cu un material abraziv solubil în acid.

Am ales această zonă de studiu deoarece multe sonde de gaze din peninsula exploatează zăcămintele carbonatate cu o permeabilitate scăzută și o presiune scăzută la curgerea fluidelor prin medii poroase.

Gradienții de fracturare într-o formațiune geologică din această zonă sunt de ordinul a 1,12 psi/ft (0,25 bar/m).

Noua tehnică propusă în această teză pleacă de la faptul că utilizarea acidului, în pompare simplă pentru fracturare și perforare, a dus la blocarea stratului (prin precipitarea carbonatului de calciu) și s-a căutat o nouă tehnică.

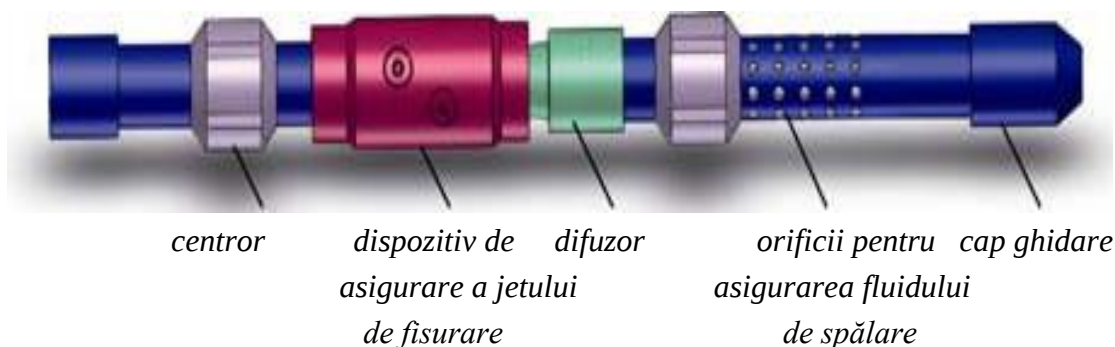
Pentru a elimina acest inconvenient am creat un material abraziv acid care să perforeze:

- a. roca carbonată,
- b. oțelul utilizat la tubingul de extracție,
- c. cimentul de izolare a straturilor productive (dopul de ciment).

În acest scop am creat un stand de testare necesar a se studia capacitatea de tăiere a fluidului abraziv acid, țeava având un diametrul de 6,625 inch.



Bancul de studiu pentru tăierea cu jetul abraziv



Dispozitivul de asigurare a jetului abraziv (Hydra-jet)

Experimentul a costat în pomparea materialului abraziv solubil în acid la diferite rate și concentrații de pompare printr-un jet hidraulic.

Testele au fost efectuate cu o pompă de fluid fiind utilizate mai multe lichide de tăiere (cu mai multe concentrații acide și cu mai multe densități ale materialului abraziv).

Scopul experimentelor a fost de a stabili parametrii optimi de funcționare (debit, presiune și timp) la care lichidul abraziv solubil în acid este capabil să perforeze carcasa metalică.

Înainte de începerea experimentelor s-au testat instalațiile la presiunea de operare pentru a se lucra în siguranță și s-au revizuit potențiale pericole de siguranță și planuri de urgență și au fost conturate procedurile de conformitate cu mediu.

După a patra încercarea la un debit maxim de 4,1 bpm ($0,651 \text{ m}^3/\text{min}$) și o presiune maximă de 4400 psi. (303,36 bar), carcasa a fost tăiată după 3,8 minute

În timpul acestui test, 400 de livre (181,43 kg) de pulbere abrazivă au fost amestecate în 10 butoaie de apă proaspătă ($1,599 \text{ m}^3$) și amestecate timp de trei minute pentru a oferi, un amestec de concentrație de 1,0 livră (0,45 kg) la 1000 de galoane ($3,78 \text{ m}^3$).

Parametrii operaționali (debitul și presiunea) la care jetul abraziv (soluția abrazivă) solubil în acid a tăiat carcasa de oțel au fost:

- Rata maxima de fluid 4,1 bpm,
- Presiunea 4.400 psi,

- Concentrația 1 ppg,

Jetul abraziv (soluția abrazivă) solubil în acid a tăiat conducta după 3,8 minute de pompare.

Urmare a efectuării testelor, soluția formată doar cu nisip a reușit să taie conducta și să pătrundă complet în ciment prin carcasă după 4 minute de pompare.

Între timp, materialul solubil în acid a avut nevoie de 2,8 minute pentru a pătrunde în ciment.

Pe teren s-a construit un inel de ciment (testul a fost în mijlocul deșertului din motive de siguranță)

Din nou s-a introdus aparatul multijet în inelul de ciment, fiind operat cu viteza jetului și cu presiunea din testele anterioare, pompând 4,1 barili pe minut la 4.400 psi dintr-o suspensie abrazivă solubilă în acid, cu o concentrație de 1 liră la 1000 de galoane.

Aceste teste au ajutat la o mai bună înțelegere a timpului de pompare necesar pentru a obține același efect de penetrare cu noul produs în comparație cu nisipul convențional.



Finalizarea operației de testare jet abraziv



Zona inelară de ciment fisurată după
Aplicarea soluției acide abrazive cu hidrojetul



Zona inelară de ciment fisurată după
Aplicarea soluției acide abrazive cu hidrojetul

Materialul abraziv solubil în acid l-am alcătuit din particule solubile care pot fi utilizate pentru tăiere, perforare, îndepărtarea depunerilor, străpungere temporară sau curățarea suprafețelor (la presiune redusă) .

Particulele acestei suspensii sunt, de asemenea, complet solubile în acid, permițând îndepărtarea materialelor reziduale prin dizolvare, mai degrabă decât prin curățare convențională.

Materialul abraziv solubil în acid poate fi utilizat într-un număr mare de fisurare multijet.

Exploatarea și dezvoltarea resurselor de petrol și gaze stocate în zăcămintele neconvenționale a continuat să fie cercetate, iar fracturarea în mai multe etape cu jeturi abrazive de apă a apărut ca una dintre primele trei metode principale de creștere a factorului final de recuperare.

Nu există o modelare perfectă a acestei tehnici.

Stimularea fracturării cu jet abraziv (cu fluid pe bază de apă) (AWJ), numită și fracturare cu jet hidraulic, a fost acceptată ca fiind o metodă eficientă pentru creșterea factorului final de recuperare din sondele orizontale [64].

Avantajele tehnice majore ale acestei tehnici include integrarea perforației și fracturării cu jet de apă abrazivă, capacitatea de izolare hidraulică și inițierea exactă a fracturării, etape realizate cu eficiență ridicată.

O unitate (sculă, unealtă) de jet hidraulic este una dintre cele mai recente instrumente de perforare abrazivă care utilizează orificii pentru crearea jetului, necesare pentru a concentra suspensia fluidă abrazivă într-un flux de curgere capabil să taie metal, ciment și rocă.

Uneltele hidra jet oferă o opțiune de a perfora abraziv în mai multe zone de extracție printr-o singură trecere și fără a fi nevoie de explozibili, permițând combinarea serviciilor suplimentare în intervenție, cum ar fi curățarea înainte și după sondă, acidulare, sau alte servicii. Procesul de fracturare cu jet hidraulic poate fi împărțit în două etape și anume:

- a. perforarea cu jet abraziv,
- b. fracturarea hidraulică.

Procesul de fracturare analizat în cadrul acestei teze de doctorat, s-a bazat în prima etapă pe perforarea tubingului și a inelului de ciment cu un fluid abraziv și solubil în acid, la o rată de 3,5 barili/minut (404 l/min).

După prima injectare s-au introdus 50 de butoaie de acid clorhidric (20 %) care au fost pompate în roca colectoare.

Totodată s-a completat fluidul abraziv (5200 litri) cu gel (agent de gelifiere) cu scopul obținerii unei penetrări mai profunde și pentru reducerea frecărilor dintre rocă și fluid.

S-au realizat 18 programe de fisurare, necesare creșterii debitului de gaze naturale prin utilizarea dispozitivului Hydro Jetting Anchor.

Tehnica de fracturare cu hidrojet devine o metodă de stimulare a stratelor productive din roci carbonatate și argile gazifere deoarece fluidul de fracturare poate fi dirijat în direcția dorită.

Tehnologia aplicată se bazează pe teorema lui Bernoulli care confirmă poziționarea jetului de fluid (de mare viteză) în zona de fracturare.

Energia cinetică se transformă în presiune statică și aceasta devine mai mare de tensiunea de rupere a rocii colectoare.

Când presiunea de stagnare depășește presiunea inițială de rupere, formațiunea va fi fisurată pe direcția jetului de fluid.

După inițierea fracturilor, fluidul va pătrunde în fracturi sub efectul hidrajetului, asigurând un contact între acid și particulele de rocă.

Ulterior gelul pătrunde în fisuri, acidul pătrunzând în mai multe microfisuri, din cauza forței de impact intense a abrazivilor.

Acidul reacționează rapid cu calcarul datorită suprafeței uriașe, acest proces de eroziune slăbind parțial rezistența rocii.

Etapile de lucru a fracturării multijet constă în:

- a. prespălare,
- b. perforare cu jet,
- c. acidizare fracturilor,
- d. declanșarea secvențială a fisurilor.

În etapa de prespălare lichidul cu gel trebuie pompat înainte de fracturarea cu jet de acid pentru a curăța suprafața rocilor de bucățile care s-ar putea desprinde.

În a doua etapă urmează perforarea cu jet acid, presiunea crescând brusc datorită pompării jetului acid în care sunt incluse și particule de nisip.

Parametrii de funcționare recomandați sunt următorii:

- viteza jetului 243 m/s,
- diametrul nisipului cuarțos 20-40 mesh,
- procentul de volum al nisipului cuarțos 6%-8%,
- timpul de perforare 12-15 min.

Pentru fracturarea se utilizează un jet acid cu jel.

Etapa a III-a este dedicată acidizării fracturilor, gelul acid și aditivul chimic fiind injectate în microfisuri.

Fluidul are costuri reduse, asigurând trei funcții:

- menține presiune necesară pentru a propaga fracturile,
- asigură curgerea fluidului în fracturi,
- oferă baza de acidizare.

Conductivitatea datorită fracturării multijet poate fi determinată prin măsurarea acestora și de obicei este dată de relații empirice.

Una din această relație este următoarea:

$$w k_f = C_1 e^{-C_2 p_c}$$

Unde:

- w este lățimea fracturii, mm,
- k_f reprezintă permeabilitatea stratului după fisurare,
- p_c este presiunea de fracturare, psi.

Pentru constantele C_1 și C_2 s-au determinat ecuațiile următoare:

$$C_1 = 1,47 \cdot 10^7 w_i^{2,47}$$

$$C_2 = (13,9 - 1,3 \ln S_{rocă}) \cdot 10^{-3} \text{ pentru } S_{rocă} < 20.000 \text{ psi}$$

$$C_2 = (3,8 - 0,28 \ln S_{rocă}) \cdot 10^{-3} \text{ pentru } S_{rocă} > 20.000 \text{ psi}$$

Unde:

- w_i este cantitatea de rocă dizolvată ca urmare a acțiunii acidului clorhidric, kg,
- $S_{rocă}$ reprezintă coezivitatea rocii (efortul necesar pentru a fi fisurată sau presiunea de fisurare), psi.

În urma măsurării debitelor după realizarea fisurării multijet am putut determina ecuații de variație a creșterii de debit funcție de deschiderea fisurii, mm și de permeabilitatea stratului obținută după fisurare.

Ca și concluzii finale putem afirma că:

- Pentru fisurările mai mari de 1 mm ecuațiile logaritmice de variație a creșterii de debit funcție de permeabilitatea stratului după fisurare, au o eroare mai mare și deci debitele în realitate sunt mai mari cu peste 10 % față de relațiile de calcul,
- Ecuațiile polinomiale care descriu mărimea fisurii față de creșterea de debit au erori foarte reduse (ecuații polinomiale de ordinul 6),
- Observăm că ecuațiile logaritmice obținute de noi sunt mai apropiate de realitate,
- Fisurarea straturilor trebuie aplicată la straturi cu grosimi de maximum 25 m și permeabilitate scăzută (sub 150 mD),
- Presiunea de fisurare scade în mod simțitor în cazul în care sunt prezente în straturile productive planuri de stratificație,
- Presiunea de fisurare este direct proporțională cu rezistența la întindere și compresiune,

- g. Presiunea de fisurare scade cu creșterea porozității deoarece se mărește aria de curgere a fluidului de fisurare,
- h. Presiunea de fisurare scade cu creșterea zonei de fisurare.

Direcții de cercetare în viitor

- a. Dezvoltarea de noi soluții abrazive pentru realizarea de fisurări multijet cu permeabilitate sporită și în timp scurt,
- b. Dezvoltarea de modele numerice bazate pe inteligență artificială, privind comportarea rocilor în contact cu fluidele de fisurare,
- c. Creșterea securității personalului și a instalațiilor în timpul efectuării fisurărilor hidraulice,
- d. Asigurarea unui control sporit în timpul fisurării hidraulice și eliminarea poluărilor stratelor de apă sau a altor straturi cu fluide petroliere care nu sunt exploatate în momentul realizării fisurării hidraulice.

BIBLIOGRAFIE

1. Pozo, Al. O., Zeinab A., Chiş T., Brezeanu Cl. M., *A case study to using acid soluble abrasive materials for hydra jetting gas well*, Revista Minelor – Mining Revue ISSN-L 1220-2053 / ISSN 2247-8590, (2023), vol. 29, issue 4 / 2023, pp. 80-86, DOI: 10.2478/minrv-2023-0032,
2. Oroveanu, T., *Scurgerea fluidelor prin medii poroase neomogene*, Editura Academiei Române (1963),
3. Whitson, C.H., Torp, S.B., *Evaluating Constant-Volume Depletion Data*; Journal of Petroleum Technology (1983) pp. 610-620,
4. Ahmed, T., *Hydrocarbon phase behavior, contributions in petroleum geology and engineering*; Vol. 7; 1989; GPP,
5. Goran, N., Ionescu, G.F., *Cresterea Recupierarii petrolului*; Editura Universitatii din Ploiesti; Romania 2003; ISBN 973-7965-20-5,
6. Dinu, F., *Contribuţii la perfecţionarea proceselor tehnologice de exploatare a zăcămintelor de gaze cu condensat*, Teză de Doctorat, Universitatea Petrol-Gaze din Ploieşti, 1998,
7. Dinu, F., *Extracţia Gazelor Naturale*, Editura Universităţii din Ploieşti, Romania 2000,
8. Dinu, F., *Extracţia şi Prelucrarea Gazelor Naturale*, Editura Universităţii Petrol-Gaze din Ploieşti, ISBN 978-973-719-517-3; Romania 2013,
9. Dinu, F., *Bazele Simulării Numerice în Extracţia Petrolului*, Editura Universităţii Petrol-Gaze din Ploieşti, ISBN 978-973-719-519-3, Romania 2013,
10. Ahmed, T., *Equation of state and PVT Analysis, applications for improved reservoir Modeling*; 2007; GPP,
11. Zeinab A., Chis T., , Pozo Al. O., *A Short Review about Predicting the Dew Point Pressure for Gas Condensate Reservoirs by Empirical Correlations*, International Journal of Engineering Research and Reviews ISSN 2348-697X (Online), 2023, Vol. 11, Issue 3, pp: (31-40), Month: July - September 2023, Available at: www.researchpublish.com, <https://www.researchpublish.com/papers/a-short-review-about-predicting-the-dew-point-pressure-for-gas-condensate-reservoirs-by-empirical-correlations>,
12. Bennion, D.B., Thomas, F.B., Schulmeister, B., *Retrograde Condensate Dropout Phenomena in Rich Gas Reservoirs-Impact on Recoverable reserves, Permeability, diagnosis and simulation techniques*; Journal of Canadian petroleum technology; 12-14 June 2001; Vol 40, No 12; Calgary,
13. Humoud, A.A & Al-Marhound, M.A., *A new Correlation for gas-condensate Dewpoint pressure prediction*; SPE 68230; 17-20 March 2001; Bahrain,
14. Fan, L., Harris, B.W., et al., *Understanding gas condensate reservoirs*; Chevron Oil Field Review; 2005,

15. Al-Dhamen, M. & Al-Marhoun, M., *New correlations for dew-point pressure for gas condensate*; SPE 155410; 14-16 March 2011; Dhahran,
16. Rojas, G., *Ingenieria de Yacimientos de Gas Condensado*; Ediciones del Departamento del Petroleo de la Universidad de Oriente; Venezuela 2003,
17. Shokir, El-M.: *Dewpoint Pressure Model For Gas Condensate Reservoirs Based on Genetic Programing*; SPE 114454; 16-19 June 2008; Alberta,
18. Kamari, A., Sattari, M., Mohammadi, A.H., Ramjugernath, D., *Rapid method for the estimation of dew point pressures in gas condensate reservoirs*; Journal of the Taiwan Institute of Chemical Engineers, 28 November 2015; Vol. 60; pag. 258-266. Taiwan,
19. Lee, J. & Wattenbarger, R.A., *Gas Reservoir Engineering*; SPE Textbook Series Volume 5; USA 1996; ISBN 1-55563-073-1,
20. Hussam, M. Shokir, E. & Sayyoub, M.H.: *Prediction of the PVT data using Neural Network Computing Theory*; SPE 85650; 4-6 august 2003; Abuja,
21. McCain, W.D.: *The properties of petroleum fluids*; PennWell Publishing Company; USA 1990; ISBN 0-87814-335-1,
22. Nnadozie, O.: *A new Analytical Method for predicting dew point pressure for gas condensate reservoirs*; SPE 162985; 6-8 august 2012; Abuja,
23. Najafi, A., et al.: *GA-RBF model for prediction of dew point pressure in gas condensate reservoirs*; journal of molecular liquids; 24 August 2016; Vol. 223; pag. 979-986,
24. Adetiloye B.: *Determination of the Dew-Point Pressure (Dpp) for a gas Condensate Fluid by genetic Algorithm (Ga)*; SPE 167620-STU; 30 September/02 October 2013; New Orleans,
25. Changjun, L., Yang, P., Jingya, D., Lei, C.: *Prediction of the dew point pressure for gas condensate using a modified Peng-Robinson equation of state and Four-coefficient molar distribution function*; Journal of Natural Gas Science and Engineering; 21 September 2015; Vol 27; pag. 967-978,
26. Organick, E.I. & Golding, B.H.: *Prediction of saturation pressures for condensate-gas and volatile-oil mixtures*; SPE 140-G; 3-5 October 1952; Los Angeles,
27. Potsch, K.T. & Braeuer, L.: *A novel graphical Method for determining Dewpoint pressure of gas Condensates*; SPE 36919; 22-24 October 1996: Milan,
28. Shokrollahi, A. & Arabloo, M.: *Evolving an accurate model based on machine learning approach for prediction of dew-point pressure in gas condensate reservoirs*; chemical engineering research and design; 13-august-2013; Vol. 92; pag. 891-902; Iran,
29. Goran, N., Ionescu, G.F.: *Cresterea Recuperarii petrolului*; Editura Universitatii din Ploiesti; Romania 2003; ISBN 973-7965-20-5,
30. Ahmed, T.: *Reservoir Engineering Handbook*; Gulf Professional Publishing; ISBN 0-88415-770-9; USA 2000,
31. Beggs, H. D.: *Gas Production Operations*; OGCI Publications; ISBN 0-930972-06-6; USA, 1984,
32. *Underground gas storage performance*; Energy Reports Vol.5 (2019); pp. 431-435,

33. Craft, B. C. & Hawkins, M.: *Applied Petroleum Reservoir Engineering*; Prentice Hall Publications; ISBN 0-13-039884-5; USA 1991,
34. Dake, L.P.: *Fundamentals of Reservoir Engineering*, Elsevier; ISBN 0-444-41830-X, Netherlands 1978,
35. Cretu, I., Ionescu, M. & Stoicescu, M.: *Hidraulica Zacamintelor de Hidrocarburi, aplicatii numerice in recuperarea primara*; Editura Tehnica Bucuresti; ISBN 973-31-0490-6; Romania 1993,
36. Cretu, I., Ionescu, M. & Grigoras, I.D.: *Hidraulica Zacamintelor de Hidrocarburi, aplicatii numerice in recuperarea secundara sau tertiara a petrolului*; Editura Tehnica Bucuresti; ISBN 973-31-0788-3; Romania 1996,
37. Marcu, M.: *Extractia Petrolului: Aplicatii Numerice in Eruptia Naturala si Eruptia Artificiala*; Editura Universitatii din Ploiesti, ISBN 973-719-030-0; Romania 2005,
38. Marcu, M & Marcu, I.G.: *Cercetarea Sondelor*; Editura Universitatii din Ploiesti, ISBN 978-973-719-651-4; Romania 2016,
39. Al-Anazi, H.A., Solares, J.R., Al-Faifi, M.G.: *The Impact of Condensate Blockage and Completion Fluids on Gas Productivity in Gas Condensate Reservoirs*; SPE No. 93210; 05 – 07 April; Indonesia 2005,
40. Nistor, I.: *Proiectarea exploatarei zacamintelor de hidrocarburi fluide*; Editura Tehnica Bucuresti; ISBN 973-31-1249-6; Romania, 1998,
41. Parcalabescu, D.I.: *Proiectarea exploatarei zacamintelor de hidrocarburi fluide*; Editura didactica si pedagogica , Bucuresti; Romania, 1983,
42. Puscoiu, N.: *Extractia gazelor naturale aplicatii de calcul*; Editura tehnica Romania 1989; ISBN 973-31-0064-1,
43. Perry, R.H.: *Chemical Engineers' Handbook*, 7th ed. McGraw Hill; USA 1997,
44. Fetkovich, M.J.: *The isochronal Testing of oil wells*; SPE Paper No. 4529; 30 September; Dallas, Tex., 1973,
45. Muhammad, H., et al.: *Enhanced Gas recovery (EGR) methods and production Enhancement Techniques for Shale and tight gas reservoirs*; 24-27 April; Saudi Arabia 2017;
46. Guo, J., Xiao, Y., & Zhu, H.: *A New Method for Fracturing Wells Reservoir Evaluation in Fractured Gas Reservoir*; Mathematical Problems in Engineering; Vol.2014; pp. 12,
47. Al-Ameri, A., & Gamadi, T.: *Optimization of acid fracturing for a tight carbonate reservoir*; Journal of Petroleum; Vol.6 (2020); pp. 70-79,
48. Al-Buali, M., et al.: *Optimizing Stimulation Design Using Hydrajet Fracturing Process with Coiled Tubing in Saudi Arabia Gas Well*; SPE No. 183690-MS; 6-9 March; Bahrain 2017,,
49. Bahadori A.: *Fluid phase behavior for conventional and unconventional oil and gas reservoirs*; 2017; GPP
50. Genshen L., et al.: *Multistage hydraulic jet acid fracturing technique for horizontal wells*; Vol.39 (2012); pp.107-112,

51. Kamel, A.H.: *Radial jet Drilling_A technical review*; SPE No. 183740-MS; 6-9 March; Bahraion 2017,
52. Gandossi L, Von Estorff U. An overview of hydraulic fracturing and other formation stimulation technologies for shale gas production—Update 2015; EUR 26347. 2015. DOI: 10.2790/379646,
53. Wang Q. Influence of reservoir geological characteristics on fracturing fluid flowback [Master's thesis]. Calgary, AB: University of Calgary; 2017. DOI: 10.11575/PRISM/26519. (Unpublished),
54. Jaripatke O, Grieser B, Chong KK. A Completions Road Map to Shale Play Development—Review of Successful Approach Towards Shale Play Stimulation in The Last Two Decades. SPE130369. United States of America: Society of Petroleum Engineers (SPE); 2010,
55. Blanton TL. An experimental study of interaction between hydraulically induced and pre-existing fractures. In: Proceedings of the SPE Unconventional Gas Recovery Symposium. Pennsylvania, USA; 1982,
56. Ma C, Huang L, et al. Gas fracturing technique for shale and its effect evaluation. Tuha Oil Gas. 2011;16(3):243-246,
57. Allison D, Parker M. Re-fracturing extends lives of unconventional reservoirs. In: The American Oil and Gas Reporter. Tech Trends. Derby, KS, United States America: The Better Business Publication; 2014,
58. Ping, G. et al.: *Technologies and countermeasures for gas recovery enhancement, Natural gas industry*; Vol. B1 (2014); pp. 96-102,
59. Zeinab A., Pozo A.O., Claudia Maria Brezeanu M.C., Chis T. (2023) *Novel acid soluble abrasive material for abrasive jet perforation through coiled tubing and ts-tool for carbonate gas well – Yard test*, Romanian Journal of Petroleum & Gas Technology VOL. IV (LXXV) • No. 2/2023, pp. 97-108, DOI: 10.51865/JPGT.2023.02.10, http://jpgt.upg-ploiesti.ro/wp-content/uploads/2023/09/10_RJPGT_2023-timur-chis-4-final.pdf,
60. Zeinab A., Pozo Al. O., Chis T., ,Gutiérrez J. U., (2023), Hydraulic Coiled Tubing Tractor Technology Extends the Accessibility of Coiled Tubing in Horizontal Wells, allowing better well intervention – Case study, Engineering and Technology Journal, <http://www.everant.org/index.php/etj/issue/view/169>,
61. Witherspoon P., and others, *Validity of cubic law for fluid flow in a deformable rock fracture*, Lawrence Berkeley National Laboratory. LBNL Paper LBL-9557, 1979,
62. Buenrostro, A., et al.: *Novel Abrasive Perforating with Acid Soluble Material and Subsequent Coil Tubing Jetting Assisted Stimulation Provides Outstanding Results in Carbonate Gas Well*; IPTC-18880-MS; 14-16 November; Thailand 2016,
63. Campbell A., & Brunskill, D.: *Advances in coiled tubing jetting Technology*; SPE No. 60721; 5-6 April; USA 2000,

64. Chacon, A., Jimenez, J.C., Noguera, J.: *Novel Abrasive Perforating with Acid Soluble Material and Subsequent Hydrajet Assisted Stimulation Provides Outstanding Results in Carbonate Gas Well*; SPE No. 179083-MS; 22-23 March; USA 2016,
65. Huang, Z., et al.: *Abrasive Water Jet Perforation and Multi-Stage Fracturing*; Gulf Professional Publishing; China 2018,
66. Kothari, N., et al.: *Application of sand jet perforations for multizone fracturing in CBM wells, India*; SPE No. 163913; 26-27 March; USA 2013,
67. Lewis, B.J.: *An evaluation of coiled tubing fracturing compared to traditional completion techniques in horizontal wells*; SPE No.176994-MS; 9-11 November; Australia 2015,
68. Paris de Ferrer, M.: *Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos*; Ediciones Astro Data S.A; ISBN 978-980-12-3048-9; Venezuela 2009,
69. Seteyeobot, I., et. al.: *Modelling the effect of composition change during condensate dropout in a horizontal gas well*; International journal of applied Research; Vol.12, No. 2 (2017) pp. 179-189,
70. Rojas, G.: *Ingeniería de Yacimientos de Gas Condensado*; Ediciones del Departamento del Petróleo de la Universidad de Oriente; Venezuela 2003;
71. Fan, L., Harris, B.W., et al.: *Understanding gas condensate reservoirs; Chevron Oil Field Review*; 2005
72. Guehria, F.M.: *Inflow performance relationships for gas condensates*; SPE 6315; 01 – 04 October; USA 2000
73. Ho, C., and Webb, S.: *Gas Transport in Porous Media*; Springer; ISBN-13978-1-4020-3962-1; The Netherlands 2006;
74. Hussam, M. Shokir, E. & Sayyoun, M.H.: *Prediction of the PVT data using Neural Network Computing Theory*; SPE No. 85650; 4-6 august; Abuja 2003;
75. Jamiolahmady, M., Danesh, A., & Sohrabi, M.: *Gas Condensate Flow in perforated regions*; SPE No. 94072; 13-16 June; Spain 2005,
76. Sheng, L., Tian, S., Huang, Z.: *New technique_Hydra jet Fracturing for effectiveness of Multi zone acid fracturing on an ultra deep horizontal well and case study*; SPE No. 156398; 9-11 July; China 2012,
77. Zeinab, A., Dzaiy, S.K.H, Chis, T, Prodea, L., The effect of acid to natural gas storage rocks, Bulletin of Romanian Chemical Engineering Society, ISSN 2360-4697, 2, 2024, 68-81,
78. Zeinab, A., Sulaiman Khasro Hamza Dzaiy, S.K.H., Chiş, T., Prodea, L., The effect of acid to natural gas storage rocks, SICHEM 2024, Bucharest, 11-12.04.2024, ISSN 2537-2254, 78-79.