



AZERBAIJAN
ENGINEERS
UNION

THE VOICE OF AZERBAIJAN ENGINEERS

Azərbaycan Mühəndislərinin Səsi

Volume 7 Issue 01 30-06 2025



"THE VOICE OF AZERBAIJAN ENGINEERS"

"The Voice Of Azerbaijan Engineers" mühəndislik Jurnalı Azərbaycan Mühəndislər Birliyi üzvləri tərəfindən hazırlanmış mühəndislik və texniki elmlərinin ən aktual nəzəri və praktik problemlərinə həsr olunmuşdur.

"The Voice Of Azerbaijan Engineers" mühəndislik jurnalının əsas məqsədi daim yeniliklər və araşdırma tələb edən texniki ixtisaslar barədə insanları maarifləndirilmək və ölkədə elmə olan marağın artmasına tövhə verməkdir.

Jurnalın məqsədləri:

- Mühəndislik sahəsində müasir elmi araşdırmaların təbliği;
- Yüksək axtarış indeksinə malik olan mühəndislik sahəsində elmi məqalə / tezislərin dərc edilməsi;

Jurnalın əhatə etdiyi mühəndislik sahələri:

- Neft-Qaz mühəndisliyi;
- Kimya və Kimya mühəndisliyi;
- Proseslərin Avtomatlaşdırılması mühəndisliyi və Robototexnika;
- Mexanika mühəndisliyi;
- Ekologiya mühəndisliyi;
- Energetika mühəndisliyi;
- İnformasiya Texnologiyaları və Sistemləri mühəndisliyi;
- Qida mühəndisliyi;

Jurnal mühəndislik və elmlə maraqlanan geniş oxucu kütləsinə yönəlib. xüsusilə müəllimlər, tədqiqatçılar, gənc alimlər, praktik mühəndislər, aspirantlar və tələbələr üçün faydalıdır.

Jurnalın əsas dili azərbaycan dilidir, lakin ayrı-ayrı məqalələr müəlliflərin dilində (ingilis, rus, türk və s.) yerləşdirilə bilər.

Baş redaktor:

Qədirli Murad

Redaktorlar kollegiyası:

Mirismayıl Ağayev

Fəzilə Məhəmmədəliyeva

İlkin Əliyev

Rəhimə Kərimova

Əlaqə

Elmi məqalələrin jurnalda yayımlanması və əməkdaşlıq barədə, zəhmət olmasa, elektron poçt göndərin: journal@azmiib.az

TABLE OF CONTENTS

Hüseyn Əliyev

Dəniz Hidrotexniki Qurğuların Tikintisində Sualtı Qaynaq İşləri.....02-11

Fərid İmaməliyev

Dəniz Qazkondensat Yataqlarının Neftvermə Əmsalının Proqnoz Modelinin Təyini Məqsədlə Üsulların İşlənməsi.....12-19

Ülvi Məmmədli, Günel Məmmədova

Azərbaycanın Dəniz Neft-qaz Yataqlarında Suvurma Prosesinin Səmərəliliyinin Təhlili.....20-34

Məmmədov İlhan

Dərinlikdə Olan Ağır Neft Rezervuarına Termal-QAZ Metodunun Tətbiqinin Öyrənilməsi.....35-45

İsayeva Süreyya

Keçiriciliyi Az Olan Rezervuarlarda Suvurmanın Tətbiqinin Reaksiya müddəti.....46-56

Underwater Welding in the Construction of Offshore Hydrotechnical Facilities

Huseyn Aliyev

Azerbaijan Technical University,
Department of "Mechatronics,"
Master's Student.

Abstract

Offshore structures are complex structural systems. The fabrication, maintenance and repair of these structures utilize traditional and advanced welding technology. Offshore structures are used for specific operational purposes such as oil and gas exploration, drilling, processing and storage. The environments in which these structures operate vary from shallow to deep water with temperatures ranging from very cold to temperate to tropical. In addition, these structures are subject to corrosion, operational stresses and natural forces, including extreme wave action, winds, tides, storms and seismic events. Offshore structures are large and complex structural systems, generally constructed using steel tubular elements, plates, pipes and profiles interconnected by welded joints. These structures include jacket platforms, jack-up rigs, semi-submersible rigs and floating production, storage and offloading units.

Subsea technologies play a special role in the repair and maintenance of modern offshore structures, pipelines, ships and floating objects. The large number of underwater structures used in oil and gas production, as well as the increasing intensity of maritime transport, constitute the technological cornerstone of economic development and strategic issues. On the other hand, almost every day we witness various cases of environmental pollution as a result of improper use or inadequate maintenance of these facilities. Maintenance or final repair of structures below the waterline requires the application of complex technologies such as underwater welding in wet or dry environments.

Underwater welding is a unique process that combines several seemingly contradictory phenomena, such as water or gas under high hydrostatic pressure, electricity and an electric arc as a heat source, and metallurgical transformations during the solidification of the weld metal, all compressed in a small space and in a short time. The interaction of the mentioned physical phenomena under normal conditions poses not only a great risk to the quality of the weld, but also a danger to the welder's life. Thus, the question arises, how to weld underwater and achieve a good and strong welded joint that can perform all tasks in a harsh environment? Due to the high safety risks, great importance and responsibility in carrying out these activities falls on highly trained and educated human resources, including surface divers and organizers. Specially designed equipment is needed for the successful implementation of practical tasks. Research into the improvement and application of underwater welding and non-destructive testing techniques in global aspects has been very intensive in the last decade. This chapter describes the main issues related to underwater wet and dry welding, providing basic knowledge and understanding of complex technologies that are often misunderstood. Technological variations, consumables and weldability issues are presented through an analysis of the main physical and chemical processes. In addition, a brief overview of underwater non-destructive testing techniques is given to help understand how difficult and important it is to assess the quality of welds in underwater structures.

Keywords: welding techniques, underwater welding methods, marine engineering, offshore welding.

Dəniz Hidrotexniki Qurğuların Tikintisində Sualtı Qaynaq İşləri

Hüseyn Əliyev

Azərbaycan Texniki Universiteti,

“Mexatronika” kafedrası,

Magistrant.

Xülasə

Dəniz qurğuları mürəkkəb struktur sistemləridir. Bu strukturların istehsalı, saxlanması və təmiri ənənəvi və qabaqcıl qaynaq texnologiyasından istifadə edir. Dəniz strukturları neft və qazın kəşfiyyatı, qazılması, emalı və saxlanması kimi xüsusi əməliyyat məqsədləri üçün istifadə olunur. Bu strukturların işlədiyi mühit, çox soyuqdan mülayimdən tropikə qədər dəyişən temperaturlarla dayazdan dərin suya qədər dəyişir. Bundan əlavə, bu strukturlar korroziyaya, istismar gərginliyinə və təbiət qüvvələrinə məruz qalır, bunlara həddindən artıq dalğa hərəkətləri, küləklər, gelgitlər, tufanlar və seysmik hadisələr daxildir. Dəniz strukturları, ümumiyyətlə, qaynaqlı birləşmələr vasitəsilə bir-birinə bağlanmış polad boru elementləri, lövhələr, borular və profillərdən istifadə edərək hazırlanmış böyük və mürəkkəb struktur sistemləridir. Bu strukturlara gödəkçə platformaları, domkrat qurğuları, yarılma qurğuları və üzən istehsal, saxlama və boşaltma qurğuları daxildir.

Müasir dəniz qurğularının, boru kəmərlərinin, gəmilərin və üzən obyektlərin təmiri və istismarında sualtı texnologiyalar xüsusi yer tutur. Neft və qaz hasilatında istifadə olunan çoxlu sayda sualtı tikililər, eləcə də dəniz nəqliyyatının artan intensivliyi iqtisadi inkişafın və strateji məsələlərin texnoloji təməl daşını təşkil edir. Digər tərəfdən, demək olar ki, hər gün bu qurğuların düzgün istifadə edilməməsi və ya lazımı səviyyədə saxlanmaması nəticəsində ətraf mühitin müxtəlif çirklənməsi hallarının şahidi oluruq. Su xəttinin altındakı strukturların saxlanması və ya son təmiri nəm və ya quru mühitdə sualtı qaynaq kimi mürəkkəb texnologiyaların tətbiqini tələb edir.

Sualtı qaynaq, ilk baxışdan yüksək hidrostatik təzyiqdə su və ya qaz kimi bir-birinə zidd olan bir neçə fenomeni, istilik mənbəyi kimi elektrik və elektrik qövsünü və qaynaq metalının bərkiməsi zamanı metallurgik çevrilmələri birləşdirən, kiçik bir məkanda və qısa müddətdə sıxılan hər şeyi birləşdirən unikal prosesdir. Normal şəraitdə qeyd olunan fiziki hadisələrin qarşılıqlı təsiri qaynaq keyfiyyəti üçün nəinki böyük risk, həm də qaynaqçının həyatı üçün təhlükə yaradır. Beləliklə, sual yaranır, su altında qaynaq etmək və sərt mühitdə bütün vəzifələri yerinə yetirə bilən yaxşı və möhkəm qaynaq birləşməsinə necə nail olmaq olar? Yüksək təhlükəsizlik risklərinə görə, bu fəaliyyətlərin həyata keçirilməsində böyük əhəmiyyət və məsuliyyət yüksək təlim keçmiş və savadlı insan resurslarının, o cümlədən yerüstü dalğıcıların və təşkilatçıların üzərinə düşür. Praktik tapşırıqların uğurla yerinə yetirilməsi üçün xüsusi hazırlanmış avadanlıq lazımdır. Qlobal aspektlərdə sualtı qaynaq və qeyri-dağıcı sınaq texnikalarının təkmilləşdirilməsi və tətbiqi üçün araşdırmalar son onillikdə çox intensiv olmuşdur. Bu fəsildə sualtı yaş və quru qaynaqla bağlı əsas məsələlər, çox vaxt səhv başa düşülən, mürəkkəb texnologiyalar haqqında əsas bilik və anlayış verilməklə təsvir edilmişdir. Texnoloji varyasyonlar, istehlak materialları və qaynaq qabiliyyəti problemləri əsas fiziki və kimyəvi proseslərin təhlili vasitəsilə təqdim olunur. Bundan əlavə, sualtı strukturlarda qaynaq tikişlərinin keyfiyyətinin qiymətləndirilməsinin nə qədər çətin və vacib olduğunu başa düşməyə kömək etmək üçün sualtı qeyri-dağıcı sınaq texnikalarının qısa əhatə dairəsi verilmişdir.

Açar sözlər: qaynaq texnikası, sualtı qaynaq üsulları, dəniz mühəndisliyi, dənizdə qaynaq.

Giriş

Sualtı qaynaqların aparılması konsepsiyası müəyyən bir dərinlikdə, quru və ya nəm mühitdə suyun səthinin altında həyata keçirilən qaynaqları əhatə edir. Yaş sualtı qaynaq, qaynaq prosesinin ətrafdakı suyun iş yeri, qaynaq hovuzu, elektrik qövsü, doldurucu material və qaynaqçı ilə təmasının qarşısını almaq üçün heç bir izolyasiya maneəsi olmadan birbaşa suda aparılmasını nəzərdə tutur. Aydındır ki, belə şəraitdə faktiki qaynaq prosesinə əhəmiyyətli dərəcədə mane olan və həmçinin qaynaqlı birləşmələrin keyfiyyətinə təsir edən bir sıra parametrlər var. Quru sualtı qaynaq zamanı ətrafdakı suyun elektrik qövsü və qaynaq hovuzu ilə birbaşa təması yoxdur, çünki o, suyun dərinliyindən və cəlb olunan obyektin formasından və növündən asılı olaraq atmosfer və ya hiperbar təzyiq altında quru mühiti təmin edən mexaniki maneə ilə bölünür. Dənizdə karbohidrogenlərin axtarışı neft sənayesini getdikcə daha dərin sulara apardı. 2000-ci illərdə fəaliyyətlər Meksika körfəzində, Braziliyada, Qərbi Afrikada, Avropanın şimal-qərbində və Aralıq dənizində kontinental şelfdən kənara çıxdı. Neft indi suyun dərinliyi 1000 m-dən çox-çox aşağı olan yataqlardan hasil edilir və bu dərinlikləri iki dəfə artırmaq üçün yataqların işlənməsi davam edir. Sualtı qaynaq və yoxlama texnologiyasının əhəmiyyəti dəniz obyektlərinin quraşdırılması, təmiri və istismarı ilə bağlı çoxsaylı hallarda yaxşı sübut edilmişdir. Üstəlik, neft və qazın istismarı dərin sulara hərəkət etdiyi üçün bu texnikaların texniki səviyyəsi əlavə investisiyalar və inkişaf tələb edir. Avtomatlaşdırmanın qaçınılmaz olduğu aydın olsa da, adi dalğıcı bəzi fəaliyyətlərdə əvəzolunmazdır və bundan sonra insan resurslarının təhsili və təlimi sahəsinə böyük əhəmiyyət verilir. Həmçinin, aydındır ki, inkişaf səviyyəsi bu texnologiyaların tətbiqi mümkün və müxtəlif vəziyyətlərdə tətbiq oluna biləcək səviyyəyə çatıb. Məlumdur ki, son 30 ildə sualtı texnologiyanın “xidmətə yararlı” səviyyədə inkişafı üçün bir sıra layihələr profiləşdirilib. Həmin layihələrdən bəziləri yaxşı nəticələr verdi, lakin bir sıra layihələr böyük xərc və zəif çəviklik səbəbindən iflasa uğradı. Sualtı yaş qaynaq texnikası uzun müddət səhv başa düşülürdü və bu, aşağı çəviklik kimi zəif mexaniki xassələri və çatlamağa meyilli mikro struktur problemlərinə görə məsələlilik və çatlarla dolu aşağı keyfiyyətli qaynaq üçün sinonim idi. Bu təcrübə və bilik çatışmazlığı qeyri-adekvat qaynaq prosedurlarının, zəif qaynaq texnikasının və uyğun olmayan doldurucu materialların inkişafına səbəb olan bütün sualtı qaynaq məsələlərini başa düşməyən şirkətlərdə mövcud idi. Zaman keçdikcə bu status dəyişdirildi və bu gün həm quru, həm də yaş sualtı qaynaq layihələri yüksək keyfiyyət təminatı ilə ən mürəkkəb və çətin obyektlərdə istifadə olunur.

Tədqiqat Metodologiyası

Sualtı qaynaq yaş və quru qaynaq olmaqla iki əsas növə bölünə bilər.

Yaş qaynaq

Suya davamlı çubuq elektrodla istifadə etməklə və su ilə qaynaq qövsü arasında heç bir fiziki maneə olmadan, qaynaqçı/dalğıcı ilə suda birbaşa mühitin su təzyiqində aparılır. Ətrafdakı sudan qorumaq üçün sualtı qövs yaratmaq üçün xüsusi tədbir görülməlidir. Yaş qaynaq heç bir mürəkkəb təcrübə qurmağa ehtiyac duymur, qənaətlidir və suyun boşaldılmasına ehtiyac olmadığı üçün fəvqəladə və qəza zamanı dərhal tətbiq oluna bilər. Bununla belə, suda görmə qabiliyyətinin olmaması, dəniz axınının olması, dayaz suda yer qabarması və aşağı qaynaq keyfiyyəti (artan məsələliliklər, azaldılmış çəviklik, istilikdən təsirlənən zonada daha çox sərtlik, ətraf mühitdən hidrogenin alınması) səbəbindən qaynaq işində çətinliklər yaş qaynaq texnikasının nəzərəcarpacaq çatışmazlıqlarıdır.

Quru qaynaq

Sualtı qaynaq bir neçə yolla həyata keçirilə bilər:

- Quru yer qaynağı

Suyun çıxdığı böyük kamerada, qaynaqçı/dalğıcın dalğıcı mexanizmində işləməyi bir atmosferdə ətraf su təzyiqində qaynaq. Bu texnikaya quru yaşayış mühitinin qaynağı kimi müraciət etmək olar.

- Quru kamera qaynağı

Qaynaqçının/dalğıcın başını və çiyinlərini tam dalğıc alətində yerləşdirən sadə açıq dibi olan quru kamerada ətraf su təzyiqində qaynaq.

- Quru ləkə qaynağı

Suda qaynaqçı/dalğıc ilə və qapaqdakı qaynaqçı/dalğıc qolundan çox olmayan şəffaf, qazla dolu kiçik bir korpusda ətraf mühitin su təzyiqində qaynaq.

- Bir atmosferdə quru qaynaq

Xarici mühitdəki su təzyiqindən asılı olmayaraq təzyiqin təxminən bir atmosferdə saxlanıldığı təzyiqli qabda qaynaq.

- Koferdam qaynağı

Bir atmosferdə qapalı dib, açıq üst korpusun içərisində qaynaq.

Quru mühitdə sualtı qaynaq qaynaq ediləcək ərazini suyu istisna edən fiziki maneə (qaynaq kamerası) ilə əhatə etməklə mümkün olur. Qaynaq kamerası mərkəz xətləri qaynaq ediləcək sahədə və ya onun yaxınlığında kəşşə bilən mötərizələri və digər struktur elementləri yerləşdirmək üçün nəzərdə tutulmuş və xüsusi olaraq tikilmişdir. Kamera ümumiyyətlə poladdan tikilir, lakin kontrplak, rezinləşdirilmiş kətan və ya hər hansı digər uyğun materialdan istifadə edilə bilər. Kameranın ölçüsü və konfigurasiyası əhatə edilməli olan sahənin ölçüləri və hündürlüyü və eyni zamanda kamerada işləyəcək qaynaqçıların sayı ilə müəyyən edilir. Su, iş yerindəki suyun dərinliyindən və təzyiqindən asılı olaraq, kameranın içərisindən hava və ya uyğun qaz qarışığı ilə çıxarılır. Kameranın üzümə qabiliyyəti ballast, mexaniki birləşmələr və kamera ilə quruluşa və ya hər ikisinin birləşməsi ilə əvəzlənir. Quru qaynaq idarə olunan atmosferə malik təzyiqli bir qapaq tələb edir. Qaynaq metalı su ilə birbaşa təmasda deyil. Quru qaynağın üstünlükləri qaynaq əməliyyatının dayanıqlığının yaxşılaşdırılması, hidrogen probleminin azalması, qaynağın və əsas metalın daha aşağı söndürülməsi və qaynaq möhkəmliyinin və çevikliyinin bərpasıdır. Quru qaynaq yüksək təzyiq altında aparıla bilər ki, bu da suyu geri itələmək üçün yüksək təzyiq altında (hiperbarik) qazla (helium) doldurulacaq korpusun hazırlanmasından və qaynaqçıya nəfəs maskası və digər qoruyucu vasitələrlə təchiz edilməsindən ibarətdir. Hiperbar qaynağın məhdudiyətləri kameranın möhürlənməsinin praktiki çətinlikləri və qaynaq dərinliyi artdıqca təzyiqin artmasıdır və bu, həm qaynaq kimyasına, həm də mikrostrukturlara təsir edən problemə səbəb olur.

Yaxşı sualtı qaynaq prosesinin xüsusiyyətləri bunlardır:

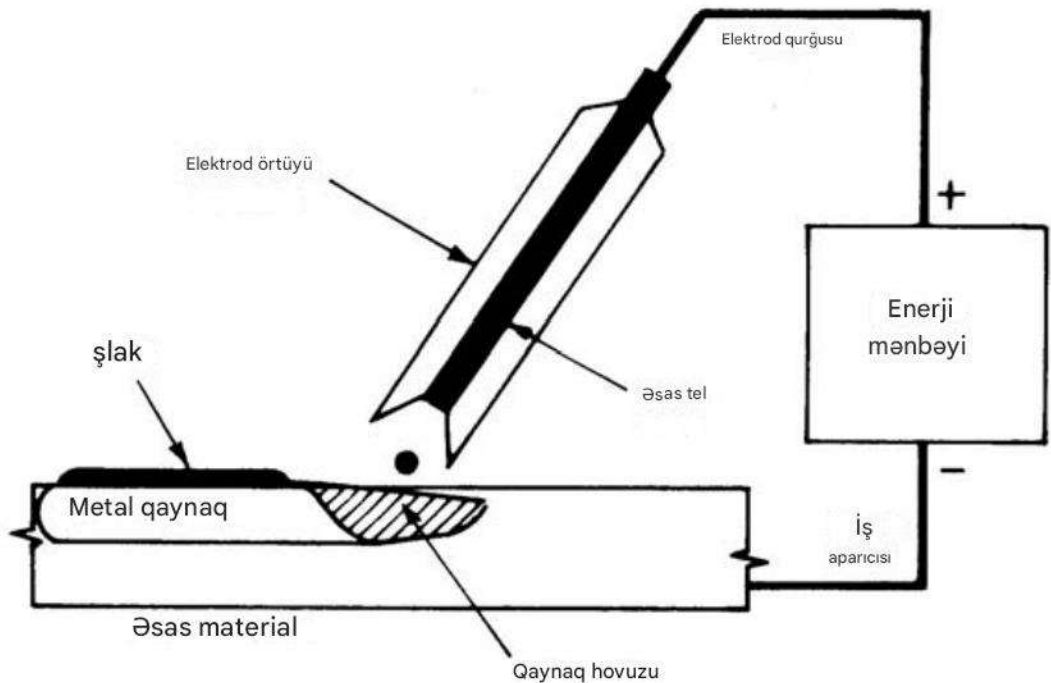
- Ucuz qaynaq avadanlığına tələbat, aşağı qaynaq maya dəyəri, asan istismar və bütün vəzifələrdə işləmək çevikliyi.
- Minimum elektrik təhlükələri, minimum 20 sm/dəq qaynaq sürəti.
- Yaxşı görməyə icazə verir.
- Keyfiyyətli və etibarlı qaynaq tikişləri istehsal edir.
- Operator özünü saxlamaq qabiliyyətinə malik olur.
- Asanlıqla avtomatlaşdırılmışdır.

Sualtı qaynaqda ən böyük praktik əhəmiyyət kəsb edən qaynaq qaynaq prosesləri əl ilə qorunan metal qövs qaynağı, volfram inert qaz qaynağı, metal inert qaz qaynağı istifadə olunur. Yuxarıda göstərilən qaynaq texnikasının prinsipləri aşağıda ümumiləşdirilmişdir:

Qorunan metal qövs qaynağı

Qorunan(ekranlanmış) metal qövs qaynağı (SMAW) ən çox istifadə edilən qaynaq proseslərindən biridir. Proses zamanı elektrodu əhatə edən axın qaynaq zamanı əriyir. Bu, qövs və ərimiş qaynaq hovuzunu qorumaq üçün qaz və şlak əmələ gətirir. Şəkil 1-də qorunan metal qövs qaynaq prosesinin sxemi göstərilir. Şlak qaynaqdan sonra qaynaq muncuqundan kəsilməlidir. Flüs həmçinin qaynaq metalına zibilləyicilər, deoksidləşdiricilər və alaşımli elementlər əlavə etmək üsulunu təmin edir.

Ekranlı metal qövs qaynağı (SMAW) texnikası ilə sualtı yaş qaynaq üçün birbaşa cərəyan istifadə olunur və adətən polarite düzdür. Elektrodlar adətən suya davamlıdır. Bundan əlavə, qaynaq zamanı qabarcıq əmələ gəlməsinə səbəb olan və qaynaq qövsü və qaynaq hovuzu sahəsindən suyu sıxışdıran flux ilə örtülmüşdür. Beləliklə, adekvat mühafizəni təmin etmək üçün axının tərkibi və axını örtüyünün dərinliyi optimallaşdırılmalıdır. Qorunan metal qövs qaynağı üçün elektrodlar AWS tərəfindən E6013 və E7014 kimi təsnif edilir. Çox yönlülük, sadə sınaq quruluşu, istismarda qənaət və hazır məhsulun keyfiyyəti texnikanın diqqətəlayiq üstünlükləridir. Bununla belə, qaynaq zamanı bütün elektrik naqilləri, işıqlandırma qurğuları, elektrod tutucusu, əlcəklər və s. tam izolyasiya edilmiş və yaxşı vəziyyətdə olmalıdır. Dəmir oksidə əsaslanan örtüklü ferrit elektrodları hidrogenin çatlamasına müqavimət göstərdiyi üçün istifadə edilməlidir. Flux nüvəli qövs qaynağı, həddindən artıq məsələliklər və sualtı naqillərin qidalanma sistemindəki problemlər səbəbindən qorunan metal qövs qaynağı ilə hələ rəqabət edə bilməyən başqa bir üsuldur.

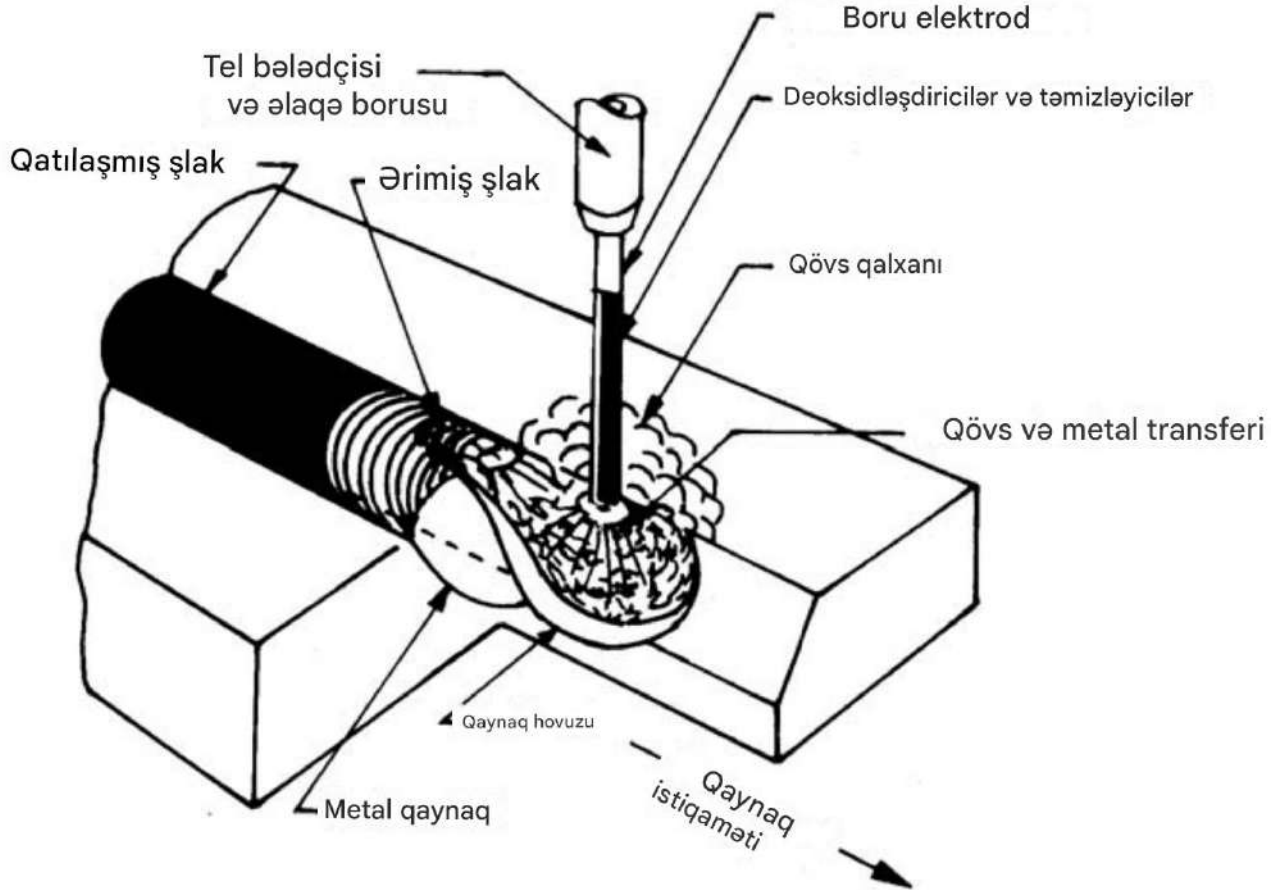


Şəkil 1. Qorunan metal qövs qaynaq prosesinin sxemi

Özlü qövs qaynağı

Özlü qövs qaynağı (FCAW) tez-tez istifadə olunan yüksək çökmə sürəti qaynaq prosesidir və bu, metal inert qaz qaynaqının qaynaq sadəliyinə axının üstünlüklərini əlavə edir. Metal inert qazda olduğu kimi qaynaq teli davamlı olaraq makaradan qidalanır. Şəkil 2 özlü qövs qaynağı prosesinin sxemini göstərir. Buna görə də özlü qaynaq yarıavtomatik qaynaq prosesi adlanır. Özünü qoruyan axın özlü qövs qaynaq məftilləri mövcuddur və ya qazdan qorunan qaynaq məftillərindən istifadə edilə bilər. MIG qaynağından daha az əvvəlcədən təmizləmə tələb oluna bilər. Bununla belə, əsas metalın vəziyyəti qaynaq keyfiyyətinə təsir göstərə bilər. Həddindən artıq çirklənmə aradan qaldırılmalıdır. Flux nüvəli qaynaq, çıxarılmalı olan bir axın yaradır. Flux özlü qaynaq yaxşı qaynaq görünüşünə malikdir (yaxşı konturlu hamar, vahid qaynaqlar). İstismarda çeviklik, daha yüksək

çökmə sürəti, aşağı operator bacarığı və qaynaq çöküntülərinin yaxşı keyfiyyəti özlü qövs qaynağının diqqətəlayiq üstünlükləridir. Bununla belə, gözenekliliklərin və yanmaların olması proseslə bağlı problemlərdir. Nikel əsaslı axın özlü doldurucu materialların son inkişafı yaş qaynaq tətbiqi üçün xüsusi olaraq hazırlanmış yaxşılaşdırılmış yaş qaynaq qabiliyyətini və halogen sərbəst axını təmin etmişdir. Eynilə, təkmilləşdirilmiş sualtı yaş qaynaq imkanları və halogensiz axın formulaları paslanmayan poladdan özlü tellərlə işlənilib hazırlanmışdır.

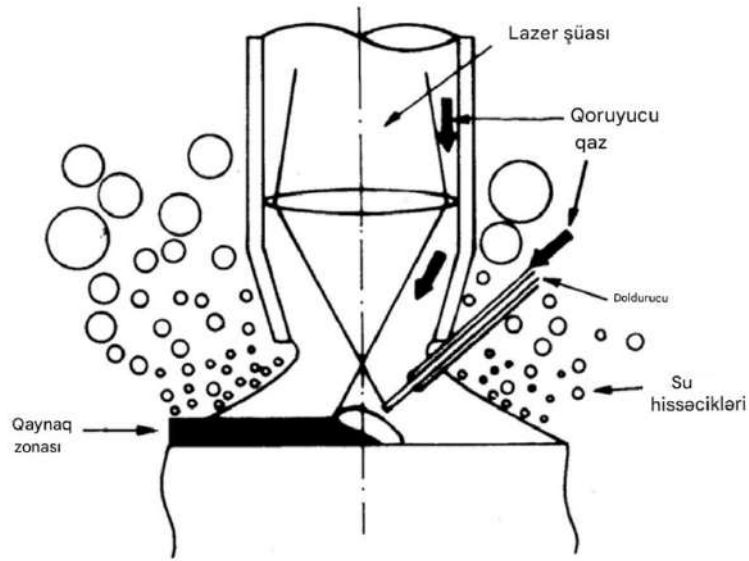


Şəkil 2. Özlü qövs qaynağının sxemi

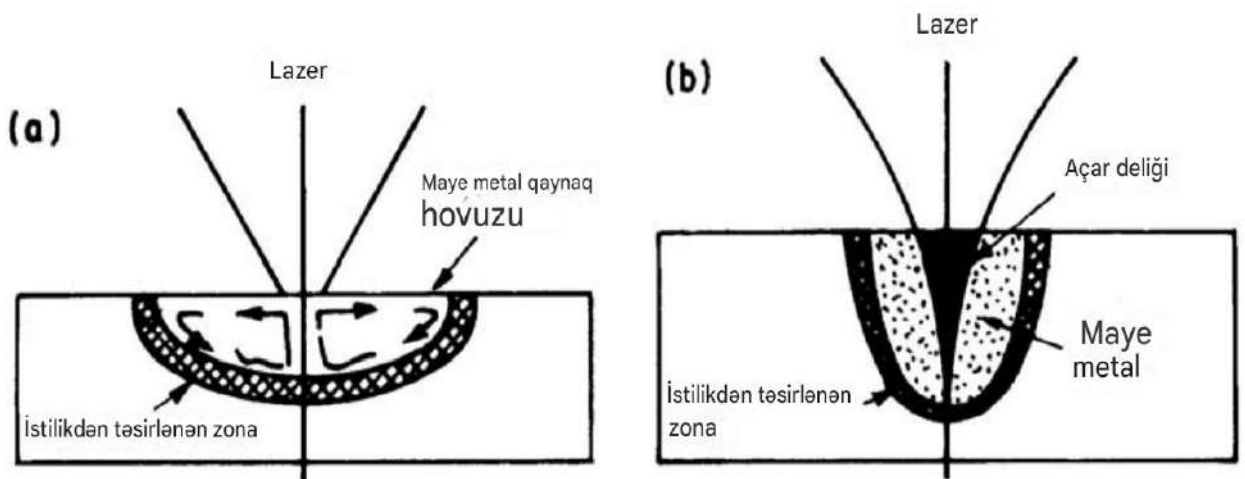
Lazer qaynaq

Lazer koherent və monoxromatik şüalanma mənbəyi kimi materialların emalında geniş tətbiq sahəsinə malikdir. Lazerlə qaynaq, işin böyük həcmi/mütənasibliyi və illər ərzində irəliləməsi səbəbindən lazer birləşmə prosesləri arasında ən mühüm əməliyyatları təşkil edir. Şəkil 3 doldurucu çubuqla lazer sualtı qaynaq üçün qurulmuş sxematik quruluşun ön görünüşünü göstərir. Fokuslanmış lazer şüası iş parçasını və ya birləşməni verilmiş səviyyədə və sürətdə şüalandırmaq üçün hazırlanır. Kəfən qazı qaynaq hovuzunu lazımsız oksidləşmədən qoruyur və lazımı oksigen axını təmin edir. Lazer isitmə iş parçasını və ya boşqab kənarlarını qoruyur və şüa çəkildikdən sonra birləşir. Doldurucu ilə qaynaq edildikdə, ərimə ilk növbədə qidalandırıcı telin ucunda olur, şüalananan substratın bir hissəsi hamar birləşməni təmin etmək üçün əriyir. Hər iki halda, şüa deyil, iş parçası qaynaq və minimum istilik təsir zonasını (HAZ) saxlamaq üçün əlverişli sürətlə hərəkət edir. Şüa gücündən/konfiqurasiyasından və iş parçasına münasibətdə fokusundan asılı olaraq lazer qaynağının iki əsas rejimi mövcuddur: (a) keçirici qaynaq və (b) açar dəliyi və ya nüfuz qaynağı (şək. 4 a,b). Şüa diqqətdən kənarında olduqda və verilən qaynaq sürətində qaynamağa səbəb olmaq üçün güc sıxlığı

aşağı/qeyri-kafi olduqda ötürücü məhdud qaynaq baş verir. Dərin nüfuz və ya açar deşiklərinin qaynaqında buxarlanmaya səbəb olmaq üçün kifayət qədər enerji/vahid uzunluğu var və buna görə də ərimə hovuzunda dəlik əmələ gəlir. "Açar dəliyi" özünü qara optik cisim kimi aparır, belə ki, radiasiya dəliyə daxil olur və qaça bilməmişdən əvvəl çoxsaylı əkslərə məruz qalır. Keçirici rejimdən dərin nüfuz rejiminə keçid lazer intensivliyinin və iş parçasına tətbiq olunan lazer impulsunun müddətinin artması ilə baş verir. Lazer şüasının metal inert qaz (MIG) və ya volfram inert qazı (TIG) qövsü (hibrid texnika adlanan) ilə birləşməsi daha dəqiq işlənmə baxımından perspektivli görünür, lakin böyük üfurmə və boşluqların meydana gəlməsi hələ də gələcək tədqiqatlar üçün vacib problem olaraq qalır.



Şəkil 3. Doldurucu çubuğu ilə lazer qaynaqının sxemi. Arqon örtüyü istiliyi aradan qaldırır və lazımsız oksidləşmənin qarşısını alır və suyu sıxışdırır. Lazer fokusunun nisbi mövqeyi qaynağın keyfiyyətini və konfigurasiyasını müəyyən edir



Şəkil 4. (a) keçirici ərimə hovuzunun və (b) dərin nüfuz qaynaq rejiminin sxematik görünüşü. Səthin qaynaması və marangoni effekti (a) daha çoxdur.

Nəticələr və Müzakirə

Tədqiqatın nəticələri göstərir ki, sualtı qaynaq texnologiyası dəniz hidrotexniki qurğularının istehsalı, istismarı və təmiri üçün əvəzolunmazdır. Sualtı qaynağın tətbiqi zamanı bir sıra çətinliklər meydana çıxır, o cümlədən:

- **Mühitin təsiri:** Suyun yüksək hidrostatik təzyiqi, temperatur fərqləri və dəniz axınları qaynaq prosesinə təsir edir.
- **Keyfiyyət problemləri:** Yaş qaynaq zamanı məsaməlilik, çatlardan əmələ gəlməsi və metallurgik dəyişikliklər kimi problemlər müşahidə olunur.
- **Təhlükəsizlik riskləri:** Sualtı qaynaqçılar üçün iş şəraitinin çətinliyi və elektrik təhlükələri mövcuddur.
- **Avadanlıqların texniki məhdudiyyətləri:** Mövcud avadanlıqların effektivliyinin artırılması üçün davamlı innovasiyalar tələb olunur.

Bununla yanaşı, quru sualtı qaynaq texnologiyasının daha yüksək keyfiyyətli nəticələr verdiyi aşkar edilmişdir. Xüsusilə, hiperbarik qaynaq metodları qaynaq metalının keyfiyyətini artırmağa imkan verir. Lakin bu texnologiyanın tətbiqi üçün yüksək xərc tələb olunur.

Son illərdə avtomatlaşdırılmış qaynaq sistemlərinin inkişafı və qeyri-dağıdıcı sınaq texnikalarının tətbiqi ilə sualtı qaynağın keyfiyyət və təhlükəsizlik səviyyəsi əhəmiyyətli dərəcədə yaxşılaşdırılmışdır.

Təvsiyələr

1. **Müasir qaynaq texnologiyalarının tətbiqi**
 - Avtomatlaşdırılmış və robotlaşdırılmış qaynaq sistemlərindən istifadə olunmalıdır.
 - Hiperbarik qaynaq texnologiyasının inkişafına və tətbiqinə daha çox investisiya qoyulmalıdır.
2. **Sualtı qaynaqçılar üçün təhlükəsizlik tədbirlərinin gücləndirilməsi**
 - Qaynaqçılar üçün daha təhlükəsiz iş şəraiti yaratmaq məqsədilə xüsusi qoruyucu vasitələrdən istifadə olunmalıdır.
 - Qaynaq zamanı elektrik təhlükələrinin minimuma endirilməsi üçün yeni izolyasiya texnologiyaları inkişaf etdirilməlidir.
3. **Keyfiyyət nəzarətinin artırılması**
 - Qeyri-dağıdıcı sınaq texnologiyalarının daha geniş tətbiqi qaynaq keyfiyyətinin yüksəldilməsinə kömək edəcəkdir.
 - Suyun tərkibinin və qaynaq metalının qarşılıqlı təsirlərinin daha dərinə öyrənilməsi üçün elmi-tədqiqat işləri aparılmalıdır.
4. **Daha dayanıqlı materiallardan istifadə**
 - Dəniz mühitində korroziyaya qarşı daha davamlı materialların inkişaf etdirilməsi məqsədəuyğundur.
 - Yaş qaynaq prosesində istifadə olunan elektrod və doldurucu materialların optimallaşdırılması keyfiyyəti artıracaqdır.
5. **İqtisadi səmərəliliyin artırılması**
 - Hiperbarik qaynaq metodlarının yüksək xərcini azaltmaq üçün yeni alternativ metodlar tədqiq edilməlidir.
 - Daha sərfəli və effektiv qaynaq metodlarının inkişaf etdirilməsi üçün sənaye və universitetlər arasında əməkdaşlıq gücləndirilməlidir.

Bu təvsiyələrin həyata keçirilməsi dəniz hidrotexniki qurğularının daha etibarlı və uzunmüddətli istismarına töhfə verəcək və sualtı qaynaq texnologiyasının inkişafına imkan yaradacaqdır.

ƏDƏBİYYAT

1. A Review on Under Water Welding Process. (2017). *International Journal of Innovations in Engineering and Technology*, 8(1).
2. Ersoy, E. (2020). Recent Trends And Development Of Underwater Welding. *INTERNATIONAL JOURNAL of ENGINEERING SCIENCE AND APPLICATION Ersoy* (Vol. 4).
3. PESSOA, E. C. P., & LIU, S. (2021). The State of the Art of Underwater Wet Welding Practice: Part 1. *Welding Journal*, 100(4), 132–141.
4. Barnabas, S. G., Rajakarunakaran, S., Pandian, G. S., Buhari, A. M. I., & Muralidharan, V. (2021). Review on enhancement techniques necessary for the improvement of underwater welding. In *Materials Today: Proceedings* (Vol. 45, pp. 1191–1195). Elsevier Ltd.
5. You, J., Li, Z., Zhu, J., Qin, H., Li, Y., & Cai, Z. (2024). Underwater wet laser welding of duplex stainless steel under various water depths. *Materials Science and Engineering: A*, 891.
6. Krivtsun, I., Maksimov, S., & Kvasnytskyi, V. (2023). Welding and cutting under water. In *Welding of Metallic Materials: Methods, Metallurgy, and Performance* (pp. 367–398). Elsevier.

Подводные Сварочные Работы при Строительстве Морских Гидротехнических Сооружений

Гусейн Алиев

Азербайджанский Технический Университет,

Кафедра «Мехатроника»,

Магистрант.

Аннотация

Морские сооружения представляют собой сложные структурные системы. Изготовление, обслуживание и ремонт этих сооружений используют традиционные и передовые технологии сварки. Морские сооружения используются для конкретных эксплуатационных целей, таких как разведка, бурение, переработка и хранение нефти и газа. Среды, в которых работают эти сооружения, варьируются от мелководья до глубоководья с температурами от очень холодных до умеренных и тропических. Кроме того, эти сооружения подвержены коррозии, эксплуатационным нагрузкам и природным силам, включая экстремальное волновое воздействие, ветры, приливы, штормы и сейсмические явления. Морские сооружения представляют собой большие и сложные структурные системы, обычно построенные с использованием стальных трубчатых элементов, пластин, труб и профилей, соединенных сварными соединениями.

Подводные технологии играют особую роль в ремонте и обслуживании современных морских сооружений, трубопроводов, судов и плавучих объектов. Большое количество подводных сооружений, используемых при добыче нефти и газа, а также растущая интенсивность морского транспорта являются технологическим краеугольным камнем экономического развития и стратегических вопросов. С другой стороны, практически каждый день мы становимся свидетелями различных случаев загрязнения окружающей среды в результате неправильного использования или ненадлежащего обслуживания этих объектов. Техническое обслуживание или окончательный ремонт конструкций ниже ватерлинии требует применения сложных технологий, таких как подводная сварка во влажной или сухой среде.

Подводная сварка — это уникальный процесс, который объединяет несколько, казалось бы, противоречивых явлений, таких как вода или газ под высоким гидростатическим давлением, электричество и электрическая дуга в качестве источника тепла, а также металлургические превращения при затвердевании металла шва, все это сжато в небольшом пространстве и за короткое время. Взаимодействие указанных физических явлений в нормальных условиях представляет не только большой риск для качества сварки, но и опасность для жизни сварщика. Таким образом, возникает вопрос, как сваривать под водой и добиться хорошего и прочного сварного соединения, способного выполнять все задачи в суровых условиях? Из-за высоких рисков для безопасности большое значение и ответственность при выполнении этих мероприятий ложится на высококвалифицированные и образованные человеческие ресурсы, включая водолазов и организаторов. Для успешного выполнения практических задач необходимо специально разработанное оборудование. Исследования по улучшению и применению подводной сварки и методов неразрушающего контроля в глобальных аспектах были очень интенсивными в последнее десятилетие. Технологические вариации, расходные материалы и вопросы свариваемости представлены посредством анализа основных физических и химических процессов.

Ключевые слова: методы сварки, методы подводной сварки, морская техника, сварка на море.

Development of Methods To Determine a Predictive Model for the Oil Recovery Factor of Offshore Gas Condensate Fields

Farid Imamaliyev

Azerbaijan State University of Oil and Industry,

Department of "Oil and Gas Engineering,"

Master's Student

Abstract

This article examines the development of various methods for determining the oil recovery factor prediction model of offshore gas condensate fields. In particular, the importance of accurate oil recovery coefficient prediction for the efficient exploitation of fields is emphasized. The study shows that it is important to take into account geological and mining data, as well as reservoir regimes, for the development of this model. Using various hydrodynamic models and simulation methods, optimal conditions for obtaining maximum productivity from the reservoir are determined. The article also discusses the specific difficulties encountered in offshore fields and the technologies applied to overcome these difficulties. This article explores the significance of offshore gas condensate fields in the modern oil and gas industry, emphasizing their role in energy production and the complexities involved in their development.

A critical aspect of this process is the accurate forecasting of the oil recovery factor, which reflects the ratio of extractable oil to initial geological reserves. The article investigates various methods used to determine the oil recovery factor, considering geological and hydrodynamic characteristics to create more precise and effective forecasting models. The efficient determination of this factor enhances operational efficiency and contributes to long-term positive outcomes in field exploitation. The goal of this research is to optimize the recovery of oil and gas from offshore fields by addressing the geological and technological challenges encountered in production. The study underscores the importance of managing the natural resources effectively, considering factors such as pressure, temperature, and gas-liquid ratios, which directly impact the oil recovery factor and overall productivity.

Furthermore, the article discusses the methodology for developing and applying forecasting models, including data collection, model selection, calibration, and integration into field operations. The findings highlight the necessity of robust forecasting models in ensuring the sustainable development of gas condensate fields while maximizing resource recovery.

In conclusion, the methodologies presented not only provide critical insights for the efficient exploitation of offshore gas condensate fields but also establish important directions for future research. By integrating modern research methods and technological innovations, the study aims to enhance the effectiveness and sustainability of oil and gas production processes, ultimately benefiting both economic and ecological outcomes.

Keywords: offshore gas condensate fields, oil recovery coefficient, forecast model, reservoir regimes, hydrodynamic models.

Dəniz Qazkondensat Yataqlarının Neftvermə Əmsalının Proqnoz Modelinin Təyini Məqsədilə Üsulların İşlənməsi

Fərid İmaməliyev

Azərbaycan Dövlət Neft və Sənaye Universiteti,
"Neft-qaz Mühəndisliyi" kafedrası,
Magistrant.

Xülasə

Bu məqalədə, dəniz qazkondensat yataqlarının neftvermə əmsalının proqnoz modelinin təyini üçün müxtəlif üsulların işlənməsi araşdırılır. Xüsusilə, yataqların səmərəli istismarı üçün neftvermə əmsalının dəqiq proqnozlaşdırılmasının əhəmiyyəti vurğulanır. Tədqiqat göstərir ki, bu modelin işlənməsi üçün geoloji və mədən məlumatlarının, həmçinin lay rejimlərinin nəzərə alınması vacibdir. Müxtəlif hidrodinamik modellər və simulyasiya üsulları istifadə edilərək, laydan maksimal məhsuldarlıq əldə etmək üçün optimal şərtlər müəyyən edilir. Məqalədə həmçinin dəniz yataqlarında qarşıya çıxan spesifik çətinliklər və bu çətinliklərin aradan qaldırılması üçün tətbiq edilən texnologiyalar müzakirə olunur. Bu məqalə müasir neft və qaz sənayesində dəniz qaz-kondensat yataqlarının əhəmiyyətini araşdırır, onların enerji istehsalındakı rolunu və onların işlənməsi ilə bağlı mürəkkəbliyi vurğulayır. Bu prosesin kritik tərəfi hasil edilən neftin ilkin geoloji ehtiyatlara nisbətini əks etdirən neftvermə əmsalının dəqiq proqnozlaşdırılmasıdır. Məqalədə neftvermə əmsalını təyin etmək üçün istifadə olunan müxtəlif üsullar, geoloji və hidrodinamik xüsusiyyətləri nəzərə alınmaqla daha dəqiq və effektiv proqnoz modellərinin yaradılması araşdırılır. Bu amilin səmərəli müəyyən edilməsi əməliyyat səmərəliliyini artırır və sahənin istismarında uzunmüddətli müsbət nəticələrə töhfə verir.

Bu tədqiqatın məqsədi hasilatda qarşıya çıxan geoloji və texnoloji problemləri həll etməklə dəniz yataqlarından neft və qazın çıxarılmasını optimallaşdırmaqdır. Tədqiqat neftvermə amilinə və ümumi məhsuldarlığa bilavasitə təsir edən təzyiq, temperatur və qaz-maye nisbətləri kimi amilləri nəzərə alaraq təbii ehtiyatların səmərəli idarə olunmasının vacibliyini vurğulayır.

Bundan əlavə, məqalədə məlumatların toplanması, model seçimi, kalibrəmə və sahə əməliyyatlarına inteqrasiya daxil olmaqla proqnozlaşdırma modellərinin işlənilib hazırlanması və tətbiqi metodologiyası müzakirə olunur. Tapıntılar qaz-kondensat yataqlarının davamlı inkişafının təmin edilməsində resurs bərpasını maksimum dərəcədə artırmaq üçün möhkəm proqnozlaşdırma modellərinin zəruriliyini vurğulayır.

Yekun olaraq, təqdim olunan metodologiyalar dənizdəki qaz-kondensat yataqlarının səmərəli istismarı üçün kritik anlayışları təmin etməklə yanaşı, gələcək tədqiqatlar üçün mühüm istiqamətləri müəyyən edir. Müasir tədqiqat metodlarını və texnoloji yenilikləri birləşdirərək tədqiqat neft və qaz hasilatı proseslərinin effektivliyini və davamlılığını artırmaq məqsədi daşıyır, nəticədə həm iqtisadi, həm də ekoloji nəticələrdən faydalanır.

Açar sözlər: dəniz qazkondensat yataqları, neftvermə əmsalı, proqnoz modeli, lay rejimləri, hidrodinamik modellər.

Giriş

Dəniz qazkondensat yataqları, enerji istehsalında əhəmiyyətli yer tutan və müasir neft-qaz sənayesinin vacib hissəsini təşkil edən resurslardır. Bu yataqların işlənməsi, xüsusilə neftvermə əmsalının proqnozlaşdırılması, müxtəlif geoloji və hidrodinamik şəraitləri nəzərə alaraq mürəkkəb və çoxsahəli bir yanaşma tələb edir. Neftvermə əmsalı, laydan çıxarıla bilən neftin, ilkin geoloji ehtiyatlara nisbətini təmsil edir və yatağın effektiv işlənməsinin əsas göstəricilərindən biridir. Dəniz qazkondensat yataqlarında bu əmsalın dəqiq təyini, əməliyyatların səmərəliliyini artırır, həmçinin uzunmüddətli istismar müddətində nəzarət edilə bilən müsbət nəticələrə nail olunmasına kömək edir. Bu məqalədə, dəniz qazkondensat yataqlarının neftvermə əmsalının proqnoz modelinin təyini üçün istifadə olunan müxtəlif üsullar araşdırılır. Məqsəd, yatağın geoloji və hidrodinamik xüsusiyyətlərini nəzərə alaraq, daha dəqiq və effektiv proqnozlar verə bilən modellərin işlənməsidir. Müasir tədqiqat metodları və texnoloji yeniliklərdən istifadə edərək, bu modelin optimallaşdırılması və tətbiqi, həm yerli, həm də beynəlxalq neft-qaz sənayesində əhəmiyyətli nəticələr əldə etməyə imkan yaradır. Bu yazıda həmçinin neftvermə əmsalının təyini ilə bağlı qarşılaşılan çətinliklər və mümkün həll yolları müzakirə edilir, müxtəlif lay rejimlərində və iş şəraitində əmsalın dəyişimi analiz edilir.

Nəticə olaraq, məqalədə təqdim edilən metodlar və yanaşmalar, dəniz qazkondensat yataqlarının səmərəli işlənməsi üçün vacib məlumatlar təqdim edir və gələcək tədqiqatlar üçün əhəmiyyətli istiqamətlər müəyyən edir. Bu yanaşmaların tətbiqi, yalnız iqtisadi, həm də ekoloji baxımdan faydalı nəticələr verəcək və neft-qaz sahəsindəki istehsal proseslərini daha effektiv və dayanıqlı edəcəkdir.

İşin Məqsədi

Dəniz qazkondensat yataqlarının istismarı, dünya neft və qaz sənayesində strateji əhəmiyyət kəsb edir, çünki bu yataqların məhsuldarlığının artırılması və optimallaşdırılması, neft və qazın səmərəli çıxarılmasını təmin etmək üçün vacibdir. Lakin bu yataqların istismarında bir sıra mürəkkəb çətinliklər mövcuddur. Yatağın geoloji və texnoloji xüsusiyyətləri, eləcə də layın təbii xüsusiyyətləri, qaz və kondensatın fiziki-kimyəvi parametrləri, hidrodinamik və fiziki-kimyəvi parametrlər təzyiq, temperatur və qaz-maye nisbətləri kimi faktorlar, neftvermə əmsalına və yatağın ümumi məhsuldarlığına, yataqların uzunmüddətli istismarına birbaşa təsir edir. Məqsəd, bu xüsusiyyətləri nəzərə alaraq, neftvermə əmsalını artırmaq və qaz-kondensat yataqlarının məhsuldarlığını maksimuma çatdırmaqdır.

Bunlardan ən əsası, yatağın təbii ehtiyatlarının idarə olunmasıdır. Yataqdan neft və qazın çıxarılması prosesində, təzyiq, temperatur, qaz-maye nisbətləri kimi əsas parametrlərin düzgün şəkildə idarə olunması və optimallaşdırılması vacibdir. Lakin, bu parametr və göstəricilərin qarşılıqlı əlaqəsini proqnozlaşdırmaq çətindir, çünki yataqların geoloji şəraiti və hidrodinamik xüsusiyyətləri hər bir yataqda fərqlənir. Eyni zamanda, gələcəkdə bu yataqların necə davranacağını dəqiq şəkildə proqnozlaşdırmaq, istismar proseslərini optimallaşdırmaq üçün əsas amillərdən biridir.

Yataqların uzunmüddətli istismarı və məhsuldarlığının artırılması məqsədilə effektiv neftvermə əmsalı modellərinin təyin edilməsi və optimallaşdırılması vacibdir. Bu baxımdan, düzgün model seçimi və proqnozlaşdırma metodu, neft və qazın hasilatında səmərəliliyi artırmağa, istismar müddətini uzatmağa və istismar xərclərini azaltmağa imkan verir. Lakin, dəniz qazkondensat yataqlarında qarşılaşılan texnoloji və geoloji çətinliklər, məhsuldarlığın dəqiq proqnozlaşdırılmasında və neftvermə əmsalının artırılmasında əhəmiyyətli maneələr törədir.

Tədqiqat Metodologiyası

Neft və qaz yataqlarının səmərəli inkişafını təmin etmək və resursların optimal bərpasını həyata keçirmək üçün proqnoz modellərinin qurulması və tətbiqi mühüm əhəmiyyət kəsb edir. Proqnoz modelləri, yataqların istehsal potensialını dəqiq qiymətləndirməyə və gələcək istehsal nəticələrini əvvəlcədən proqnozlaşdırmağa imkan verir. Bu proses, müxtəlif mərhələlərdən ibarət olub, hər bir mərhələdə xüsusi yanaşmalar və metodlar tətbiq edilir. Aşağıda, proqnoz modelinin qurulması və tətbiqi üçün vacib olan mərhələlər geniş şəkildə təsvir edilmişdir.

1. Məlumatların Toplanması və Hazırlanması

Proqnoz modelinin qurulmasında ilk addım məlumatların toplanmasıdır. Bu mərhələdə yataqların geoloji, texniki və istehsalat xüsusiyyətlərinə dair hərtərəfli məlumatlar toplanır. Məlumatlar müxtəlif mənbələrdən əldə edilə bilər, o cümlədən geoloji kəşfiyyat, müşahidə quyuları, istehsalat qeydləri, və sahə tədqiqatları. Bu məlumatlar, modelin əsasını təşkil edir və onun düzgünlüyünün təmin edilməsində əsas rol oynayır.

Əsas məlumat növləri:

Geoloji məlumatlar: Yatağın strukturu, porozite və keçiricilik kimi geoloji xüsusiyyətlər, layların yerləşməsi və təzyiq məlumatları.

İstehsalat məlumatları: İstehsal olunan qaz və kondensatın miqdarı, quyuların məhsuldarlığı, təzyiqin və temperaturun dəyişməsi.

Hidrodinamik məlumatlar: Yataqlardakı suyun hərəkəti, suyun qaz və kondensatla qarşılıqlı təsiri və bunun bərpa prosesinə təsiri.

Bu məlumatlar toplandıqdan sonra təhlil edilir və modelə daxil ediləcək parametrlər müəyyənləşdirilir.

2. Modelin Seçilməsi və Qurulması

Məlumatlar hazırlandıqdan sonra növbəti mərhələ modelin seçilməsi və qurulmasıdır. Yataqların inkişafını proqnozlaşdırmaq üçün müxtəlif riyazi və statistik modellərdən istifadə edilir. Hər bir model, müəyyən bir növ yatağın və ya şəraitin xüsusiyyətlərinə əsaslanır və bu xüsusiyyətlərə uyğun olaraq seçilməlidir. Proqnoz modelləri müxtəlif növ ola bilər:

Regressiya modelləri: Müxtəlif dəyişənlər arasındakı əlaqələri müəyyən edir və əsas parametrlər (məsələn, qazın çıxarılması ilə suyun hərəkəti) arasındakı əlaqəni təhlil edir.

Dinamik simulyasiya modelləri: Bu modellər yataqların hidrodinamik və termodinamik xüsusiyyətlərini təhlil edərək gələcək inkişafı proqnozlaşdırır. Simulyasiya modelləri, çoxsaylı parametrlərin qarşılıqlı təsirini nəzərə alır və daha mürəkkəb sistemlər üçün uyğundur.

Sistemi nəzərə alan metodlar: Bu metodlar, yataqların kompleks inkişafını və müxtəlif amillərin qarşılıqlı təsirini qiymətləndirərək daha dəqiq proqnozlar təqdim edir.

Model seçimi zamanı yatağın geoloji xüsusiyyətləri, istehsalat şərtləri və mövcud məlumatların təhlili vacibdir.

3. Modelin Kalibrənməsi və Təkmilləşdirilməsi

Model qurulduqdan sonra onun düzgün işlədiyini təmin etmək üçün kalibrənmə mərhələsi həyata keçirilir. Bu mərhələdə, real dünya məlumatları ilə modelin nəticələri müqayisə edilir və lazım gəldikdə düzəlişlər edilir. Kalibrənmə prosesi, modelin daha dəqiq nəticələr verməsini təmin edir və həmçinin proqnozların doğruluğunu artırır.

Kalibrənmə üsulları:

Tarixi məlumatlarla müqayisə: Modelin əvvəlki istehsal dövrlərində əldə edilən məlumatlarla müqayisəsi, onun doğruluğunu qiymətləndirmək üçün vacibdir.

Statistik qiymətləndirmə: Statistik üsullardan istifadə edərək modelin proqnozlarının etibarlılığı və doğruluğu qiymətləndirilir.

Kalibrənməmiş model daha sonra tətbiq edilə bilər və sahə əməliyyatları ilə uyğunlaşdırıla bilər.

4. Proqnozların Təqdim Edilməsi və Yoxlanılması

Kalibrənmə və təkmilləşdirmə mərhələsindən sonra, modeldən əldə edilən proqnozlar təqdim edilir. Bu mərhələdə müxtəlif ssenarilər əsasında proqnozlar verilir və bu proqnozlar yatağın inkişafının gələcək dövrləri üçün əsas təhlil vasitəsi olur. Proqnozlar, sahənin gələcəkdəki fəaliyyətini, qazın və kondensatın bərpa əmsallarını və digər mühüm göstəriciləri müəyyən edir.

Model qurulduqdan sonra, onun düzgün işlədiyini təmin etmək üçün kalibrənmə mərhələsi həyata keçirilir. Burada real dünya məlumatları ilə modelin nəticələri müqayisə edilir və düzəlişlər edilir. Kalibrənmə prosesi aşağıdakı üsulları əhatə edir:

Tarixi Məlumatlarla Müqayisə: Modelin əvvəlki istehsal dövrlərində əldə edilən məlumatlarla müqayisəsi, onun doğruluğunu qiymətləndirmək üçün vacibdir.

Statistik Qiymətləndirmə: Modelin proqnozlarının etibarlılığını və doğruluğunu statistik üsullarla qiymətləndirmək.

Kalibrənməmiş model daha sonra tətbiq edilə bilər və sahə əməliyyatları ilə uyğunlaşdırıla bilər.

Proqnozların istifadə sahələri:

Yatağın uzunmüddətli inkişaf planlarının hazırlanması.

İstehsalatın səmərəliliyinin artırılması üçün strateji qərarların verilməsi.

Qazın və kondensatın ən yüksək bərpa əmsalını əldə etmək üçün optimal istehsal strategiyalarının seçilməsi.

Bu mərhələdə əldə edilən proqnozlar həm də modelin doğruluğunu təsdiqləmək üçün yoxlanılır. Nəticələrin reallığa uyğunluğu qiymətləndirilir və lazım olduqda düzəlişlər edilir.

5. Modelin Tətbiqi və İntegrasiyası

Son mərhələdə, qurulmuş və təkmilləşdirilmiş model sahədə tətbiq olunur. Proqnoz modelinin real vaxtda istifadə edilməsi, yataqların davamlı inkişafı üçün vacibdir. Model sahə əməliyyatlarına inteqrasiya edilir və yeni məlumatlar alındıqca mütəmadi olaraq yenilənir. Bu mərhələ həm də sahə əməliyyatlarının gedişatına uyğun olaraq modelin nəticələrinin yenilənməsini təmin edir.

İnteqrasiya mərhələsi, modelin proqnozlarına əsaslanaraq operativ qərarlar qəbul etməyə imkan verir. Eyni zamanda, müxtəlif dəyişənlər və qeyri-müəyyənliklər də nəzərə alınır ki, bu da modelin daha çevik və adaptiv olmasını təmin edir.

6. Süni intellektlə proqnoz modelin hazırlanması təcrübələri

Süni intellektin davamlı inkişafı ilə, son illərdə süni intellektlə birlikdə neft yataqlarının işlənməsi göstəricisinin proqnozlaşdırılması üsulları davamlı olaraq təklif edilir. Mütəxəssislər neft yatağında bir quyunun hasilatını tez proqnozlaşdırmaq üçün geri yayılma neyron şəbəkəsindən istifadə edən bir üsul təklif etdi. Neft quyusunun maye hasilatı, neft hasilatı və qaz hasilatı üzrə proqnoz modelindən proqnozlaşdırılan nəticələr göstərir ki, əks yayılma neyron şəbəkəsi proqnozlaşdırma modeli neft quyusunun maye hasilatı, neft hasilatı və qaz hasilatının proqnozlaşdırılmasının dəqiqliyini təkmilləşdirə bilər; Ren Baosheng qeyri-həssas dəstək vektor maşını təklif etdi və onu neft yatağının inkişafı dinamik göstəricilərinin proqnozlaşdırılması modelinə təqdim etdi ki, bu da ənənəvi metodda çox məhdud miqdarda nümunə məlumatlarından istifadə nəticəsində yaranan həddindən artıq uyğunlaşma problemini effektiv həll etdi və modelin ümumiləşdirmə qabiliyyətini effektiv şəkildə təkmilləşdirdi; turbin alqoritmindən istifadə edərək proses parametrlərinin optimallaşdırılması üçün prosesə dəstək vektor reqressiya maşını alqoritmini (PSVR) təklif etdi, maye hasilatı və suyun tərkibini proqnozlaşdırdı və yaxşı proqnoz nəticələri əldə etdi;

Nəticə

Tədqiqatın nəticələri, proqnoz modelinin qurulması və tətbiqi, qaz və qaz kondensat yataqlarının səmərəli inkişafını təmin etmək və resursların maksimum bərpasını həyata keçirmək üçün əvəzsiz bir vasitədir. Bu proses, yalnız iqtisadi göstəricilərin optimallaşdırılmasına deyil, həm də ekologiya və texniki təhlükəsizlik kimi digər sahələrdə də əhəmiyyətli nəticələr verir. Proqnoz modelinin dəqiq qurulması və tətbiqi, yataqların inkişafını düzgün istiqamətləndirməyə və uzunmüddətli səmərəli fəaliyyətini təmin etməyə imkan verir. Bu işin məqsədi, dəniz qazkondensat yataqlarının məhsuldarlığını proqnozlaşdırmaq və neftvermə əmsalını artırmaq üçün optimal üsullar təqdim etməkdir. Təhlil olunan metodlar, geoloji və texnoloji aspektləri əhatə edərək, yataqların uzunmüddətli istismarı üçün strateji tövsiyələr verir. Yataqların hidrodinamik xüsusiyyətləri, təzyiq, temperatur və qaz-maye nisbətləri kimi parametrlərlə modelləşdirilmiş və bu, məhsuldarlığın artmasına şərait yaratmışdır. Ən uyğun proqnoz modelinin seçilməsi, yataqların gələcək istehsal göstəricilərini daha dəqiq təxmin etməyə imkan verir. Bu yanaşmalar, dəniz qazkondensat yataqlarının optimal istismarını təmin edəcək və neftvermə əmsalını artıracaqdır. Gələcək tədqiqatlar, yeni texnologiyaların inteqrasiyasını və daha detallı təhlilləri təklif edir, bu da yataqların istismarını daha da optimallaşdırmağa kömək edəcəkdir

ƏDƏBİYYAT

1. Shafiei, A., Tatar, A., Rayhani, M., Kairat, M., & Askarova, I. (2022). Artificial neural network, support vector machine, decision tree, random forest, and committee machine intelligent system help to improve performance prediction of low salinity water injection in carbonate oil reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*
2. Kumar, M., Swaminathan, K., Rusli, A., & Thomas-H, A. (2022). Applying Data Analytics & Machine Learning Methods for Recovery Factor Prediction and Uncertainty Modelling. In *Society of Petroleum Engineers - SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition 2022, APOG 2022*. Society of Petroleum Engineers.
3. Chen, Y., Zhu, Z., Lu, Y., Hu, C., Gao, F., Li, W., ... Feng, T. (2019). Reservoir recovery estimation using data analytics and neural network based analogue study. In *Society of Petroleum Engineers - SPE/IATMI Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition 2019, APOG 2019*. Society of Petroleum Engineers.
4. Li, K., Wang, K., Tang, C., Pan, Y., He, Y., Cai, S., Chen, S., & Zhou, Y. (2024). Prediction of Key Development Indicators for Offshore Oilfields Based on Artificial Intelligence. *Energies*, 17(18), 4594

Разработка методики определения прогнозной модели коэффициента извлечения нефти морских газоконденсатных месторождений

Фарид Имамалиев

Азербайджанский Государственный Университет Нефти и Промышленности,
Кафедра «Нефтегазовая инженерия»,
Магистрант.

Аннотация

В статье рассматривается разработка различных методов определения модели прогнозирования коэффициента извлечения нефти для морских газоконденсатных месторождений. В частности, подчеркивается важность точного прогнозирования коэффициента извлечения нефти для эффективной эксплуатации месторождений. Исследование показывает, что для разработки этой модели важно учитывать геологические и горнодобывающие данные, а также режимы пласта. С помощью различных гидродинамических моделей и методов моделирования определяются оптимальные условия для получения максимальной продуктивности пласта. В статье также рассматриваются конкретные проблемы, возникающие на морских месторождениях, и технологии, применяемые для их преодоления. В связи с этим подчеркивается важность применения новых методов прогнозирования и повышения коэффициентов извлечения нефти на месторождении. Для будущих исследований предлагается разработать более обширные модели в различных геологических условиях.

Ключевые слова: морские газоконденсатные месторождения, коэффициент извлечения нефти, прогнозная модель, режимы пласта, гидродинамические модели.

Analysis of the Efficiency of Water Injection Process in Offshore Oil and Gas Fields of Azerbaijan

Ulvi Mammadli¹, Gunel Mammadova²,

1,2 Azerbaijan State University of Oil and Industry,

1,2 Department of "Oil and Gas Engineering,"

1,2 Master's Student.

Abstract

In this era when oil and natural gas continue to be the world's primary energy resources, many opportunities have arisen for the utilisation of these resources. Finally, with the development of oil and natural gas production technology, the exploration and exploitation of offshore fields has come to the fore. At a time when global energy demand is increasing and dependence on fossil fuels is still high, the exploitation of offshore oil and gas fields has become even more urgent. The development of this field requires modern technologies and attention to environmental and social responsibility. Offshore oil and gas fields are located under more challenging conditions than onshore fields. Deepwater drilling, well completion and production are complex processes that require technological development and engineering solutions. This situation shows that offshore exploitation is not only an economic problem, but also a major engineering and technological challenge.

One of the most effective ways to increase oil extraction in the world today is water injection into formations. The benefit from water injection is achieved by maintaining reservoir pressure and forcing oil towards production wells. The reason for the widespread application of this method in oil extraction is the relative simplicity and cheapness of the process, as well as the high water compression capability. For the effective development of oil and gas fields, the effect of injected water on production should be monitored and evaluated immediately. Uncontrolled water injection leads to fast flooding of production wells, reduced production and other undesirable consequences. The lack of adequate geophysical and hydrodynamic survey data necessary for monitoring water injection in offshore conditions does not allow proper assessment of changes in the main seepage directions and the efficiency of water injection. In this context, it is important to implement diagnostic methods that provide a sufficiently reliable assessment of the state of development without additional mineral exploration. Water injection is one of the important methods used to increase oil and gas production in offshore Azerbaijan oil and gas fields. A study is planned to analyse the efficiency of the water injection process in the fields offshore Azerbaijan. In the analysis, the efficiency, economic benefits and environmental impacts of water injection methods will be analysed. In addition, the difficulties encountered during the implementation of the water injection process and possible solutions to overcome these difficulties will be discussed. As a result, the application of water injection systems increases oil production efficiency and contributes significantly to the development of the Azerbaijan energy sector. It will be shown that water injection is an important process for the sustainable development and future prospects of the oil and gas sector.

Various methods such as Hall diagram, water-oil dependence, etc. are used to monitor the water injection process worldwide. can be noted. One of the modern methods applied in recent years to analyse the water injection process is the capacity-resistance model.

Keywords: oil well, offshore development, water injection, oil production, injection.

Azərbaycanın Dəniz Neft-qaz Yataqlarında Suvurma Prosesinin Səmərəliliyinin Təhlili

Ülvi Məmmədli¹, Günel Məmmədova²

1,2 Azərbaycan Dövlət Neft və Sənaye Universiteti,

1,2 "Neft-qaz Mühəndisliyi" kafedrası,

1,2 Magistrant.

Xülasə

Neft çıxarılması zamanı bəzən arzuolunmayan təbii çökmələrin, yəni asfaltosmoloparafın Neft və qaz dünyanın əsas enerji ehtiyatları olmağa davam etdiyi bu dövrdə bu ehtiyatların istismarı üçün çoxlu imkanlar yaranmışdır. Nəhayət, neft və qaz hasilatı texnologiyasının inkişafı ilə əlaqədar olaraq dəniz yataqlarının kəşfiyyatı və istismarı ön plana çıxmışdır. Qlobal enerji tələbatının artdığı və qalığ yanacaqlardan asılılığın hələ də yüksək olduğu bir vaxtda dənizdəki neft və qaz yataqlarının istismarı daha da aktuallaşmışdır. Bu sahənin inkişafı müasir texnologiyalara diqqət yetirməyi, ekoloji və sosial məsuliyyət tələb edir. Dənizdəki neft və qaz yataqları qurudakı yataqlardan daha çətin şəraitdə yerləşir. Dərin sularda qazma, quyuların qazılması və çıxarılması texnoloji inkişaf və mühəndis həlləri tələb edən mürəkkəb proseslərdir. Bu onu göstərir ki, dənizdə istismar təkə iqtisadi problem deyil, həm də böyük mühəndislik və texnoloji problemdir.

Hazırda dünyada neftçixarma əmsalının artırılmasının ən səmərəli yollarından biri laylara suyun vurulması üsuludur. Suvurmada alınan səmərə lay təzyiqinin saxlanması və neftin ha-silat quyularına tərəf sıxışdırılması nəticəsində təmin olunur. Bu üsulun neftçixarma sahəsində geniş tətbiqinə səbəb prosesin nisbətən sadə və ucuz olması, suyun yüksək sıxışdırma imkanları ilə bağlıdır. Neft və qaz yataqlarının işlənməsinin səmərəli aparılması üçün vurulan suyun hasilata təsirinin monitorinqi və onun operativ qiymətləndirilməsi təmin olunmalıdır. Suvurmanın nəzarətsiz aparılması hasilat quyularının tez sulaşmasına, hasilatın azalmasına və digər xoşa-gəlməz nəticələrə gətirib çıxarır.

Qeyd etmək lazımdır ki, dəniz şəraitində suvurmanın monitorinqinin aparılması üçün tələb olunan geofiziki və hidrodinamik tədqiqat məlumatlarının kifayət qədər olmaması, əsas süzülme istiqamətlərin dəyişməsinin və suvurmanın səmərəliliyinin düzgün qiymətləndirilməsinə imkan vermir. Bununla əlaqədar olaraq, əlavə mədən tədqiqatları aparmadan işlənmənin vəziyyətinin kifayət qədər etibarlı şəkildə qi-mətləndirməsini təmin edən diaqnostik üsulların tətbiqi aktuallıq kəsb edir. Neft və qazın hasilatını artırmaq üçün istifadə edilən mühüm metod, Azərbaycanın dəniz neft-qaz yataqlarında suvurma prosesidir. Tədqiqat Azərbaycanın dəniz yataqlarında suvurma prosesini səmərəliliyini təhlil etməyi planlanılır. Təhlil zamanı suvurma metodlarının effektivliyini, iqtisadi faydalarını və ətraf mühitə olan təsirlərini araşdıracaq. Həmçinin, suvurma prosesinin tətbiqi zamanı qarşılaşılan çətinliklər və bu çətinliklərinin qarşısını almaq üçün mümkün həll yolları müzakirə ediləcək. Nəticədə suvurma sistemlərinin tətbiqi neft hasilatın səmərəliliyini artırdığını və Azərbaycanın enerji sektorunun inkişafına önəmli töhfə verdiyini göstərir. Suvurmanın davamlı inkişafı və neft-qaz sahəsinin gələcək perspektivləri üçün önəmli bir proses olduğu göstəriləcək.

Dünyada suvurma prosesinin izlənməsi üçün müxtəlif üsullar tətbiq olunur ki, onlardan da "Hall" diaqramı, su-neft asılılığını və s. qeyd etmək olar. Son illər suvurma prosesinin analizi üçün tətbiq olunan müasir üsullardan biri də tutum-müqavimət modelidir.

Açar sözlər: neft quyusu, dənizdə işlənmə, suvurma, neftvermə, injeksiya.

Giriş

Azərbaycan Respublikasının əsas yataqları qalığ neftin əhəmiyyətli ehtiyatları ilə quyu hasilatında yüksək su sızması ilə müşayiət olunan gec işlənmə mərhələsinə qədəm qoyub. Böyük həcmdə əlaqəli su əlavə enerji resurslarının istifadəsini diktə edir. Bu, neft şirkətlərini gücləndirilmiş neftvermənin genişmiqyaslı üsullarını tətbiq etməyə və səmt suyunun hasilatını məhdudlaşdırmaq üçün tədbirlər görməyə məcbur edir. Quyu hasilatının suyun təsirini azaltmaq üçün, bir qayda olaraq, inyeksiya quyularının inyeksiya qabiliyyətinin profilinin düzülməsi və istismar quyularında təmir-izolyasiya işlərinin (RIW) texnologiyalarından istifadə olunur. Məhsulların kütləvi şəkildə su basması və çöl geofiziki tədqiqatların qiymətlərinin qalxmasını nəzərə alaraq sadə və ucuz üsulların axtarışına ehtiyac var. İstehsal olunan məhsulların suyun tutulmasının təbiətinə bir tərəfdən layın geoloji quruluşu və lay xassələri, digər tərəfdən neftin və yerdəyişən mayenin fiziki-kimyəvi xassələri, digər tərəfdən istifadə olunan quyu yerləşdirmə sistemi, onların qurulması texnologiyası və iş rejimləri ilə bağlı bir çox amillər təsir göstərir. Artan çökəkliklər şəraitində işlənmiş obyektin ayrı-ayrı yüksəkkeçirici təbəqələrindən suyun axması, həlqəvi məkanın sıxlığının pozulması, həmçinin dib su konuslarının yuxarı çəkilməsi səbəbindən çoxlu sayda quyu su altında qalır. Bundan əlavə, bir çox neft yataqlarında su-neft zonaları və bu zonalarda yerləşən quyular fəaliyyətə başladığı ilk günlərdən sulu hasilat verməyə başlayır. Quyuların vaxtından əvvəl suvarılması son neftverməni azaldır və hasilat, səmt suyunun daşınması və hasilat avadanlığının korroziyasına qarşı mübarizə üçün böyük səmərəsiz xərclərə səbəb olur [1,2].

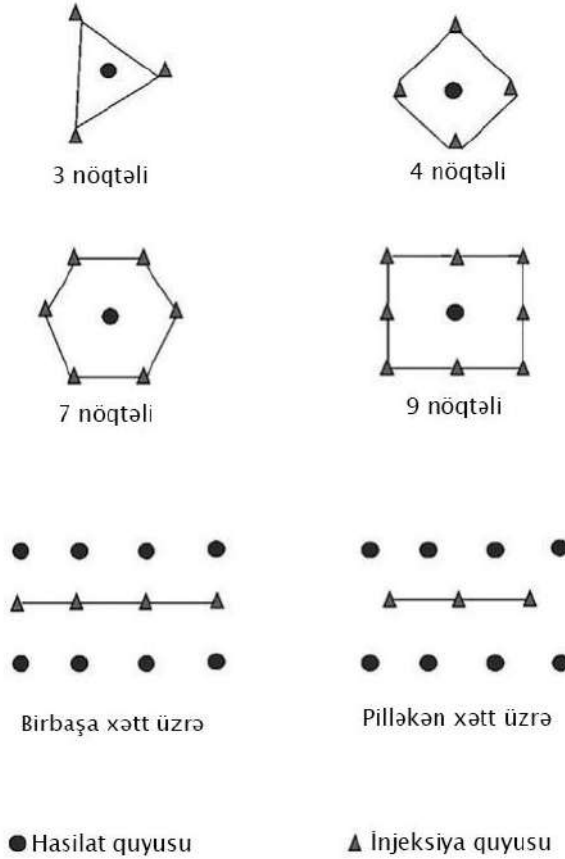
Tədqiqat Metodologiyası

Suyun daxil olması baxımından Abşeron yarımadasındakı yataqlar və qeyri-müntəzəm maye axınlarının müşahidə olunduğu heterogen strukturlu zəif sementlənmiş və boş laylarla təmsil olunan bir sıra dəniz yataqları maraqlı doğurur. Suyun çıxarılması yüksək keçiriciliyə malik təbəqələr vasitəsilə baş verir və aşağı keçiriciliyə malik təbəqələr daha az dərəcədə inkişafda iştirak edir. Sonradan bu layların işlənmə prosesinə daxil edilməsi cəhdləri vurulan suyun həcmində əsassız olaraq artması ilə nəticələnir və bu da istehsalda suyun pozulmasına gətirib çıxarır. Sulu təbəqələrdən hasilat quyularına suyun axmasını asanlaşdıran və onların suvarma quyuları ilə hidrodinamik əlaqəsini yaxşılaşdıran qırılma zonalarının olması ilə səciyyələnən lay növü [3] də suvarma sürətinin artmasına kömək edir. Çöl və analitik tədqiqatlar göstərir ki, neft quyularının əvvəlcədən suvarılmasını şərtləndirən əsas geoloji və fiziki amillər aşağıdakılardır:

- lay neftinin və vurulan suyun özlülüklərinin yüksək nisbəti;
- layın keçirici heterojenliyi və ya qırılması, vurulan suyun istismar quyularına vaxtından əvvəl çatmasına səbəb olduqda;
- kollektorun kiçik qalınlıqda suda üzümə xüsusiyyəti və ya seksiyanın müxtəlif doymuş hissələri arasında gil körpünün olmaması, bu da quyuların dib suları ilə boru kəmərlərinin geri axınları və ya neft-su ilə təmas konusları vasitəsilə doldurulmasına gətirib çıxarır
- hasilat zolağının və ya quyunun dibinin sızması.

Kollektorun keçiriciliyinin heterojenliyinin su nasosunun səmərəliliyinə mənfi təsiri, həmçinin kapilyar qüvvələr (məhsuldar süxurların keçiriciliyinin azalması ilə artır), vurulan su ilə təmasda olan məhsuldar süxurların gil sementinin şişməsi, enjeksiyon quyularının dib çuxurunun əmələ gəlməsi zonasının mexaniki çirklərlə tıxanması ilə də artır.

Suvarma planlanması baxımından bəlkə də 2-yə bölünə bilər, yəni nizamsız və müntəzəm. Qeyd edilmişdir ki, bir çox sahələrdə qeyri-müntəzəm nümunələrdən istifadə olunur, çünki bərpa səmərəliliyini qiymətləndirmək və qeyri-müntəzəm nümunəyə nəzarət etmək çox çətinidir (Fuad İslamov, 2019). Nisbətən kiçik bir rezervuar olmadığı təqdirdə müntəzəm təkrarlanan nümunələr istifadə olunur. Təkrarlanan daşqın nümunələri bir xətt üzrə, 4 nöqtəli, 5 nöqtəli, 7 nöqtəli və 9 nöqtəli nümunələrə təsnif edilə bilər. (Şəkil 1)

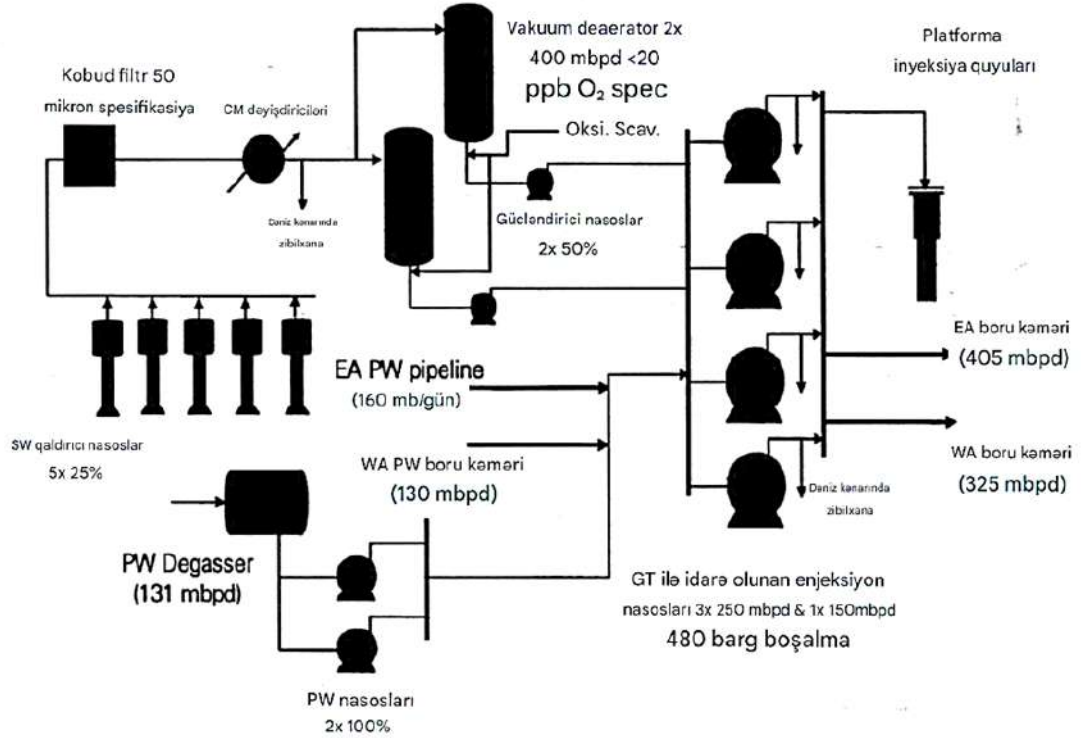


Şəkil 1. Sistemlər ilə suurma üçün bəzi sxemlər

Azərbaycanın dəniz neft-qaz yataqlarından danışarkən burda ən məşhur və tədqiq edilən yatağı, Azəri-Çıraq-Günəşli üzərindən ümumi baxış edərək dəyərləndirəcəyik.

Azəri-Çıraq-Günəşli suurma sistemi dəniz suyunu deaerasiya etmək və qarışıq lay suyu ilə dəniz suyunu vurmaq üçün nəzərdə tutulmuşdur. Sistem 5290 m³/saata qədər dəniz suyunun deaerasiyası və 6600 m³/saat qədər qarışdırılmış lay suyu ilə dəniz suyunun quyulara təzyiqi 440-4600 bar (6400- 6500 psi) olan rezervuara vurulması üçün nəzərdə tutulub. Yüksək axın və yüksək inyeksiya təzyiqinin birləşməsi bu su vurma sistemini 100 MVt-dan çox ümumi güc girişi ilə indiyə qədər tikilmiş ən böyük su vurma sistemi edir. Dəniz suyu 0,005 mq oksigen/litr təmizlənmiş dəniz suyunun (milyarda 5 hissə) spesifikasiyasına qədər havalandırılır. Bu, vakuüm qülləsində mexaniki deaerasiya və qalıq oksigenin kimyəvi təmizlənməsinin birləşməsi ilə əldə edilir. İnjesiyon sistemi Dəniz Suyu sistemindən suyu qəbul edir, vakuüm şəraitində oksigeni çıxararaq suyu inyeksiyaya hazırlayır və iki nasos mərhələsi vasitəsilə onu vurma təzyiqinə qaldırır. Birinci mərhələ (gücləndirici mərhələ) deaeratoradakı vakuüm şəraitindən təzyiqi əsas Su İnjesiyon Nasosları üçün NPSH tələblərinə uyğun təzyiqə qaldırır. İkinci mərhələ (Su vurma nasosu) suyu quyulara vurulmaq üçün lazım olan təzyiqə qaldırır. Şəkil 2-də sıxma və su vurma platforması Dəniz suyunun təmizlənməsi və Su vurma qurğuları göstərilir. 4 ədəd yüksək təzyiqli su vurma nasosu BP tərəfindən o dövrdə dünyanın ən böyük və ən yüksək tutumlu nasosları olan Sulzer Pump istehsalına xüsusi sifariş verilmişdir (2005) 480 Barg təzyiqdə 6600 m³/saat.

C&WP SW Təmizləmə və Su Enjeksiyonu



Şəkil 2.

Yataqdakı suvurma quyularının mövcud vəziyyəti təhlil edilmiş, təhlilin nəticələri aşağıda verilmişdir. Yataqda suvurma quyularının sistemsiz yerləşdirilməsi və prosesin ləngiməsi neft-su konturunun müxtəlif formalarda hərəkətinə səbəb olmuş və nəticədə təsir nisbətən az olmuşdur. Sahədə inyeksiya prosesi ilə 3 obyekt idarə olunur: FLD, X və IX horizontları. FLD və X horizon enjeksiyon sisteminin təsiri yoxdur; bu, bir tərəfdən vurulan suyun həcmnin az olması ilə əlaqədardır, digər tərəfdən isə hazırda istismarda olan təzyiqli quyuların təsir zonasında istismar quyusu yoxdur. Hazırda 7 suvurma quyusu vasitəsilə IX horizonta su vurulur. Quyuların 5-i yatağın cənubunda, 2-si isə şimalda, qanadda yerləşir. İşlənmə başlayandan (01.04.2023-cü il tarixə) bu horizonta 2648,9 min m³ su vurulub. 2023-cü ilin birinci rübündə vurulan suyun həcmi 259,9 min m³ olmuşdur. IX horizontda inyeksiyadan məhsuldarlığa təsir başlayandan bu, rübdə 57,5 min t, 7,6 min t olmuşdur. Seyreltmə əmsalı təsirin əvvəlindən 0,317, rüblük 2,820-dir. Vurma prosesi əsasən cənub bölgəsində aparılıb, bu əraziyə vurulan suyun miqdarı (1719,9 min m³) vurulan ümumi suyun (34753,0 min m³) 4,9%-ni təşkil edir.

Cənub qanadının XV-tektonik blokunda yerləşən 123, 127 və 128 nömrəli suvurma quyularının və təsirə məruz qalmış 120, 125, 255 və 290 nömrəli quyuların işlənmə dinamikası verilmişdir. Dinamikadan da görüldüyü kimi, eyni zirvələrdən istismar edilməsinə baxmayaraq, 123, 127, 128 nömrəli quyulardan vurulan su 120, 126 və 290 nömrəli istismar quyularına təsir göstərmir. Yataqdakı suvurucu quyuların cari vəziyyəti təhlil olunmuşdur və nəticələr aşağıda təqdim edilir. Quyuların sahə üzrə sistemsiz yerləşdirilməsi və suvurmanın həyata keçirilməsində yaranan

gecikmələr neft-su sərhədinin (OWC) nizamsız şəkildə hərəkətinə səbəb olmuş, bu isə öz növbəsində yerinə yetirilən tədbirlərin effektivliyini azaldıb.

Hazırda yataqda 3 obyektə – FLD, X və IX horizontlarında – suvurma prosesi tətbiq olunur. FLD və X horizontlarının suvurma sistemi effektiv nəticə vermir. Bu, əsasən iki səbəbdən irəli gəlir:

1. yeridilən suyun həcmnin az olması və
2. istismarda olan təzyiqli quyularının təsir zonasına düşən hasilat quyularının mövcud olmaması.

Hal-hazırda IX horizontuna 7 suvurucu quyu vasitəsilə su vurulur. Bu quyulardan 5-i yatağın cənub hissəsində, 2-si isə şimal qanadında yerləşir. Yatağın işlənməsinə başladığı vaxtdan (01.04.2013 tarixindən) bu horizonta ümumilikdə 2648.9 min m³ su vurulmuşdur. 2013-cü ilin birinci rübündə yeridilmiş suyun həcmi 259.9 min m³ təşkil etmişdir.

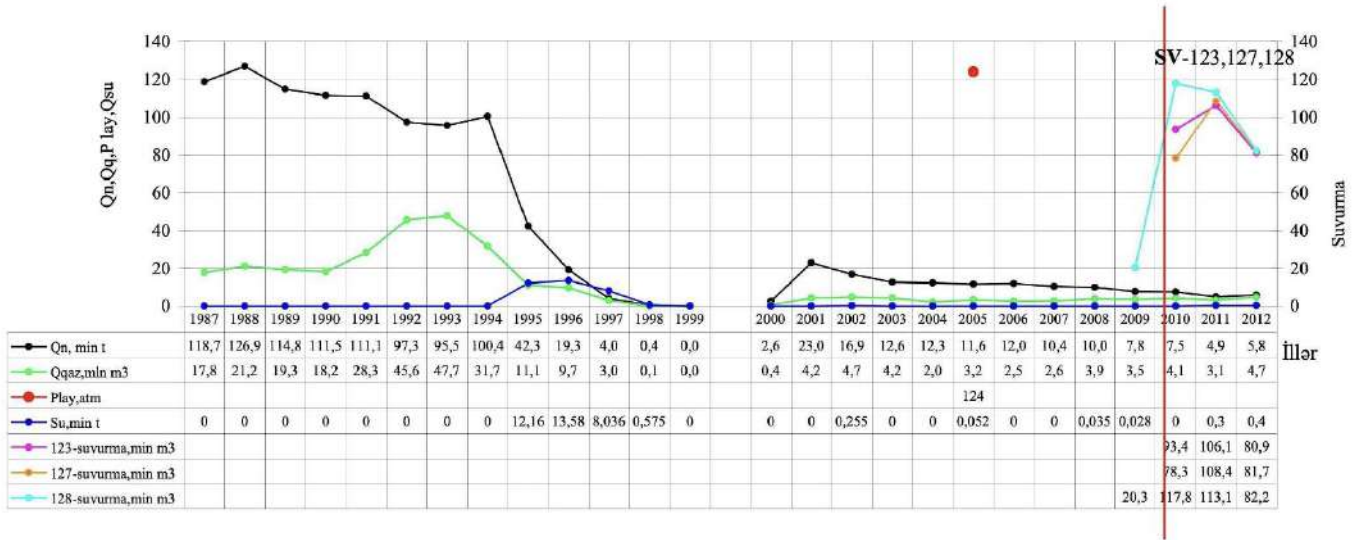
Suvurmanın IX horizontda hasilata təsiri nəticəsində ümumilikdə 57.5 min ton neft hasil olunmuş, bu göstərici bir rüb ərzində 7.6 min ton olmuşdur. Qarışma (seyrelmə) əmsalı başlanğıcdan etibarən 0.317, son rübdə isə 2.820 təşkil etmişdir.

Suvurma prosesi əsasən yatağın cənub hissəsində həyata keçirilmişdir. Bu sahəyə yeridilən suyun həcmi 1719.9 min m³ olub, bu da ümumi vurulmuş suyun (34753.0 min m³) cəmi 4.9%-ni təşkil edir. Cənub qanadının XV tektonik blokunda yerləşən 123, 127 və 128 nömrəli suvurucu quyular və onlardan təsirlənən 120, 125, 255 və 290 nömrəli hasilat quyularının işləmə dinamikası verilmişdir. Dinamikadan görüldüyü kimi, eyni struktur yüksəkliklərdə yerləşmələrinə baxmayaraq, 123, 127 və 128 nömrəli quyularla vurulan suyun 120, 126 və 290 nömrəli hasilat quyularına nəzərəcarpacaq dərəcədə təsiri müşahidə olunmamışdır.

Cədvəl 1

İstismarda olan suvurucu quyular haqqında məlumat

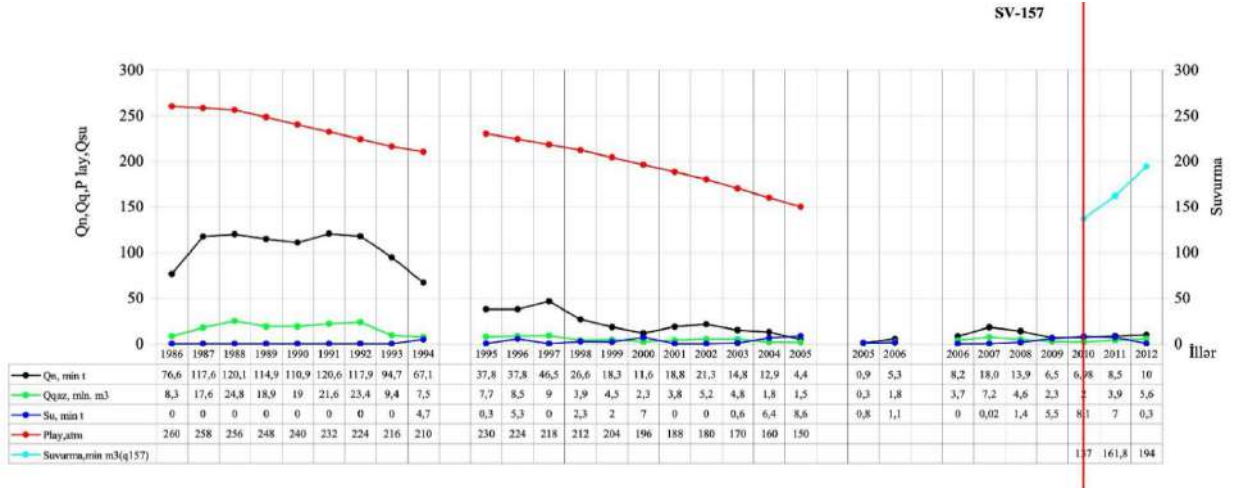
Sıra No	Quyu	Zona	Yerləşmə	İstismara verilmə tarixi	Gündəlik qəbul, m ³ /gün	Aylıq vurulan su, min m ³	Rüblük vurulan su, min m ³	Əsrin əvvəlindən bəri vurulan su, min m ³	Qeyd
1	227	X	Şimal	04.02.2012	270	8.4	24.3	104.4	Aktivdir
2	86	X	Şimal	15.10.2008	689	21.3	61.9	800.3	Aktivdir
3	87	X	Şimal	02.10.2007	614	19.0	55.3	842.6	Aktivdir
4	278	IX	Şimal	09.10.2011	870	26.9	78.2	461.2	Aktivdir
5	280	IX	Şimal	30.07.2010	592	18.3	53	467.8	Aktivdir
6	417	FLD	Şimal	13.08.2010	802	24.9	72.2	757	Aktivdir
7	122	FLD	Şimal	10.09.2007	801	24.8	72.2	11681.1	Aktivdir
8	159	FLD	Şimal	24.10.1987	276	8.6	24.9	2803.2	Aktivdir



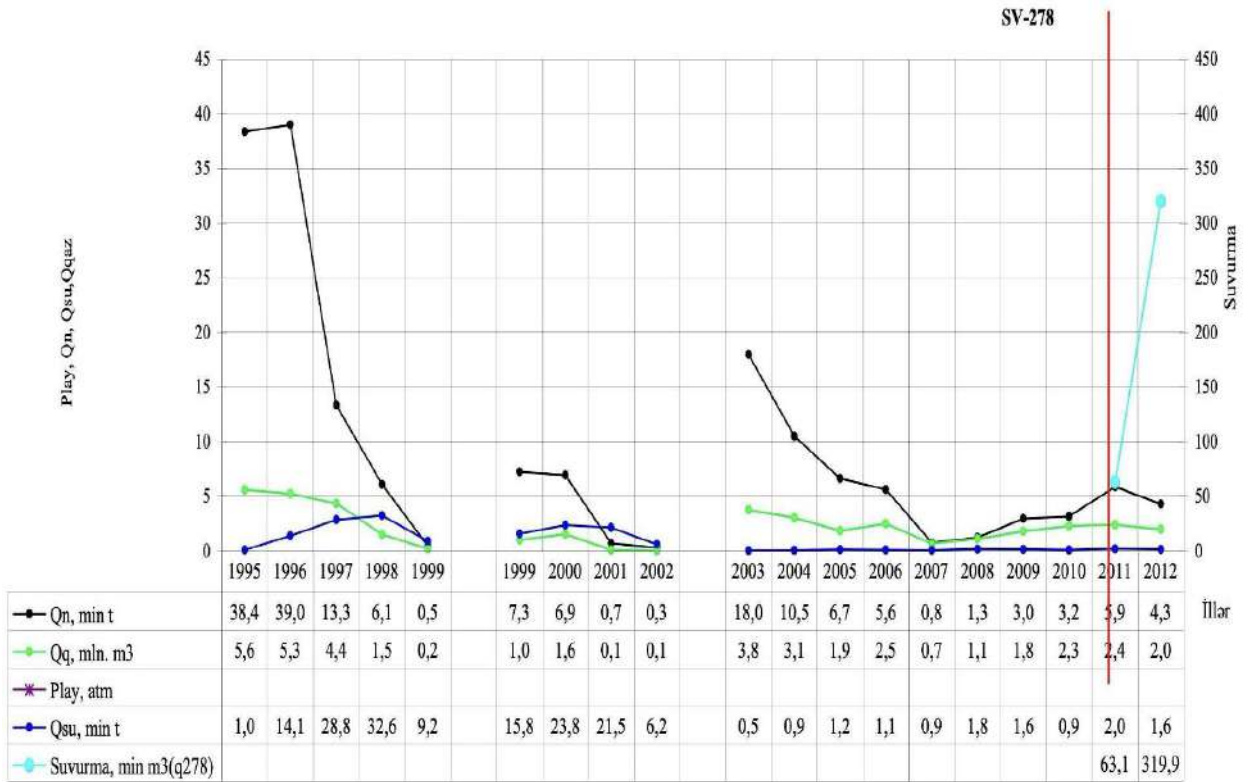
Şəkil 6 290 nömrəli quyunun 123, 127, 128 nömrəli suvurucu quyuların təsiri ilə inkişaf dinamikası

Lakin bu, eyni blokda yerləşən 226 nömrəli hasilat quyusuna şamil edilə bilməz. Bu uyğunsuzluq, həmin quyuların geofiziki göstəricilərinin oxşar olmasına baxmayaraq, onların "zirvə" (struktura görə yüksək nöqtə) səviyyələrinin uyğun gəlməməsi ilə izah oluna bilər (Şəkil 3.3 – 3.4). Hal-hazırda X horizontuna 5 suvurucu quyu vasitəsilə su vurulur. Bu quyulardan 2-si yatağın cənub qanadında, 3-ü isə şimal qanadında yerləşir. İnkişafın başlanğıcından (01.04.2013 tarixinə qədər) bu horizonta ümumilikdə 13274.7 min m³ su vurulmuş, 2013-cü ilin birinci rübündə isə bu həcm 261.1 min m³ təşkil etmişdir. Su vurma prosesinin X horizontundakı hasilata təsiri nəticəsində ümumilikdə 1971.4 min ton, rüblük isə 10.6 min ton neft hasil olunmuşdur.

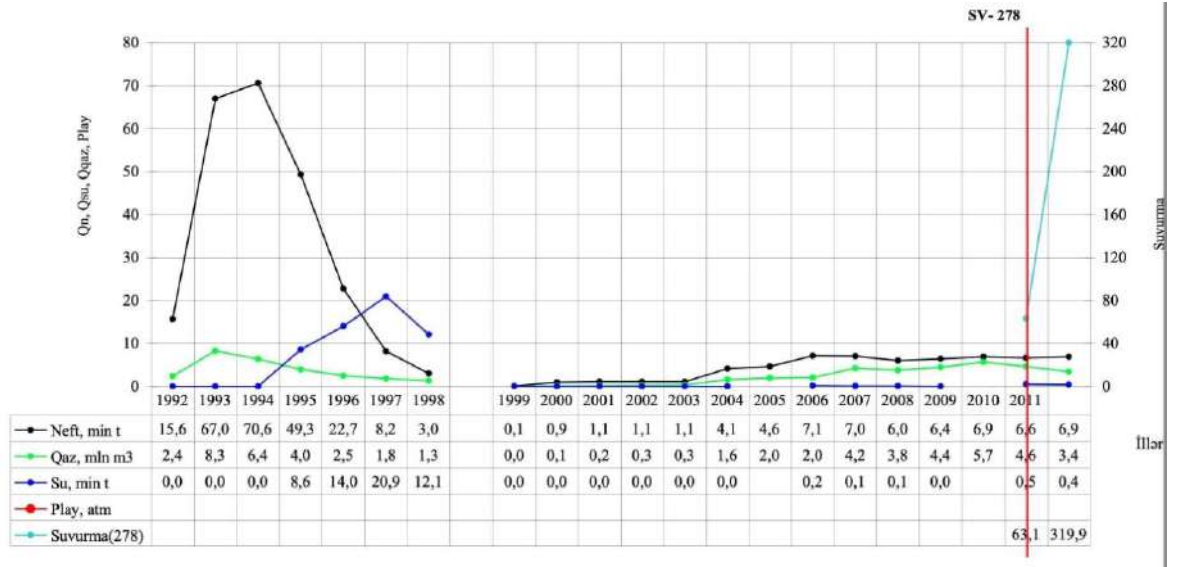
Su vurmanın hasilata təsir əmsalı başlanğıcdan etibarən 0.281, rüblük olaraq isə 0.879 təşkil edir. Suvurma prosesi əsasən yatağın cənub hissəsində aparılmış, bu sahəyə vurulmuş suyun həcmi 10287.9 min m³ olmuşdur. Bu, ümumi vurulmuş suyun (34753.0 min m³) 29.6%-nə bərabərdir. Cənub qanadının XIII tektonik blokunda yerləşən 124 nömrəli suvurucu quyunun və 261 nömrəli təsirlənmiş quyunun işləmə dinamikası (Şəkil 3.9) təqdim edilmişdir. Şəkildən də görüldüyü kimi, eyni blokda yerləşdikləri üçün vurulmuş suyun təsiri hasilat dinamikasında özünü aydın şəkildə göstərir. İndi isə yatağın şimal qanadında yerləşən 86 və 87 nömrəli suvurucu quyuların, müvafiq olaraq 223 və 95 nömrəli hasilat quyularına olan təsirini nəzərdən keçirək. 223 və 95 nömrəli quyuların işləmə dinamikasından da görüldüyü kimi, bu quyularda vurulan suyun təsiri hiss olunmur.



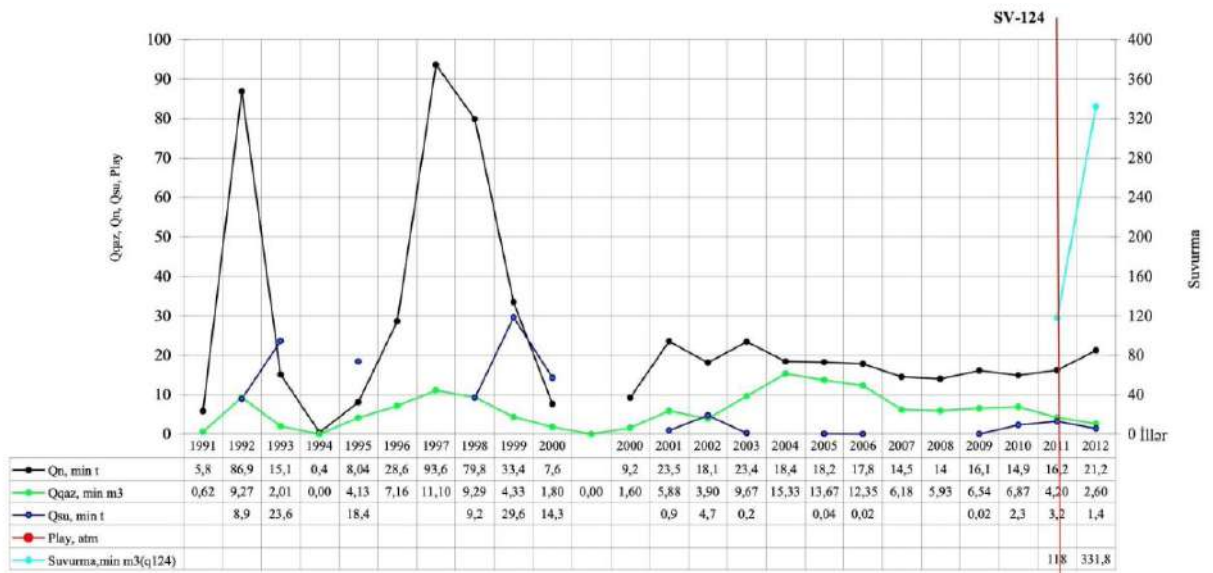
Şəkil 7 114-cü Quyunun 157 nömrəli Su vurucu quyunun təsiri ilə İnkişaf Dinamikası



Şəkil 8 226-ci Quyunun 278 nömrəli Su vurucu quyunun təsiri ilə İnkişaf Dinamikası



Şəkil 9 281-ci Quyunun 278 nömrəli Su vurucu quyunun təsiri ilə İnkişaf Dinamikası



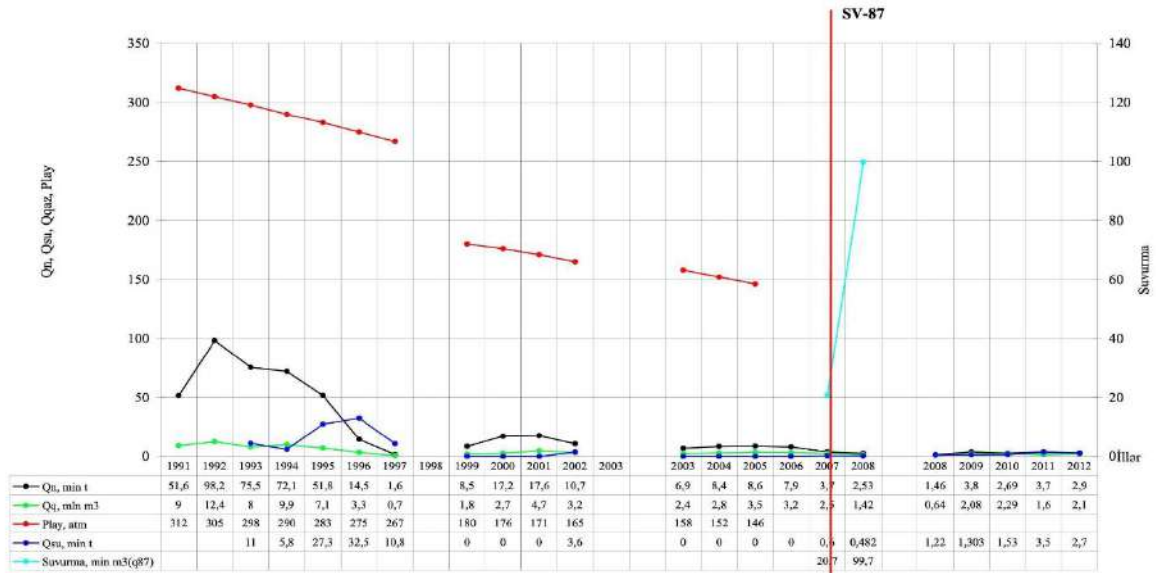
Şəkil 10 261-ci quyunun 124 nömrəli su vurucu quyunun təsiri ilə inkişaf dinamikası

Bu, təsirlənmiş quyularla təsir etməyən quyular arasında məsafənin uzunluğu və fay zonalarının keçiriciliyinin olmaması ilə izah olunur (çat amplitudası 100 metrdən çoxdur). 227 nömrəli suvurucu quyunun 161, 104, 108, 219, 102, 182 və 223 nömrəli hasilat quyularına təsir etməməsi, bu quyunun müvafiq hasilat quyularından kifayət qədər uzaqda yerləşməsi ilə izah edilə bilər.

Hal-hazırda FLD horizontu 3 suvurucu quyu vasitəsilə su ilə təmin olunur. Bu quyulardan 2-si yatağın XV tektonik blokunda, 1-i isə XIII tektonik blokda yerləşir. İnkişafın başlanğıcından (01.04.2013 tarixinə qədər) bu horizonta ümumilikdə 18829.4 min m³ su vurulmuşdur, 2013-cü ilin birinci rübündə isə bu həcm 169.3 min m³ təşkil etmişdir. FLD horizontuna su vurulmasının hasilata təsiri nəticəsində ümumilikdə 5190.8 min ton, rüblük isə 2.5 min ton neft hasil olunmuşdur. Su vurulma əmsalı ilkin təsir dövründən etibarən 0.121, rüblük üzrə isə 0.136 təşkil edir. Suvurma

prosesi əsasən yatağın cənub sahəsində həyata keçirilmişdir. Bu sahəyə vurulmuş suyun həcmi 14009.9 min m³ təşkil edir ki, bu da ümumi vurulmuş suyun (34753.0 min m³) 40.3%-nə bərabərdir. Cənub qanadının XIII tektonik blokunda yerləşən 122 nömrəli suvurucu quyunun və ondan təsirlənən 117 və 256 nömrəli hasilat quyularının işləmə dinamikası (Şəkil 3.12 – 3.13) təqdim olunmuşdur. Şəkildən də görüldüyü kimi, 122 nömrəli suvurucu quyu ilə 117 və 256 nömrəli hasilat quyuları eyni blokda yerləşdiyinə görə, vurulmuş suyun təsiri hasilat dinamikasında aydın şəkildə müşahidə olunur. Yatağın cənub qanadında yerləşən 159 və 417 nömrəli suvurucu quyuların 117 nömrəli hasilat quyusuna təsiri araşdırıldıqda müəyyən olunmuşdur ki, bu quyuların müvafiq hasilat quyusuna təsiri müşahidə olunmur. Bu isə, təsir edən və təsirlənən quyular arasında keçən boyuna çatın keçiriciliyə malik olmaması ilə izah olunur (çat amplitudası 100 metrədən çoxdur).

Lay təzyiqi və dəyişimi: Dayazsulu Günəşli yatağı 1980-ci illərin ortalarında təbii deqradasiya rejimində işlədiyindən, həmin dövrdə lay təzyiqi xeyli azalmışdı. Suvurma tətbiqinə qədər bəzi horizontlarda təzyiq kritik həddə düşərək ilkin göstəricinin ~50%-i qədər olmuşdu. Məsələn, SOCAR məlumatına görə, istehsal horizontlarında çıxarılan neft həcminin cəmi 8-35%-i həcmində su vurulduğu halda, lay təzyiqi 50% civarında azalardı. 1986-cı ildən sonra suurma işə salındıqda, təzyiqin enmə sürəti azaldı və müəyyən horizontlarda sabitləşməyə başladı. Müşahidələr göstərir ki, suvurma başlanması ilə Günəşlidə lay təzyiqi müəyyən səviyyədə “dondurulmuş”, yəni sabit saxlanmışdır.



Şəkil 11 95 nömrəli quyunun 87 nömrəli su vurucu quyunun təsiri ilə inkişaf dinamikası.

Hazırda SOCAR qarşısındakı üç il ərzində vurulan suyun həcmi artıraraq hasil edilən mayenin 50%-i həcmində su ilə əvəzlənməsinə (voidage replacement ~50%) nail olmağı planlaşdırır. Bu hədəfə çatmaq lay təzyiqindəki azalmanı dayandıracaq və yatağın səmərəli işləməsini uzadacaqdır. Müasir ölçmələr Günəşlidə bəzi laylarda hazırkı təzyiqin ~10-15 MPa ətrafında olduğunu göstərir (dəqiq rəqəmlər horizontdan asılıdır). Suvurma sayəsində təzyiq növbəti illərdə yenidən qismən bərpa olunacaq və stabil saxlanacaqdır.

Nəticələr və Müzakirə

Dünya təcrübəsində neft mədənlərinin inyeksiya üsulu ilə işlənməsi çox geniş yayılmışdır. Hazırda bütün neft yataqlarının 90%-dən çoxu ikinci dərəcəli təsir üsulları ilə emal olunur. Yataqların işlənməsi təcrübəsinin ümumiləşdirilməsi göstərir ki, vurulma prosesinin tətbiqi zamanı əsasən müsbət nəticələr əldə olunmasına baxmayaraq, bu metodun tətbiqinin nəticələri bu gün də geniş şəkildə öyrənilməlidir. Qeyri-homogen layların vurulma prosesinin tətbiqi ilə tam əhatə olunmaması,



çətin çıxarılan ehtiyatların həcmnin artması, neftlə doymuş məsaməli mühitin xassələrinin dəyişməsi, işlənmənin son mərhələsində lay neftinin fiziki-kimyəvi xassələrinin dəyişməsi, yataqlarda texnogen təzahürlərin artması yataqların səmərəli işlənməsini çətinləşdirir. Yataqlarda səmərəli işlənmə sistemlərinin yaradılması üçün bir çox hallarda lay enerjisinin bərpası, vurulan işçi agentin layların məsaməli mühitində neftin sıxılması ilə sıx əlaqəsi işlənmə prosesində vurulma sistemlərinin optimallaşdırılması ilə bağlıdır. Azərbaycanda neft sənayesinin inkişafının ilkin mərhələlərində (1940-cı illərə qədər) yataqlar tükənmə rejimində istismar olunurdu ki, bu da ən yaxşı halda neft məhsuldarlığının 36%-ə qədər olmasını təmin edirdi. 40-cı illərin sonlarından tarlalarda inyeksiya üsulları tətbiq olundu. Hal-hazırda üç növ inyeksiya (konturun arxasında, kontur boyunca, kontur daxilində) və onların müxtəlif modifikasiyalarından istifadə olunur. Enjeksiyon laylara təsir etməyin yüksək effektiv üsulu olmaqla lay təzyiqini sabit saxlayır və inkişaf sürətini artırır. Digər tərəfdən, inyeksiya yatağın işlənməsinin müddətinin azaldılmasına təsir göstərir və neft yataqlarının səmərəli işlənməsini təmin etmək məqsədilə tətbiq edilən lay vurma prosesinin səmərəliliyinin qiymətləndirilməsi böyük əhəmiyyət kəsb edir. Azərbaycan, ABŞ, Kanada, Rusiya, Səudiyyə Ərəbistanı və s. Ölkələrdə neft yataqlarının işlənməsində inyeksiya prosesi intensiv şəkildə tətbiq olunur. Enjeksiyon texnologiyasının nisbi sadəliyi, yüksək səmərəliliyi, su mənbəyinin mövcudluğu və işçi agentin iqtisadi səmərəliliyi bu üsulun geniş yayılmasına təkan vermişdir.

Nəticə

Tədqiqat nəticəsində Azərbaycanın dəniz neft-qaz yataqlarında suvurma prosesinin səmərəliliyi analiz edilmiş və bu prosesin neft hasilatına təsiri qiymətləndirilmişdir. Suvurma quyularının düzgün yerləşdirilməsinin və vurulan suyun həcm və keyfiyyət göstəricilərinin hasilata birbaşa təsir etdiyi müəyyən edilmişdir. Aparılan təhlillər göstərmişdir ki, suvurma sistemlərinin müasir texnologiyalar əsasında qurulması və düzgün idarə edilməsi lay təzyiqinin qorunmasını təmin edir, hasilat quyularının sulaşma riskini azaldır və neftvermə əmsalını artırır. Bununla belə, monitoring prosesinin effektiv şəkildə həyata keçirilməsi və suvurma quyularının yerləşdirilmə strategiyasının təkmilləşdirilməsi vacibdir. Azəri-Çıraq-Günəşli yatağında tətbiq edilən suvurma texnologiyalarının yüksək təzyiq və böyük həcmdə su vurma imkanlarına malik olduğu və dünya üzrə ən iri suvurma sistemlərindən biri olduğu müəyyən edilmişdir. Ancaq suvurma quyularının systemsiz yerləşdirilməsi və prosesin qeyri-bərabər aparılması neft-su konturunun hərəkətində qeyri-sabitliyə səbəb olmuş və bəzi horizontlarda effektivliyi aşağı salmışdır.

Tədqiqatın əsas nəticələri aşağıdakı kimi ümumiləşdirilə bilər:

1. **Suvurma quyularının yerləşdirilməsinin optimallaşdırılması** – Quyuların sistemli və planlı şəkildə yerləşdirilməsi neftvermə əmsalını artırmağa və layın daha bərabər işlənməsinə imkan verir.
2. **Monitoring və nəzarətin gücləndirilməsi** – Geofiziki və hidrodinamik tədqiqatların aparılması, həmçinin müasir diaqnostik metodların tətbiqi suvurma prosesinin daha effektiv idarə olunmasını təmin edə bilər.
3. **Ekoloji və iqtisadi təsirlərin azaldılması** – Dəniz mühitinə mənfi təsirlərin azaldılması və su resurslarının səmərəli idarə edilməsi üçün texnoloji innovasiyaların tətbiqi vacibdir.
4. **Müasir texnologiyaların tətbiqi** – Kapasitiv-müqavimət modeli və digər qabaqcıl analiz metodları suvurma prosesinin effektivliyini artırmağa kömək edə bilər.

Nəticə olaraq, suvurma texnologiyalarının təkmilləşdirilməsi və effektiv idarə olunması Azərbaycanın neft hasilatında məhsuldarlığın artırılmasına və enerji sektorunun davamlı inkişafına mühüm töhfə verə bilər.

ƏDƏBİYYAT

7. Rogaçev M.K. Fiziki-kimyevi usullarla çetin şəraitlerde neft hasilatı proseslərinin təkmilləşdirilməsi: texnika elmləri doktoru diss.: 25.00.17 / M.K. Rogaçev; Ufa Dövlət Neft Texniki Universiteti. – Ufa, 2002. – 312 s.
8. Aquifer Influx Versus Water Injection in GoM, Mohammad Reza Fassihi; J. P. Blangy 2022
9. Jeyhun Alipanakhov, Khazar University Analyzing and intensification field development of shallow water Gunashli ,2017.
10. Vladimir Vishnyakov, Baghir Suleimanov, Ahmad Salmanov, Eldar Zeynalov, Primer on Enhanced oil Recovery, 2020.
11. Joubran, J. (2020). Application of Multizone Water Injection Downhole Flow Control Completions With Fiber-Optic Surveillance. Journal of Petroleum Technology, 72(08), 48–49.
12. DETERMINATION OF RESIDUAL OIL SATURATION IN A WATER AND GAS FLOODED GIANT OIL RESERVOIR USING CORE, CONVENTIONAL AND PULSED NEUTRON LOGS. Society of Petrophysicists and Well Log Analysts (SPWLA). Mike Davenport, Rufat Guliyev, Kasim Sadikoglu, Pavel Gramin, Adrian Zett 2021



Анализ Эффективности Процесса Закачки Воды на Морских Нефтегазовых Месторождениях Азербайджана

Ульви Мамедли¹, Гюнель Мамедова²

1,2 Азербайджанский Государственный Университет Нефти и Промышленности,

1,2 Кафедра «Нефтегазовая инженерия»,

1,2 Магистрант.

Аннотация

В эпоху, когда нефть и природный газ остаются основными энергоресурсами в мире, появилось множество возможностей для их использования. Наконец, с развитием технологий добычи нефти и природного газа на первый план вышла разведка и эксплуатация морских месторождений. В условиях, когда мировой спрос на энергоносители растет, а зависимость от ископаемого топлива остается высокой, разработка морских нефтегазовых месторождений стала еще более актуальной. Развитие этого направления требует современных технологий и внимания к экологической и социальной ответственности. Морские месторождения нефти и газа расположены в более сложных условиях, чем наземные. Глубоководное бурение, заканчивание скважин и добыча - сложные процессы, требующие технологического развития и инженерных решений. Такая ситуация показывает, что эксплуатация шельфа - это не только экономическая проблема, но и серьезный инженерный и технологический вызов.

Одним из наиболее эффективных способов увеличения добычи нефти в современном мире является закачка воды в пласты. Эффект от закачки воды достигается за счет поддержания пластового давления и притока нефти к добывающим скважинам. Причиной широкого распространения этого метода добычи нефти является относительная простота и дешевизна процесса, а также высокая способность воды к сжатию. Для эффективной разработки нефтяных и газовых месторождений необходимо немедленно отслеживать и оценивать влияние закачиваемой воды на добычу. Неконтролируемая закачка воды приводит к быстрому затоплению добывающих скважин, снижению добычи и другим нежелательным последствиям.

Отсутствие адекватных данных геофизических и гидродинамических исследований, необходимых для мониторинга закачки воды в морских условиях, не позволяет правильно оценить изменения основных направлений просачивания и эффективность закачки воды. В связи с этим актуальным является внедрение методов диагностики, позволяющих достаточно достоверно оценить состояние разработки без проведения дополнительных геологоразведочных работ. Закачка воды является одним из важных методов, используемых для увеличения добычи нефти и газа на морских нефтегазовых месторождениях Азербайджана. Планируется провести исследование с целью анализа эффективности процесса закачки воды в пласт на месторождениях на шельфе Азербайджана.

В ходе анализа будут проанализированы эффективность, экономическая выгода и воздействие на окружающую среду методов закачки воды. Кроме того, будут рассмотрены трудности, возникающие при реализации процесса закачки воды, и возможные решения по их преодолению. В результате применение систем нагнетания воды повышает эффективность добычи нефти и вносит значительный вклад в развитие энергетического сектора Азербайджана. Будет показано, что закачка воды является важным процессом для устойчивого развития и перспектив нефтегазового сектора.

Для мониторинга процесса закачки воды во всем мире используются различные методы, такие как диаграмма

Ключевые слова: нефтяная скважина, морская разработка, бурение, добыча нефти, закачка.

Study of the Application Thermal-GAS EOR Method in Depth Heavy Oil Reservoir

Ilhan Mammadov

Azerbaijan State University of Oil and Industry,
Department of "Oil and Gas Engineering,"
Master's Student.

Abstract

The exploitation of heavy oil reservoirs presents significant challenges due to the inherently high viscosity, low mobility, and complex geologic characteristics of the oil. Conventional extraction methods have often proved inefficient and economically unfeasible, particularly under fluctuating oil price scenarios. In response to these limitations, hybrid thermal enhanced oil recovery (EOR) technologies have emerged as promising alternatives that integrate thermal methods with chemical, gas, and solvent-based approaches.

Hybrid thermal methods involve the synergistic application of steam injection alongside non-condensable gases (e.g., CO₂, N₂), solvents (e.g., light hydrocarbons), and chemical agents (e.g., alkalis, surfactants, polymers, and gels). Heavy oil reservoirs contain very viscous crude (often >10,000 cP) that is difficult to mobilize by primary or waterflood recovery. Thermal methods like steam injection are widely used to recover heavy oil – in fact, steam-based processes account for the vast majority of heavy oil produced (e.g. ~97% of China's heavy oil recovery) . However, conventional steam thermal EOR is generally effective only in relatively shallow reservoirs due to severe heat losses at greater depths . In deep heavy oil reservoirs (e.g. >800–1000 m), steam loses energy in the wellbore and formation, reducing its heating effectiveness . As a result, deep heavy oil often has low recovery (Experimental and simulation studies confirm that hybrid thermal approaches can reduce in situ oil viscosity by factors of 10 to 15, and increase oil recovery by 20–30% compared to conventional methods. Despite higher upfront capital requirements, the long-term economic viability is favorable due to the substantial increase in oil production and improved energy utilization.

From an environmental standpoint, hybrid methods offer better control over CO₂ emissions and water usage through closed-loop systems, solvent recycling, and precise reservoir targeting. These aspects contribute to making hybrid thermal EOR not only a technically and economically viable solution but also a more environmentally sustainable alternative.

In conclusion, hybrid thermal recovery techniques represent a multifaceted, scalable, and high-potential pathway for the development of heavy oil resources. Future advancements integrating artificial intelligence, digital twin modeling, and real-time monitoring are expected to further optimize their performance and adaptability across diverse geological settings.

Keywords: heavy oil, thermal stimulation, enhanced oil recovery (eor), development of heavy oil reservoirs, thermal-gas recovery technologies,

Dərinlikdə Olan Ağır Neft Rezervuarına Termal-QAZ Metodunun Tətbiqinin Öyrənilməsi

İlhan Məmmədov

Azərbaycan Dövlət Neft və Sənaye Universiteti,
"Neft-qaz Mühəndisliyi" kafedrası,
Magistrant.

Xülasə

Ağır neft yataqları dünya üzrə mövcud olan ən zəngin, lakin işlənməsi çətin enerji resurslarından biridir. Bu çətinliklər əsasən neftin yüksək özlülüyü, zəif axıcılığı və geoloji şəraitin mürəkkəbliyi ilə bağlıdır. Bu səbəbdən ənənəvi hasilat metodlarının effektivliyi məhdud qalır.

Ağır neft yataqlarının istismarı neftin yüksək özlülüyünə, aşağı hərəkətliliyinə və mürəkkəb geoloji xüsusiyyətlərinə görə əhəmiyyətli çətinliklər yaradır. Ənənəvi hasilat üsulları çox vaxt səmərəsiz və iqtisadi cəhətdən qeyri-mümkün olduğunu sübut etdi, xüsusən də neftin qiymətinin dəyişməsi ssenariləri altında. Bu məhdudiyətlərə cavab olaraq, istilik üsullarını kimyəvi, qaz və həlledici əsaslı yanaşmalarla birləşdirən perspektivli alternativlər kimi hibrid istiliklə gücləndirilmiş neftvermə (EOR) texnologiyaları ortaya çıxdı.

Hibrid istilik üsulları kondensasiya olunmayan qazlar (məsələn, CO₂, N₂), həlledicilər (məsələn, yüngül karbohidrogenlər) və kimyəvi maddələr (məsələn, qələvilər, səthi aktiv maddələr, polimerlər və gellər) ilə yanaşı buxar inyeksiyasının sinerji tətbiqini əhatə edir. Ağır neft laylarında çox özlü xam neft (çox vaxt >10.000 cP) var ki, onları ilkin və ya su daşqınlarının bərpası ilə səfərbər etmək çətinidir. Buxar inyeksiyası kimi istilik üsulları ağır neftin çıxarılması üçün geniş şəkildə istifadə olunur - əslində buxar əsaslı proseslər hasil edilən ağır neftin böyük əksəriyyətini təşkil edir (məsələn, Çinin ağır neft hasilatının ~97%-i). Bununla belə, ənənəvi buxar termal EOR ümumiyyətlə daha böyük dərinliklərdə ciddi istilik itkiləri səbəbindən nisbətən dayaz rezervuarlarda təsirli olur. Dərin ağır neft laylarında (məsələn, >800–1000 m) buxar quyu lüləsində və layda enerji itirir və onun isitmə effektivliyini azaldır. Nəticədə, dərin ağır neft çox vaxt aşağı hasilata malikdir (Eksperimental və simulyasiya tədqiqatları təsdiq edir ki, hibrid termal yanaşmalar adi üsullarla müqayisədə in situ neft özlülüyünü 10-15 əmsal azalda və neftvermə qabiliyyətini 20-30% artırma bilər.

Ətraf mühit nöqtəyi-nəzərindən, hibrid üsullar CO₂ emissiyaları və su istifadəsi üzərində qapalı dövrə sistemləri, həlledicilərin təkrar emalı və anbarların dəqiq hədəflənməsi vasitəsilə daha yaxşı nəzarət təklif edir. Bu aspektlər hibrid termal EOR-un təkə texniki və iqtisadi cəhətdən məqsəduyğun həlli deyil, həm də ekoloji cəhətdən daha davamlı alternativ olmasına kömək edir.

Nəticə olaraq, istilik-qaz metodunun bərpası üsulları ağır neft ehtiyatlarının işlənməsi üçün çoxşaxəli, genişlənmə bilən və yüksək potensiallı yolu təmsil edir. Süni intellekt, rəqəmsal əkiz modelləşdirmə və real vaxt monitorinqini birləşdirən gələcək irəliləyişlərin müxtəlif geoloji şəraitdə onların performansını və uyğunlaşma qabiliyyətini daha da optimallaşdıracağı gözlənilir.

Açar sözlər: ağır neft, termal təsir, neftveriminin artırılması, ağır neft yataqlarının işlənməsi, kombinə edilmiş texnologiyalar, termal-buxar üsulları

Giriş

Ağır neft kimi təsnif edilən təxminən 3,4 trilyon barel orijinal neft və bitum kimi təsnif edilən təxminən 5,5 trilyon barel orijinal neft var. Bu ehtiyatlar bütün dünyada ağır neftdən ibarət 192 hövzə və təbii bitum olan 89 hövzədə paylanmışdır. Ən böyük ehtiyatlar Kanadada (3 trilyon barel) və Venesuelada (2 trilyon barel) yerləşir. Aşağı API çəkisi və yüksək özlülük səbəbindən ağır neft və bitum çıxarmaq çətinidir. Özlülük temperatura çox həssasdır; temperatur artdıqca neftin özlülüyü xeyli azalır. Termal metodlarla neftin bərpası (EOR) üsulları böyük yüksək özlülüklü neft ehtiyatları üçün ən effektiv hasilat variantını təklif edir. Bununla belə, termal neftverimi üsulları, xüsusən də neftin mövcud aşağı qiyməti şəraitində və bu üsulların mürəkkəbliyi səbəbindən populyarlığını itirir. Bu proseslərin mürəkkəbliyini azaltmaq üçün laboratoriya təcrübələri tövsiyə olunur ki, bu da prosesin qiymətini artırır və eksperimental nəticələrin şərhində təcrübə tələb edir. Xərcləri azaltmaq və praktiki məqsədlər üçün hər hansı təsir metodunun tətbiqindən əvvəl bəzi yoxlama meyarları cədvəlləri tətbiq olunur.

Tədqiqat Metodologiyası

Geniş laboratoriya təcrübələri termal qaz EOR-un inkişafının əsasını təşkil edir. Tədqiqatçılar yüksək təzyiq/yüksək temperaturda PVT testləri həyata keçirirlər ki, ağır neft xassələrinin qaz vurulması zamanı necə dəyişdiyini, o cümlədən qazın həllolma qabiliyyəti, şişkinlik faktoru, özlülüyün azaldılması və səthlərarası gərginlik var. Məsələn, Zhang və başqalarının təcrübələri. (2024) müxtəlif qazların (CO_2 , CH_4 , N_2) vurulmasından sonra ağır neftin özlülüyünü və sıxlığını ölçdü və CO_2 -nin neftdə daha yüksək həllolma qabiliyyəti ilə əlaqəli olaraq ən güclü özlülük azaldıcı təsire malik olduğunu tapdı. Bu cür məlumatlar rəqəmsal modelləri məlumatlandırır və hansı qazın optimal olduğunu ekranlaşdırmağa kömək edir. CO_2 ümumiyyətlə ən böyük özlülük düşməsinə və neftin şişməsinə verir, N_2 isə minimal həll qabiliyyətinə malikdir, lakin yenə də nefti bir qədər genişləndirir və təsirli ötürmə qazı kimi xidmət edə bilər. PVT hüceyrələri ilə yanaşı, rezervuar şəraitini simulyasiya etmək üçün daşqın və qum paketi təcrübələri aparılır. Bu sınaqlarda əsas nümunə və ya qablaşdırılmış qum ağır neftlə doyurulur, sonra lay təzyiqi/temperaturunda buxar, qaz və ya birləşmiş mayələrin vurulmasına məruz qalır.

Neftin bərpa əmsalı, təzyiq profilləri və istehsal olunan mayenin tərkibi kimi nəticələr ölçülür. Bu təcrübələr istilik-qaz proseslərinin yerdəyişməni necə yaxşılaşdırdığını nümayiş etdirir. 16°API nefti olan qum paketi vasitəsilə 170°C buxarla birlikdə baca qazını (N_2/CO_2 qarışığı) vurdular; nəticələr $\sim 79\%$ bərpa əmsalı göstərdi və yalnız buxarla olan daşqınla müqayisədə eyni neftin çıxarılmasına nail olmaq üçün təxminən 10% daha az buxar tələb olundu.

Baca qazı sürücü təzyiqini sabitləşdirməyə kömək etdi və laboratoriya sınaqlarında neft hasilatının başlamasını sürətləndirdi. Eynilə, qum paketi dövrü inyeksiya sınaqları (huff-n-puff) müəyyən etdi ki, CO_2 əlavə edilməsi təkcə buxar dövrüyünə nisbətən ağır neftin əldə edilməsini artırır, ilk iki qaz dövrəsində hasil edilən ən böyük artan neftlə (üçüncü dövrdə gəlirləri azaldır). Əsas laboratoriya müşahidələrinə aşağıdakılar daxildir: daha yüksək qaz vurma təzyiqi neftin çıxarılmasını yaxşılaşdırır (çünki daha çox qaz öndə neftdə həll olur), halbuki “islatma” vaxtının müəyyən nöqtədən sonra uzadılması çox az əlavə fayda verir. Təcrübələr həmçinin göstərir ki, daha yüksək ilkin neft özlülüyü olan ağır neft layları CO_2 -dən daha səmərəli istifadə etməyə meyllidir – bir pilot aşkar edib ki, əlavə ağır neft (çox yüksək özlülük) daha yüngül ağır neftlə müqayisədə daha yaxşı CO_2 sərfinə və artımlı bərpaya nail olub.

İstilik-qaz prosesləri bir neçə sinergetik mexanizm vasitəsilə ağır nefti hərəkətə gətirir:

- Qızdırılma və Qazın həlli ilə Özlülüyün Azaldılması: Ağır neftin qızdırılması onun özlülüyünü xeyli aşağı salır (məsələn, ilkin özlülüyü $\sim 10^5$ – 10^6 cP olan ağır neftlər buxar temperaturuna qədər qızdırıldıqda onlarla cP-ə endirilə bilər). Birgə vurulan qazlar neftdə həll olunaraq özlülüyünü daha da azaldır. Xüsusilə CO_2 ağır neft komponentləri ilə çox

təmasda qarışıqlığa nail ola bilər, yəni neftin özlülüyünü əhəmiyyətli dərəcədə azaltmaq üçün dəfələrlə əriyir və qarşılıqlı təsir göstərir. Laboratoriya PVT ölçmələri təsdiq edir ki, CO₂-nin ağır neftdə həll edilməsi hətta qarışmayan şəraitdə belə özlülüyü kəskin şəkildə azalda bilər (neft sıxlığını azaltmaqla yanaşı). N₂ daha az həll olunur, lakin hər hansı həll olunmuş qaz nefti şişirtməklə və sıxlığını yüngülləşdirməklə özlülüyün azalmasına kömək edir.

- Qaz Ötürməsi və Təzyiq Baxımı: Qatılan və həcmi itirən buxardan fərqli olaraq, vurulan qazlar neftin laydan keçməsinə kömək edən davamlı qaz ötürülməsini təmin edir. N₂ və CO₂ kimi kondensasiya olunmayan qazlar (NCGs) elastik enerji komponenti əlavə edir - əsasən lay təzyiqini artırır və ya onun azalmasını yavaşlatır - bu, neftin yerdəyişməsinin səmərəliliyini artırır. Bu, təzyiqin saxlanması yüksək hidrostatik təzyiqin qarşısını almağa kömək etdiyi və neftin hərəkətli olmasına kömək edən dərin laylarda xüsusilə vacibdir. Araşdırmaçılar qeyd edir ki, N₂ və ya CO₂ yeridilməsi xam həcmi genişləndirir və nefti istehsalçılara aparən “elastik daşqın” effekti yarada bilər. Praktikada, Buxar və Qaz Push (SAGP) kimi proseslərdə qazın buxarla birgə vurulması buxar kamerasının təzyiqini və ölçüsünü saxlamağa kömək edir və daha davamlı neft drenajına səbəb olur.
- Fazalararası Gərginliyin Azaldılması: Müəyyən qazların əlavə edilməsi neft və vurulan mayelər arasında fazalararası gərginliyi (IFT) azalda bilər. Məsələn, CO₂ neft-su IFT-ni azaltmağa meyillidir və yüngül yağ komponentlərini qismən “qarışdırır” bilər. Bu IFT azaldılması ağır neftin məsamə boğazlarından daha asan axmasına kömək edir. Çox ağır neftlə əsl qarışma adətən əldə olunmasa da (neftin mürəkkəbliyinə görə), təkrar təmaslarda CO₂ ilə dinamik psevdoqarışma yarana bilər və əks halda geridə qalacaq neftin mikroskopik yerdəyişməsinə yaxşılaşdırır.
- Yerində İstilik Yaradılması (Yanma): Hava (və ya oksigen) ağır neft rezervuarına vurulduqda və alışıqda (yerində yanma prosesi), neftin bir hissəsi yandırılır və yerində istilik buraxılır. Bu, lay süxurunun və mayələrin temperaturunu yüksəldir, neftin in situ özlülüyünü xeyli azaldır və aşağı axınında kondensasiya olunan daha yüngül karbohidrogenləri buxarlandıraraq nefti effektiv şəkildə təkmilləşdirir. Yanma zamanı həmçinin baca qazları (əsasən CO₂ və N₂) əmələ gəlir ki, bu da qızdırılan nefti istismar quyularına doğru sürməyə davam edir. İstilik yerin altında əmələ gəldiyi üçün yerində yanma dərin rezervuarlarda yerüstü buxar vurulmasının istilik itkisi məhdudiyətlərini aradan qaldıra bilər. İstilik üsulları arasında ən yüksək nəzəri bərpa faktorlarına malikdir (çox vaxt OOIP-in >50%-i) stabil yanma cəbhəsi qorunur, çünki o, rezervuarın tək buxarın edə bilmədiyi hissələrini qızdırıb süpürə bilər.

Bu mexanizmləri birləşdirərək, termal qaz EOR prosesləri ağır neft probleminə bir çox cəbhələrdə hücum edir - istilik və həlledici təsirlər vasitəsilə özlülüyünü azaldır, nefti şişirir və təzyiq edir, sonra qazın genişləndirilməsi və təzyiq dəstəyi ilə onu çıxarır. Çoxsaylı tədqiqatlarda sənədləşdirildiyi kimi, bu sinerji tək buxar və ya qaz inyeksiyasından daha yüksək reabilitasiya verə bilər.

Kombinə edilmiş istilik-kondensasiya olunmayan qaz prosesləri

Kondensasiya olunmayan qaz prosesləri kombinə edilmiş termal bərpa prosesləri üçün digər vacib əlavədir. Kombinə edilmiş istilik-kondensasiya olunmayan qaz prosesləri üçün kondensasiya olunmayan qaz prosesləri adətən neftin drenajına kömək etmək üçün buxarla qatıla vurulur. Digər proseslərdə kondensasiya olunmayan qaz prosesləri aşqarları və buxar ayrıca vurulur. Kondensasiya olunmayan qaz emal edən şlak buxar vurulmasından əvvəl və ya sonra vurulur. Həlledici və kimyəvi əlavələrlə müqayisədə, kondensasiya olunmayan qaz prosesləri aşqarları daha qənaətcildir və asanlıqla idarə olunur. Kombinə edilmiş istilik-kondensasiya olunmayan qaz prosesləri prosesi, həmçinin siklik inyeksiya rejimi, davamlı inyeksiya rejimi və ya hətta çəkisi drenaj rejimi ilə idarə oluna bilər. Buxar vurulduqdan sonra ağır neft laylarının neftveriminin artırılması üçün kombinə



edilmiş istilik-kondensasiya olunmayan qaz prosesləri cəlbədidir. İkincisi, kombinə edilmiş termal-kombinə edilmiş termal-kondensasiya olunmayan qaz prosesləri üçün buxar və kombinə edilmiş termal-kondensasiya olunmayan qaz eyni vaxtda və ya vaxtaşırı olaraq ağır neft ehtiyatları üçün buxar əsaslı proseslərin bərpa performansını yaxşılaşdırmaq üçün rezervuara vurulur. Bu prosesdə ümumi istifadə edilən kombinə edilmiş termal-kondensasiya olunmayan qazlara azot, karbon qazı, hava, və metan daxildir.

Laboratoriya işlərini tamamlayan ədədi simulyasiya dərin rezervuarlarda istilik-qaz EOR performansını layihələndirmək və proqnozlaşdırmaq üçün əsas vasitədir. Müasir rezervuar simulyatorları birləşdirilmiş istilik və kompozisiya proseslərini modelləşdirə bilər - yəni istilik axını, faza dəyişiklikləri (buxar kondensasiyası, neftin buxarlanması) və qazların neftdə həllini idarə edir. Belə simulyatorlar (məsələn, CMG STARS, Eclipse TCOM) laboratoriya məlumatları ilə (özlülük və temperatur, CO₂ həllolma qabiliyyəti və s.) kalibrlənir ki, onlar ağır neftin davranışını dəqiq şəkildə təmsil etsinlər. Simulyasiya tədqiqatları mühəndislərə laboratoriyada praktiki olmayan “nə olarsa” ssenariləri və həssaslıq təhlilləri aparmağa imkan verir.

Məsələn, tədqiqatçılar orta dərinlikdəki ağır neft yataqları üçün optimal CO₂ huff-n-puff parametrlərini araşdırmaq üçün laboratoriya sınaqlarından sonra ədədi simulyasiyadan istifadə etdilər. Onların simulyasiyası hansı şərtlərin CO₂ təsir səmərəliliyini maksimuma çatdırdığını müəyyən etmək üçün müxtəlif quyu nümunələrini və dəyişənləri (dövr başına vurulan qaz, neftin özlülüyü, keçiriciliyi, ödəmə qalınlığı) qiymətləndirdi. Bu cür tədqiqatlar sahə layihələri üçün seçim meyarlarının yaradılmasına kömək edir – məsələn, CO₂ enjeksiyonunun effektiv olması üçün uyğun özlülük diapazonlarının və ya rezervuar qalınlığının tövsiyə edilməsi.

Simulyatorlar həmçinin buxar vurulduqdan sonra qalan neftin lay miqyasında paylanmasını öyrənmək və qaz vurulmasının süpürülməmiş nefti hara hədəfə ala biləcəyinə qərar vermək üçün istifadə olunur. Tədqiqatçılar qeyd edirlər ki, ilkin termal bərpadan sonra qalan neftin paylanmasının müəyyən edilməsi çox vacibdir və həmin NCG inyeksiya zonalarında sonrakı təqibin mümkünlüyünü qiymətləndirmək üçün ədədi lay modellərindən istifadə olunur.

Əslində, ağır neft anbarının müxtəlif EOR metodlarına uyğunlaşması tez-tez artan bərpa əmsalı və kumulyativ neft-qaz nisbəti kimi metriklərə baxmaqla simulyasiya vasitəsilə müqayisə edilir. Bu simulyasiyalar göstərdi ki, kondensasiya olunmayan qazın əlavə edilməsi, ümumiyyətlə, yalnız buxarla işləyən proseslərlə müqayisədə neftin çıxarılmasının yaxşılaşdırıla biləcəyi lay şəraitinin diapazonunu genişləndirir. Nümunə olaraq, simulyasiyada SAGD (buxarla dəstəklənən qravitasiya drenajı) prosesləri çox dərin və ya qalın rezervuarlarda buxarın qalxması və yuxarıdakı zəif süpürmə səbəbindən aşağı performans göstərə bilər; lakin modeldə SAGP (buxar və qaz itələmə) rejiminə keçdikdə, buxar kamerası genişlənməyə və rezervuarın yuxarı hissələrində daha çox neft yığmağa davam edir.

Yerində yanma üçün ədədi modellər yanma cəbhəsinin oksigeni necə yaydığını və istehlak etdiyini simulyasiya etmək üçün kimyəvi reaksiya kinetikasını özündə birləşdirir. Bu modellər mürəkkəbdir, lakin onlar təhlükəsiz əməliyyat pəncərəsi tapmaq üçün müxtəlif strategiyaların sınaqdan keçirilməsinə imkan verir (məsələn, davamlı və fasiləli hava inyeksiyası, soyutma üçün suyun birgə vurulması və s.). Ümumilikdə, simulyasiya anlayışları genişləndirməklə və sahə pilotlarına kömək etməklə laboratoriya və sahə arasında körpü yaradır.

Termal-qaz birgə tətbiqlərində hər biri fərqli xüsusiyyətlərə və mülahizələrə malik bir neçə qazdan istifadə edilmişdir. Cədvəl 1 dərin ağır neft təsir üsulları kontekstində ən çox yayılmış inyeksiyaediciləri – karbon qazı, azot (və ya baca qazı) və hava/oksigeni müqayisə edir.

Dərin Ağır Neft Yataqlarında Termal-Qaz Proseslərində İstifadə Olunan Qazların Müqayisəsi

Qaz Növü	Tərkibi və Mənbəyi	Ağır Neft Üçün Əsas Mexanizmlər	Əsas Xüsusiyyətlər və Çağırışlar
Karbon Dioksid (CO₂)	Təmiz CO ₂ (təbii yataqlardan və ya sənaye mənbələrindən tutulmuş). Bəzən yüksək CO ₂ tərkibli tüstü qazları.	Ağır neftdə əhəmiyyətli həcmdə həll olur, özlülüyün azalması və neftin şişməsi (çox kontaktlı "yarı-misk" qarşılıqlı təsir) baş verir. Təzyiq dəstəyi verir və interfasial gərginliyi azaldır. Yüngül komponentlərin çıxarılmasına kömək edir.	Hətta mismisk şəraitdə də güclü hasilat effekti yaradır. Eyni zamanda CO ₂ -nin daimi saxlanması ətraf mühitə müsbət təsir göstərir. Yüksək təzyiqlə qədər sıxılma tələb edir, bəzi hallarda asfaltın çökməsi və korroziya riski olur. CO ₂ tədarükü asan olmayan ərazilərdə istifadə çətindir.
Azot (N₂)	Adətən yerində hava ayrımı (azot generatoru və ya membran sistemləri). Bəzən tüstü qazı tərkibində (~85% N ₂ , ~15% CO ₂).	Neftdə praktik olaraq həll olunmur, lakin enerji daşıyıcı qaz kimi çıxış edir. Qızdırıldıqda genişlənir və formasiya təzyiqini dəstəkləyir. Buxar kameralarında istilik itkilərini azaldır və süzmə effekti artır. Dövri tətbiqdə təzyiq yaratmaqla hasilatı gücləndirir.	Ucuz və əlçatan qazdır. Əsasən buxar prosesi ilə birlikdə (məsələn, SAGP) istifadə olunur. Öz-özünə ağır neftdə hasilata təsiri zəifdir, çünki həllolma qabiliyyəti azdır. Yüksək konsentrasiyalarda qazın vaxtından əvvəl çıxması riski mövcuddur.
Hava / Oksigen (O₂)	Hava: ~21% O ₂ və ~79% N ₂ . Saf oksigen və ya zənginləşdirilmiş hava (adətən <30% O ₂) də istifadə oluna bilər.	Lay daxilində yanma prosesi zamanı oksigen neftlə reaksiya verir və yüksək temperaturda isti cəbhə yaradaraq viskoziteni ciddi şəkildə azaldır. Eyni zamanda qismən təkmilləşmə baş verir və yaranan tüstü qazları (CO ₂ , N ₂ , buxar) nefti hərəkətə gətirir.	Dərin yataqlarda ən yüksək hasilat potensialına malik üsuldür. İstilik səthi deyil, yerin dərinliyində yaranır. Əməliyyat baxımından çətindir – sabit yanma cəbhəsinin formalaşması vacibdir. Qazların təhlükəsiz şəkildə idarə olunması və monitoring tələb edir. Əgər düzgün tətbiq olunarsa, həm hasilatı artırır, həm də enerji sərfiyyatını azaldır.

Yuxarıda göstəriləyi kimi, CO₂ ağır neftdə həlledici xassələrinə görə qiymətləndirilir və məqsəd neftin mobilizasiyasını maksimuma çatdırmaq olduqda (məsələn, buxarın təqibində) üstünlük verilən qazdır. Məqsəd istilik səmərəliliyini artırmaq və ucuz təzyiq dəstəyi təmin etmək olduqda - məsələn, buxar-neft nisbətini və istixana emissiyalarını azaltmaq üçün SAGD əməliyyatlarında azot və ya üstü qazına üstünlük verilir. Hava/O₂ unikalıdır ki, o, həm istilik mənbəyi, həm də hərəkətverici kimi fəaliyyət göstərən su anbarında kimyəvi reaksiyaya (yanmağa) səbəb olur. Hər bir qaz yataqda xüsusi kontekstlərdə sınaqdan keçirilmişdir və çox vaxt seçim əlçatanlıq və rezervuar uyğunluğu ilə bağlıdır. CO₂ ucqar ərazilərdə mövcud olmaya bilər, bu da baca qazını (sahə elektrik generatorlarından) cəlbədi alternativ edir. Hava sərbəst mövcuddur, lakin yanma prosesini idarə etmək üçün inam tələb edir. Qeyd edək ki, bu inyeksiyaedicilərdən bəzən ardıcıl olaraq istifadə olunur: məsələn, ağır neft yatağı buxar inyeksiyası ilə başlaya bilər, sonra buxar kamerasını genişləndirmək üçün buxar + N₂ vurmağa keçə bilər və nəhayət, son nefti təmizləmək üçün tükənmiş quyularda CO₂ ilə təsir edə bilər. Bu cür mərhələli yanaşmalar lazımi anda hər bir qazın güclü tərəflərindən istifadə edir.

Yüksək temperaturlu gel

Yüksək temperaturlu gel (HTG) agentı ağır neft rezervuarlarında buxar enjeksiyon profilini idarə etmək üçün başqa təsirli kimyəvi əlavədir. Kondensasiya olunmayan qaz-köpük sistemi ilə müqayisədə yüksək temperaturlu gel daha yüksək tıxanma qabiliyyətinə malik bloklayıcı maddədir. Geniş yayılmış buxar vurma üsulu ilə postbuxarla stimullaşdırılan ağır neft rezervuarında yüksək temperaturda gel əməliyyatı prosesi üçün gel məhlulu əvvəlcə inyeksiya prosesi zamanı yüksək keçiricilik yoluna daxil olur. Sonra müəyyən bir müddətdən sonra böyük bir gücə malik gel statusu əldə edilir. Gelin viskozitesi çox artır. Bəzi gel sistemləri üçün 25.000 mPa • s-ə çata bilər. Buna görə, bir gel divarı meydana gələ bilər və baş zona effektiv şəkildə bağlanacaqdır. Beləliklə, növbəti yeridilmiş buxar aşağı keçiricilik yoluna yenidən daxil ola və buxar enjeksiyon profilini yaxşılaşdırma bilər. Bununla belə, su ilə dolu laylar üçün ənənəvi gel sistemindən fərqli olaraq, ağır neft laylarında yüksək temperaturlu gel daha yüksək istilik sabitliyinə malikdir. Yüksək temperaturlu gelin dözümlü temperaturu ümumiyyətlə təxminən 200°C-dir. Termal bərpa proseslərində yüksək temperaturlu gelin xassələrini artırmaq üçün bir sıra yüksək temperaturlu gel sistemləri təklif edilmişdir. Bəzi yüksək temperaturlu gel sistemləri üçün bəzi kimyəvi maddələr əlavə edildikdən sonra dözümlü temperatur hətta 250-300°C ola bilər. Sahə əməliyyatları üçün xüsusi lay üçün uyğun yüksək temperaturlu gel sisteminin seçilməsi istifadə olunan suyun lay temperaturu, duzluluğu və sərthlik səviyyəsi, eləcə də rezervuarın litologiyası ilə əlaqədardır. Xərc amili də qənaətbəxş deyil, xüsusən də neft qiymətləri aşağı olduqda. Termo-reversiv gel, buxarla stimullaşdırılan quyularda dərin uyğunluğa nəzarət üçün yaxşı namizəddir. Ağır neft rezervuarlarında buxarın vurma üsulunu idarə etmək üçün yeni yüksək temperaturlu gel təklif edilmişdir və onun işini qiymətləndirmək üçün paralel qum paketi təcrübəsi də aparılmışdır. Eksperimental müşahidələrə əsasən, bu jelləşdirmə sistemi güclü duz və seyreltmə müqavimətinə malikdir. O, effektiv şəkildə buxar keçid yolunu bağlaya və sonrakı buxarı aşağı keçiriciliyə daxil olmağa məcbur edə bilər.

Kondensasiya olunmayan qaz-köpük sistemi qarışığı

Kombinə edilmiş termik üsullardan biri kimi ağır neftin bərpası proseslərində kondensasiya olunmayan qaz-köpük qarışımı araşdırmalarımızda qarşımıza çıxır. Beləki kondensasiya olunmayan qaz-köpük qarışımının istifadəsi məsələli mühitdə buxarın axını istiqamətini dəyişdirmək və buxar enjeksiyon profilini yaxşılaşdırmaq üçün tətbiq oluna bilər. Xüsusilə ciddi şəkildə daha öncə buxar tətbiq olunan ağır neft rezervuarları üçün bu üsul buxar enjeksiyon profilini yaxşılaşdırmaq üçün vacib bir tıxacdır. Buna görə də, adətən buxar vurma prosesinin bərpa performansını artırmaq üçün tətbiq olunur. Digər tərəfdən, tıxanma qabiliyyətini nəzərə alaraq, kondensasiya olunmayan qaz-köpük qarışımı dib/kənar akiferin su tutma davranışını idarə etmək üçün də tətbiq oluna bilər. Kondensasiya olunmayan qaz-köpük sistemi yaratmaq üçün ümumi istifadə olunan kondensasiya olunmayan qazlara N₂, CO₂ və CH₄ daxildir. Tətbiq olunan suda həll olunan səthi aktiv maddə (köpükləndirici) adətən yüksək temperatura davamlıdır. Anion, katyonik, qeyri-ionik və amfoter də

daxil olmaqla bir çox köpükləndirici maddələr var. Bir təbəqədə təsirli bir köpük sistemi yaratmaq üçün köpükləndiricinin seçilməsi üstünlük təşkil edən amildir. Buxar ilə təsir prosesində Kondensasiya olunmayan qaz-köpük sisteminin əsas təsiredici mexanizmləri bunlardır:

- Səthi aktiv aşqarın əlavə edilməsi neft-su interfeysi gərginliyini azalda və yerdəyişmə səmərəliliyini yaxşılaşdırır bilər.
- Kondensasiya olunmayan qaz-köpük sistemi qalıq qazın doymasını və qazın görünən özlülüyünü artırır və qazın hərəkətliliyini azalda bilər.
- Kondensasiya olunmayan qaz-köpük sistemi layda buxar enjeksiyon profilini yaxşılaşdırır bilər.
- Kondensasiya olunmayan qaz-köpük sistemi vurulan buxarın istilik səmərəliliyini artırır bilər.

Ağır neft rezervuarlarında istilik bərpa prosesləri üçün köpük sisteminin vurulması yolu ilə buxarın özlülüyü artır və buxar hərəkətliliyi azalır. Kondensasiya olunmayan qaz-köpük sistemi özlülük ilə yerdəyişmə (sıxlıq fərqləri), cazibə qüvvəsini aradan qaldırmağı və buxarın sıçrayışını effektiv şəkildə idarə edə bilər. Kondensasiya olunmayan qaz-köpük sistemi buxar kanalını effektiv şəkildə bağlaya və heterojen ağır neft rezervuarlarında süpürmə səmərəliliyini artırır bilər. Digər tərəfdən, qələvi və polimer də daxil olmaqla, termal bərpa proseslərində köpüyün işini artırmaq üçün bəzi digər kimyəvi əlavələr də tətbiq edilmişdir. Qələvi ilə gücləndirilmiş köpük prosesi üçün qələvi əlavə edilməsi köpüyün yayılma sürətini daha da artırır və köpük hərəkətliliyini yaxşılaşdırır bilər. Həmçinin, qələvi varlığı neft-su emulsiyasının əmələ gəlməsini təmin etmək üçün neft suyunun səthi gərginliyini azalda bilər.

Nəticə

Tədqiqatın nəticələri göstərdi ki, ağır neft yataqlarında ənənəvi hasilat üsullarının səmərəliliyi çox vaxt aşağı olur və bu da neftin yüksək özlülüyü, aşağı keçiricilik və geoloji mürəkkəbliyə bağlıdır. Bu problemlərin öhdəsindən gəlmək məqsədilə tətbiq olunan kombinə edilmiş termik üsullar, yəni bir neçə üsulun birgə tətbiqi (məsələn, buxar enjeksiyası + laydaxili yanma və ya buxar + CO₂) hasilatın əmsalını əhəmiyyətli dərəcədə artırmağa imkan verir.

Termal-qaz metodları, əvvəllər iqtisadi cəhətdən qeyri-səmərəli hesab olunan dərin ağır neft yataqlarının istismarını mümkün edən mühüm texnologiyaya çevrilmişdir. Termal üsulların (viskozitenin azaldılması üçün istilik enerjisi) və qaz inyeksiyasının (lay təzyiqini saxlamaq, nefti hərəkətə gətirmək və əlavə fiziki-kimyəvi təsirlər yaratmaq) sinerji təşkil edən tətbiqi, ənənəvi metodların dərinlikdə qarşılaşdığı mühəndislik çətinliklərini aşmağa imkan verir.

Aparılmış tədqiqatlar göstərir ki, viskozitenin azaldılması, neftin şişməsi, köpüklü neft axını (foamy oil drive) və in-situ yanma kimi əsas mexanizmlər, bu proseslərin effektivliyini formalaşdırır. Müvafiq laboratoriya təcrübələri, sayısal modelləşdirmələr və sahə pilot layihələri, bu metodların dərin neft laylarında tətbiq oluna biləcəyini və bu yolla hasilatın əhəmiyyətli dərəcədə artırılma biləcəyini sübuta yetirmişdir.

CO₂, N₂ və hava kimi müxtəlif qazların buxarla birlikdə və ya ardıcıl inyeksiyası nəticəsində, dünyada (Çin, Türkiyə, Kanada, ABŞ və s.) həyata keçirilən sahə tətbiqlərində neft hasilatı 2-3 dəfə artırılmışdır. Eyni zamanda, bu üsulların tətbiqi ilə laylarda qalan neft ehtiyatlarının səfərbər olunması, buxar sərfiyyatının azaldılması və istismar xərclərinin optimallaşdırılması mümkün olmuşdur.

Gələcəkdə bu texnologiyaların effektivliyi daha da artırılabilir – məsələn:

- molekulyar səviyyədə modelləşdirmə,
- optik lifli temperatur monitorinqi,
- quyular dibində buxar və qaz generatorları,

Əldə olunan təcrübə göstərir ki, hər bir ağır neft yatağına uyğunlaşdırılmış hibrid termal-qaz strategiyası, dərinlik, lay qalınlığı, neftin xassələri və iqtisadi parametrlər nəzərə alınmaqla optimallaşdırıldıqda, maksimum səmərəlilik əldə etmək mümkündür.

Bu metodlar vasitəsilə həm mövcud ehtiyatların səfərbərlik dərəcəsi artırılır, həm də neftin karbon izinin azaldılması baxımından daha davamlı hasilat texnologiyaları inkişaf etdirilir. Beləliklə, termal-qaz yanaşması, həm texnoloji baxımdan məqsədyönlü, həm də ətraf mühitə uyğun bir çıxış yolu kimi qəbul edilir.

ƏDƏBİYYAT

1. Alshmakhy A, Maini B. In: Foaminess and viscosity effects in heavy oil flow paper CSUG/SPE 145231 presented at the Canadian unconventional resources conference, Calgary, Alberta, Canada, 15-17 November 2011.
2. Coelho R, Ovalles C, Hascakir B. Clay-asphaltene interaction during hybrid solvent-steam injection into Bitumen reservoirs. SPE 18072 presented at the SPE Canada heavy oil technical conference, Calgary, Alberta, Canada, 7-9 June, 2016.
3. Holly C, Mader M, Soni S, Toor J. Alberta energy oil sands production profile. Energy Technical Services - Resource Development Policy Division; 2016. January 31.
4. Huang, S., Chen, X., Liu, H., Jiang, J., Cao, M., & Xia, Y. (2018). Experimental and numerical study of solvent optimization during horizontal-well solvent-enhanced steam flooding in thin heavy-oil reservoirs. *Fuel*, 228, 379–389. doi:10.1016/j.fuel.2018.05.001
5. Xiaohu Dong, Huiqing Liu, Zhangxin Chen, Keliu Wu, Ning Lu, Qichen Zhang. (2019). Enhanced oil recovery techniques for heavy oil and oilsands reservoirs after steam injection. *Applied Energy*, Volume 239.
6. Liu HQ. Principle and design of thermal oil recovery processes. Beijing: Petroleum Industry Press; 2013
7. Mohsenzadeh A, Escrochi M, Afraz MV, Karimi G, Al-Wahaibi Y, Ayatollahi S. Non-hydrocarbon gas injection followed by steam-gas co-injection for heavy oil recovery enhancement from fractured carbonate reservoirs. *J Petrol Sci Eng* 2016;144:121e30

Исследование Применения Метода Термогазового Анализа для Глубокозалегающих Залежей Тяжелой Нефти

Ильхан Мамедов

Азербайджанский Государственный Университет Нефти и Промышленности,
Кафедра «Нефтегазовая инженерия»,
Магистрант, mmmdovilhan@gmail.com

Аннотация

Эксплуатация месторождений тяжелой нефти представляет собой существенные проблемы из-за изначально высокой вязкости, низкой подвижности и сложных геологических характеристик нефти. Традиционные методы добычи часто оказывались неэффективными и экономически нецелесообразными, особенно в условиях колебаний цен на нефть. В ответ на эти ограничения гибридные термические технологии повышения нефтеотдачи (EOR) появились как многообещающие альтернативы, которые интегрируют термические методы с химическими, газовыми и основанными на растворителях подходами. Гибридные термические методы включают синергетическое применение закачки пара вместе с неконденсирующимися газами (например, CO₂, N₂), растворителями (например, легкими углеводородами) и химическими агентами (например, щелочами, поверхностно-активными веществами, полимерами и гелями). Пласты тяжелой нефти содержат очень вязкую сырую нефть (часто >10 000 сП), которую трудно мобилизовать путем первичной добычи или заводнения. Термические методы, такие как закачка пара, широко используются для извлечения тяжелой нефти — фактически, паровые процессы составляют подавляющее большинство добываемой тяжелой нефти (например, ~97% добычи тяжелой нефти в Китае). Однако обычные паротермические методы повышения нефтеотдачи, как правило, эффективны только в относительно неглубоких резервуарах из-за значительных потерь тепла на больших глубинах. В глубоких резервуарах тяжелой нефти (например, >800–1000 м) пар теряет энергию в стволе скважины и пласте, что снижает его нагревательную эффективность. В результате, тяжелая нефть глубокого залегания часто имеет низкую нефтеотдачу (экспериментальные и имитационные исследования подтверждают, что гибридные термические подходы могут снизить вязкость нефти на месте в 10–15 раз и увеличить нефтеотдачу на 20–30% по сравнению с традиционными методами. Несмотря на более высокие первоначальные капитальные требования, долгосрочная экономическая жизнеспособность благоприятна из-за существенного увеличения добычи нефти и улучшения использования энергии.

С экологической точки зрения гибридные методы обеспечивают лучший контроль выбросов CO₂ и потребления воды с помощью замкнутых систем, рециркуляции растворителей и точного определения местоположения пласта. Эти аспекты способствуют тому, что гибридные термические методы повышения нефтеотдачи пласта не только являются технически и экономически жизнеспособным решением, но и более экологически устойчивой альтернативой.

В заключение следует отметить, что гибридные термические методы добычи представляют собой многогранный, масштабируемый и высокопотенциальный путь разработки ресурсов тяжелой нефти.

Ключевые слова: тяжёлая нефть, тепловое воздействие, повышение нефтеотдачи, разработка месторождений тяжёлой нефти, гибридные технологии

Determination of response time in low permeability formations using a waterflooding

Isayeva Sureyya

Azerbaijan State University of Oil and Industry,

Department of "Oil and Gas Engineering,"

Master's Student.

Abstract

The most popular method of developing oil fields is to inject water into the oil reservoir. This method allows maintaining a high current flow of oil wells and ultimately achieving a high percentage of recoverable oil reserves.

The main purpose of injecting water into formations is to effectively squeeze oil into production wells and increase the economic efficiency of field development by increasing the rate of oil production from the formation.

The traditional method of irrigation is quite effective and is usually used for the development of fields with relative viscosity of reservoir oil less than 30-40 mPa * s and reservoir permeability (40-50) more than 10-3 μm^2 .

In recent years, in connection with the commissioning of many low-yielding formations, water permeability (5-30) for formations with 10-3 μm^2 and relative oil viscosity up to 50-60 mPa*s is considered for irrigation. At this time, additional technological measures are envisaged.

A method is proposed to determine the efficiency of oil reservoir flooding and the response time after water injection in a production well. To study this process, the effect of five main parameters was studied: water permeability, reservoir oil viscosity, reservoir thickness, difference in injection and production pressures, distance between wells.

Under constant injection conditions and when a high pressure difference (depression) is maintained between the injection and the bottom of the production well, the response time will be shorter, and the value of the formation permeability coefficient will be higher. The viscosity of the formation fluid and the distance between the injection and production wells are inversely proportional to the response time of the system. It was noted that the layer thickness during flooding has little effect on the reaction time of water injection into the layer.

The pressure variation coefficient takes into account the effect of formation pressure variation in the area of production wells. It characterizes the injection distribution in proportion to the pressure difference in the extraction and injection zones. The calculation is based on average buffer pressure (for liquid wells) and bottom pressure (for production wells). The injected water will move to the areas with the lowest bottom pressure.

Keywords: low permeability reservoir, low permeability, water injection, response time, digital simulation.

Keçiriciliyi az olan rezervuarlarda sulaşma sisteminin tətbiqinin reaksiya müddəti

İsayeva Süreyya

Azərbaycan Dövlət Neft və Sənaye Universiteti,
"Neft-qaz Mühəndisliyi" kafedrası,
Magistrant

Xülasə

Neft yataqlarının işlənməsinin ən məşhur üsulu neft rezervuarına su vurmaqdır. Bu üsul neft quyularının yüksək cari debitini saxlamağa və son nəticədə çıxarıla bilən neft ehtiyatlarının yüksək faizlə çıxarılmasına nail olmağa imkan verir. Laylara suyun vurulmasında əsas məqsəd nefti hasilat quyularına effektiv şəkildə sıxışdırmaq və laydan neft vermə sürətini artırmaqla yataqların işlənməsinin iqtisadi səmərəliliyini artırmaqdır. Ənənəvi suvurma üsulu kifayət qədər effektivdir və adətən lay neftinin nisbi özlülüyü 30-40 mPa * s-dən az, lay keçiriciliyi (40-50) 10-3 μm^2 -dən çox olan yataqların işlənməsi üçün istifadə olunur. Son illərdə bir çox az məhsuldar layların istismara verilməsi ilə əlaqədar olaraq su keçirmə qabiliyyəti (5-30) 10-3 μm^2 olan laylar və nisbi neft özlülüyü 50-60 mPa*s-ə qədər olan laylar üçün suvurma nəzərdə tutulmuşdur. Bu zaman əlavə texnoloji tədbirlər nəzərdə tutulur. Neft laylarının su basmasının səmərəliliyini və hasilat quyusunda suyun vurulmasından sonra cavab reaksiyasının baş verdiyi vaxtı müəyyən etmək üçün bir üsul təklif edilmişdir. Bu prosesi öyrənmək üçün əsas beş parametrin təsiri öyrənilmişdir: su keçiriciliyi, lay neftinin özlülüyü, lay qalınlığı, vurulma və hasilat təzyiqlərindəki fərq, quyular arasındakı məsafə. Daimi vurulma şəraitində və vurulma ilə hasilat quyusunun dibi arasında yüksək təzyiq fərqi (depressiya) saxlanıldıqda reaksiya müddəti daha qısa olacaq, lay keçiricilik əmsalının qiyməti bir o qədər yüksək olar. Lay mayesinin özlülüyü və inyeksiya və hasilat quyuları arasındakı məsafə sistemin reaksiya müddəti ilə tərs mütənəsbdir. Qeyd edilmişdir ki, su basması zamanı layın qalınlığı suyun laya vurulmasının reaksiya müddətinə az təsir edir. Təzyiq dəyişmə əmsalı hasilat quyularının ərazisində lay təzyiqinin dəyişməsinin təsirini nəzərə alır. Çıxarma və enjeksiyon zonalarında təzyiq fərqi mütənəsb olaraq enjeksiyonun paylanması xarakterizə edir. Hesablamanın əsasını orta bufer təzyiqi (suyuq quyuları üçün) və dib təzyiqi (istehsal quyuları üçün) təşkil edir. Vurulan su dib təzyiqi ən aşağı olan ərazilərə keçəcək.

Açar sözlər: aşağı keçiriciliyə malik rezervuar, aşağı keçiricilik, suvurma, reaksiya müddəti, rəqəmsal simulyasiya

Giriş

Sulaşma sisteminin tətbiqinin təsir effekti ilə elastik təsir effekti arasındakı fərqi elastik təsir effektinin 1%-nə bərabər olduğu vaxt suvurmanın reaksiya müddətinə aiddir ki, bu da keçiriciliyi aşağı olan rezervuarlarda su sisteminin tətbiqinin təsirini qiymətləndirmək üçün mühüm göstəricidir. Nümunə olaraq beş nöqtəli quyu modelini götürərək, reaksiya müddətinin müəyyən edilməsi metodu ilk dəfə ədədi simulyasiya texnologiyasından istifadə etməklə tərtib edilmişdir. Keçiriciliyin, xam neftin özlülüyünün, lay qalınlığının, inyeksiya-istehsalat təzyiqi fərqi və inyeksiya-hasilat quyuları arasındakı məsafənin su basqınlığının cavab müddətinə təsiri təhlil edilmişdir. Nəhayət, su basqının reaksiya müddətinə təsir edən əsas nəzarət amilləri müəyyən edilmişdir. Bu tədqiqatın məqsədi aşağı keçiriciliyə malik rezervuarların inkişafı üçün effektiv əsas yaratmaqdır.



İşin Məqsədi

Sulaşma sisteminin tətbiqinin təsir effekti ilə elastik təsir effekti arasındakı fərqi elastik təsir effektinin 1%-nə bərabər olduğu vaxt suvurmanın reaksiya müddətinə aiddir ki, bu da keçiriciliyi aşağı olan rezervuarlarda su sisteminin tətbiqinin təsirini qiymətləndirmək üçün mühüm göstəricidir. Nümunə olaraq beş nöqtəli quyu modelini götürərək, reaksiya müddətinin müəyyən edilməsi metodu ilk dəfə ədədi simulyasiya texnologiyasından istifadə etməklə tərtib edilmişdir. Daha sonra müxtəlif rezervuarların xassələrinin və işlənmə parametrlərinin su basqının reaksiya müddətinə təsiri təhlil edilmişdir. Nəhayət, ortoqonal dizayn metodundan istifadə etməklə hər bir amilin su basma reaksiya müddətinə təsir dərəcəsi müəyyən edilmişdir. Nəticələr göstərdi ki, keçiricilik və enjeksiyon-istehsal təzyiqi fərqi nə qədər yüksək olarsa, reaksiya müddəti də bir o qədər az olar. Neftin özlülüyü və quyular arasındakı məsafə nə qədər böyükdürsə, reaksiya müddəti də bir o qədər uzun olur. Beləliklə, keçiricilik reaksiya müddətinə əhəmiyyətli təsir göstərmişdir.

Tədqiqat Metodologiyası

Açar model parametrləri və yanaşmaları aşağıdakılardır:

- Model hüceyrələri üzrə keçiricilik çox geniş aralıqda dəyişə bilər (məsələn, çatlara uyğun lokal yüksək k , matriksdə çox aşağı k). Bu paylanmanın düzgün verilməsi kritikdir. Əgər lay təbii çatlıdırsa, dual-porosity/dual-permeability modeldən istifadə oluna bilər. Hidravlik yarılmə planlaşdırılan injektorların ətrafındakı bloklara isə xüsusi yanaşma tətbiq olunur: ya həmin blokların keçiriciliyi əllə yüksək dəyərə qaldırılır (süni çat zonası kimi), ya da modeldə həmin elementlərə ayrı bir yüksək keçiricilikli “reformasiya olunmuş zona” təyin edilir. Məsələn, aparılan bir tədqiqatda suvurmanın yaratdığı çatlara quyuətrafı “reformasiya olunmuş zonada” yüksək süzülmə qabiliyyəti yaratdığı və bunun ümumi injeksiya həcminə böyük təsir etdiyi vurğulanır. Deməli, modeldə injektor quyu blokunun radiusu daxilində keçiriciliyi yüksəldilmiş halqa (composite radius) təyin etmək mühəndis baxımından məqsəduyğundur.
- Aşağı keçiricilikli laylar üçün neft və suyun nisbətli keçiricilik əyriləri qeyri-simmetrik ola bilər (məsələn, suyun kritik doyma həddi yüksək, neftin qalıq doyma səviyyəsi də yüksək). Bu əyrilər laboratoriya ölçmələrinə əsasən modelə verilir. Xüsusilə, əgər polimer və ya digər EOR agentləri istifadə olunacaqsə, bu əyrilər dinamik olaraq dəyişə bilər (polimer viskozite artırdığı üçün mobilite nisbətini yaxşılaşdırır və s.). Simulyasiyada suyun nefti necə əvəzləyəcəyi bu əyrilərdən asılıdır və qalıq neft nisbəti nəticə olaraq onlarla müəyyən olunur.
- Standart rezervuar simulyatorları Darsi axını üçün minimal təzyiq gradienti tələb etməsə də, aşağı keçiricilikli laylarda bu fenomenə əks etdirmək önəmlidir. Bəzi simulyatorlarda bunu “Sözsüz axın” parametri ilə təyin etmək olur. Modelə, məsələn, 0.02 MPa/m kimi bir həddi gradient daxil edilə bilər ki, bu dəyərdən aşağı diferensial təzyiq olduğunda model həmin bölgədə axını sıfıra yaxın götürəcək. Belə parametrlərin təyin edilməsi layda suyun paylanmasını daha real göstərir – yəni su əvvəlcə quyu yaxınında təzyiqi yüksəldir, tədricən müəyyən kritik həddi keçdikdən sonra ancaq uzaq məsafələrə axmağa başlayır. Həddi təzyiq gradientinin yüksək olduğu hallarda injeksiya tutumunun necə azaldığını simulyasiya göstərir; məsələn, həddi gradientinin artması ilə eyni təzyiq altında vurulan su həcmi əhəmiyyətli dərəcədə azalması müşahidə olunur. Modeldə bu təsiri vermək vacibdir ki, su vurma həcmi düzgün proqnozlaşdırıla bilər.
- Əgər laboratoriya məlumatları göstərsə ki, bu layın keçiriciliyi effektiv stressin artması ilə azalır, o zaman modelə bir funksiya daxil edilə bilər ki, lay təzyiqi azaldıqca həmin hüceyrələrin k dəyəri azalsın. Bu, xüsusən erkən suvurma vs gec suvurma ssenarilərinin fərqi qiymətləndirməyə yararlıdır. Avans suvurma halında lay təzyiqi yüksək qaldığı üçün permeabilite nisbi sabit qalar; gec suvurmada isə aralıq dövrdə keçiricilik düşdüyündən sonradan suvurmanın effekti də zəif ola bilər. Modelə bu cür geomexaniki sadə formada daxil edilə bilər (bəzi simulyatorlarda analitik formula ilə).
- Simulyasiya zamanı injektor quyular üçün idarəedici parametrlər verilir – məsələn, hər bir injektor quyu üçün sabit debi (məs: 500 m³/gün) və ya sabit quyu dibi təzyiqi (məs: 300 atm) tuta

bilərik. Hansı rejimdə işlətmək planlanırsa, modeldə o tətbiq olunur. Hasilat quyuları üçün də ya sabit hasilat sürəti, ya da sabit dib təzyiqi (və ya təzyiq-cədvəl üzrə işləmə) verilə bilər. Bu parametrlər fərqli ssenarilərdə dəyişdirilərək nəticələr müşahidə olunur.

- Model adətən ya bağlanmış sərhəd ya da uzaq kənarından akvifer dəstəyi vs. nəzərə alınaraq yarımsonsuz sərhəd kimi qurulur. Aşağı keçiricilikli laylarda xarici akvifer effekti çox zəif ola bilər (çünki su axını məhduddur), buna görə də çox vaxt sərhədlər bağlanmış götürülür və yalnız vurulan su sistemin enerjisini təşkil edir. Lakin bəzən yatağın kənarında sulu zona varsa, onu da modelə daxil etmək lazımdır.

Model parametrləri verildikdən və kalibr olunduqdan sonra, müxtəlif sınaq hesablamaları işləmələri aparılır. Simulyasiya modelinin verdiyi nəticələr (məsələn, 5 il ərzində neft hasilatı miqdarı, lay təzyiqinin bərpası səviyyəsi, vurulan suyun hansı hissəsinin hasil olduğuna dair su-neft nisbəti və s.) layihələndirmə qərarlarının doğruluğunu yoxlamağa imkan verir. Əgər model gözlənilməz mənfi nəticələr (məsələn, tez suvurmanın effektsiz olması və ya sürətlə su breakthrough-u) göstərsə, parametrlərdə düzəliş edilir və yenidən yoxlanılır. Bu şəkildə iterativ modelləşdirmə layihənin optimallaşdırılmasına xidmət edir.

Tətbiq Oluna Biləcək Ssenarilər

Aşağı keçiricikli layın suvurma sistemini layihələndirərkən bir neçə fərqli işlənmə ssenarisi nəzərdən keçirilə bilər. Simulyasiya vasitəsilə sınıanan və müqayisə olunan tipik ssenarilər aşağıdakılardır:

- Ssenari A – Erkən (Avans) Suvurmanın Tətbiqi: Bu ssenaridə laydan neft hasilatına start verilən andan ya da hətta ondan əvvəl (məsələn, qazmadan dərhal sonra) suvurmaya başlanılır. Məqsəd lay təzyiqinin heç düşməsinə imkan vermədən yüksək səviyyədə saxlamaqdır. Bu yanaşmanın üstünlüyü odur ki, layın permealibiyinin gərginlikdən azalması minimum olacaq, həmçinin neft hasilatı başlanğıcdan su dəstəyi ilə gedəcəyi üçün yüksək təzyiq qradienti təmin olunacaq. Simulyasiya nəticələri göstərir ki, avans suvurma stress-həssas kollektorlar üçün çox effektiv metoddur. Müqayisə üçün, gecikmiş suvurma halında itirilmiş təzyiqi sonradan bərpa etmək daha çətin olur. Erkən suvurmada gözlənilən mənfi cəhət isə, ilkin dövrdə suyun bir hissəsinin ehtiyatda qalması (yəni, ekonomik səmərənin daha gec özünü göstərməsi) ola bilər. Model analizləri erkən suvurmanın uzunmüddətli hasilat əmsalını nə qədər artırdığını, suyun sərfinin isə necə olduğunu kəmiyyətcə göstərir.

- Ssenari B – Gecikmiş (İkinci mərhələ) Suvurmanın Tətbiqi: Bu halda laydan əvvəl bir müddət təkbaşına hasilat aparılır, lay təzyiqi xeyli düşdükdən sonra su vurulmasına start verilir. Bəzi yataqlarda texnoloji və ya iqtisadi səbəblərlə suvurma dərhal mümkün olmur; yaxud menecment müəyyən dərəcədə təzyiqi azaltmaqla təbii enerji hesabına hasil edərək, sonra suvurmaya keçməyi planlaya bilər. Bu ssenaridə risk ondadır ki, təzyiq çox düşsə, yuxarıda qeyd edildiyi kimi, layın öz xüsusiyyətləri pisləşə bilər. Simulyasiyalar adətən göstərir ki, gecikmiş suvurma ümumi çıxarıla əmsalını azaldır, lakin yenə də heç suvurma olmadığından qat-qat yaxşı nəticə verir. Mühəndis analizində, hansı anda suvurmaya keçməyin optimal olduğu təyin edilir – məsələn, təzyiq müəyyən həddən aşağı düşəndə və ya su cut% X olan kimi (əgər təbii akvifer dəstəyi varsa). Bu ssenari, erkən suvurma ilə müqayisədə hasil olunan neftin vaxt profilində fərqli təzahür edir (ilk illərdə daha çox neft, lakin son nəticədə az ümumi neft).

- Ssenari C – Periodik (Siklik) Suvurmanın Tətbiqi: Bu yanaşmada su vurma fasilələrlə aparılır: məsələn, 3 ay vurma, 3 ay fasilə və ya müəyyən dövrlərdə həcmi azaldıb-artırmaq şəkildə. Bu metod bəzi çatlı laylarda suyun neftə imbibisiya olmasını artırmaq üçün tətbiq edilir. Suyun vurulması dayandırılan intervalda su matriksə hopmağa (imbibe) davam edir və neft çatlara axır, sonra növbəti suvurma dövründə o neft hasilata doğru daha asan hərəkət edir. He və iş yoldaşlarının tədqiqatında təklif edilən belə bir siklik suvurma yöntəmi hasilat quyularında su payının həddən artıq yüksəlməsinin qarşısını almaqda müvəffəq olmuşdur. Simulyasiya modelində siklik suvurma xüsusi qrafiklə verilərək, bu rejimin ortalama hasilata və su təsiri izlənilir. Bəzi hallarda, xüsusən təbii çatlar olduqda, siklik rejim davamlı rejimdən daha səmərəli EOR (əlavə neft) verə bilər. Ancaq bunu

optimal dövr uzunluğunu tapmaqla təmin etmək lazımdır (məsələn, 1 aylıq dövr yoxsa 6 aylıq dövr daha yaxşıdır – bunu model göstərə bilər).

- Ssenari D – Yüksək Təzyiqli vs. Aşağı Təzyiqli Suvurmanın Müqayisəsi: Bu ssenari çərçivəsində eyni quyu şəbəkəsi ilə, lakin fərqli vurma təzyiqi limitləri ilə işləmə analiz olunur. Məsələn, bir halda vurma təzyiqi layın yarıma gradientindən aşağı saxlanılır (çat yaratmamaq üçün), digər halda isə sərbəstcə daha yüksək təzyiqə icazə verilir (çat yarana bilər). Bu iki variantın nəticələri nəticədə neft hasilatına, su payına və injeksiya həcminə görə fərqli olacaq. Bir tədqiqatın nəticələri göstərir ki, hasilat quyuları ilə injektor arasında təzyiq fərqi (yəni lay-dib təzyiq fərqi) artırmaq injeksiya sürətini kəskin yüksəldir; məsələn, istehsal təzyiq fərqi 5 MPa-dan 30 MPa-a artırıldıqda orta injeksiya sürəti ~9 dəfə artmışdır. Bu cür yüksək təzyiqli rejimin üstünlüyü sürətli təzyiq bərpası və geniş süpürmə sahəsidir, çatların yaranması bahasına olsa belə. Aşağı təzyiqli rejimdə isə daha sabit, idarəolunan suvurma gedir, lakin bəlkə də layın bəzi hissələri heç aktivləşməyəcək.
- Ssenari E – Kimyəvi EOR ilə Suvurmanın Təkmilləşdirilməsi: Bu, opsional ssenaridir. Burada baza halda su vurulan sistemə müəyyən müddət sonra polimer, surfaktant və ya digər kimyəvi maddənin əlavə olduğu hal yoxlanılır. Məsələn, 5 il sadə su vurulduqdan sonra 1 il polimer vurulur, sonra yenə sadə su. Model göstərir ki, polimer vurmaq süpürmə arealını və süpürmə effektivliyini nə qədər artırır, bunun hesabına əlavə neçə faiz ehtiyat çıxarılır. Eyni zamanda, polimer vurulmasının injeksiya təzyiqinə təsiri (viskozite artdığı üçün təzyiq artacaq), iqtisadiyyatı (polimerin itki payı, çünki aşağı perm-də adsorbsiya yüksəkdir) kimi məsələlər də nəzərə alınır. Əgər modeldə polimer vurulması özünü doğruldursa, real layihədə pilot kimyəvi suvurma sınağı planlana bilər. Bu ssenari həmçinin suyun duzluluğunun dəyişdirilməsi kimi variantları da əhatə edə bilər.

Bu ssenarilərin hər birinin simulyasiya nəticələri müqayisə edilir. Tipik olaraq, xüsusi indikatorlar hesablanır: məsələn, 10 illik istismar sonunda ümumi neft hasilatı, xalis əlavə neft (suvurma səbəbilə), su-neft nisbəti, suyun hasil olma (çatma) vaxtı lay təzyiqinin bərpası səviyyəsi və s. Bu müqayisələr əsasında ən balanslı və səmərəli ssenari seçilir. Çox vaxt bir neçə metodun kombinasiyası da ortaya çıxır – məsələn, optimal strategiya ola bilər ki, ərin suvurma et, sonra bir qədər fasilə ver (yarım-siklik), yaxud başlanğıcda yüksək təzyiqlə vurub çatlar yarat, sonra təzyiqi azaldıb davam et. Simulyasiya mühəndisə bu variantları dəyərləndirməyə əsas verir.

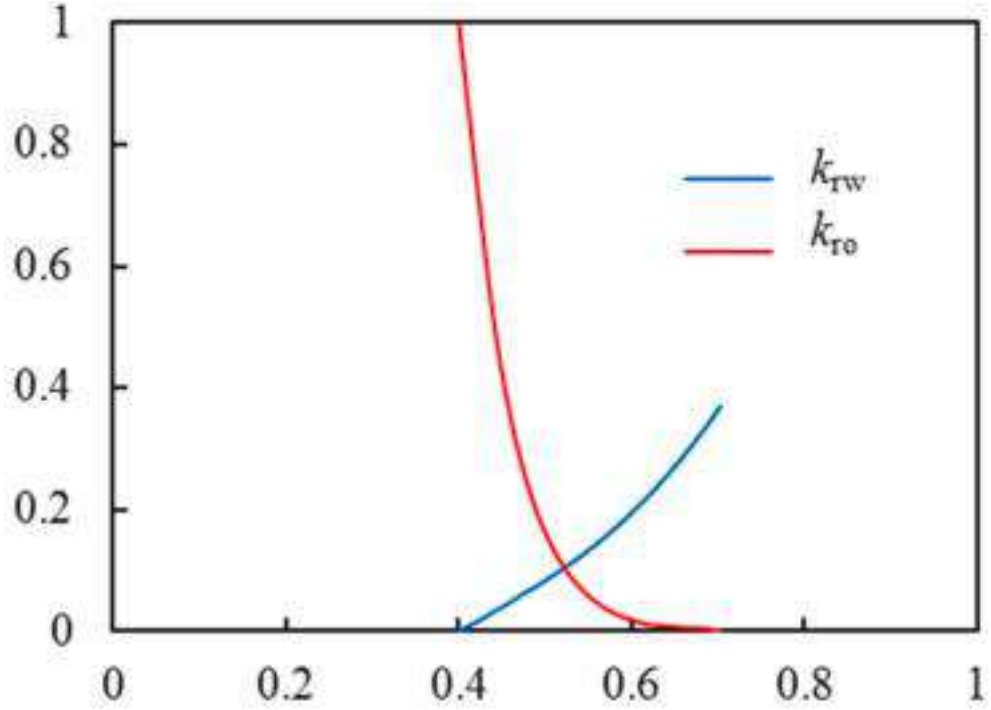
Aşağı keçiriciliyə malik layların tədqiqi üçün konseptual ədədi simulyasiya modeli yaradılmışdır. Rezervuarın ədədi simulyasiyasının əsas parametrləri Cədvəl 1-də, nisbi keçiricilik əyriləri isə Şəkil 1-də göstərilmişdir. Bizim ədədi simulyasiyalarımızda hədd təzyiq qradienti effekti nəzərə alınmamışdır, çünki bu qradientin sulaşma sisteminin reaksiya müddətinə təsiri nəzərə alınmamışdır, çünki kiçikdir. Quyu qrupu heterojen model kimi istifadə edilmişdir. Dörd hasilat quyusu nöqtəsinin keçiriciliyi fərqli idi; su vurma quyusu nöqtəsinin keçiriciliyi $15 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, hasilat quyusu nöqtələrinin keçiriciliyi isə $15 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, $5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, $10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$. Quyular qrupunda keçiriciliyin paylanması şəkil 2-də göstərilmişdir.

Cədvəl 1.

Rezervuarın əsas parametrləri

Parametrlər/ölçü vahidləri	Dəyər
Rezervuar dərinliyi/m	3500
Rezervuar qalınlığı/m	6
Məsaməlik/%	18.5

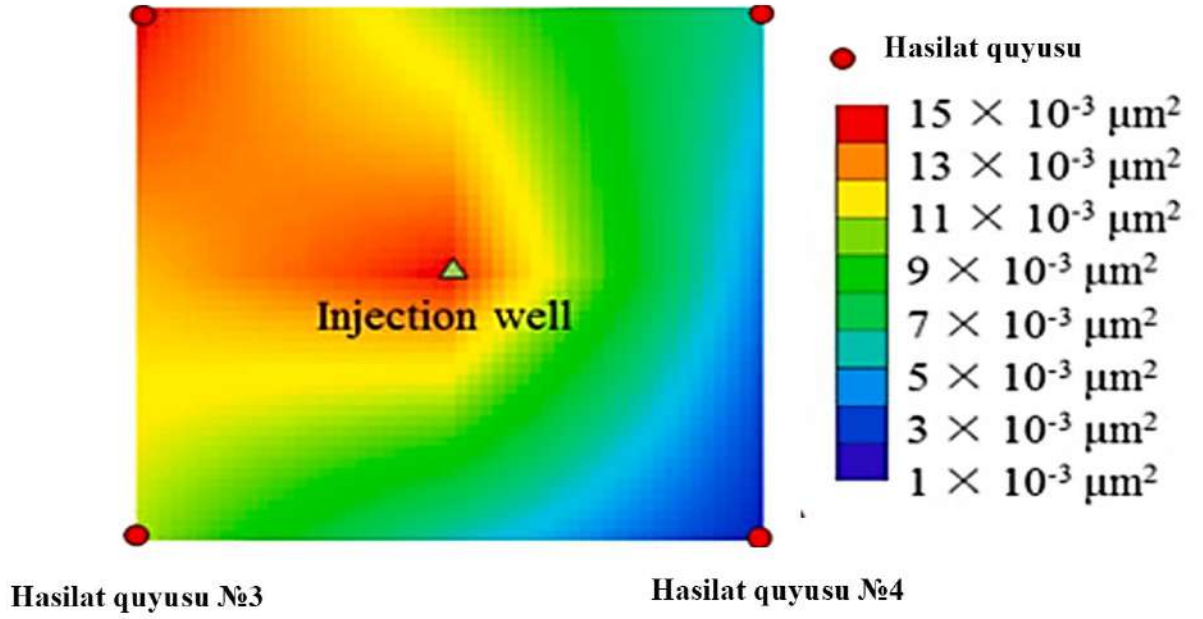
Keçiricilik /(10^{-3} m^2)	2.3
Orijinal lay təzyiqi/MPa	45
Təzyiq əmsalı	1.38
Saturasiya təzyiqi/MPa	10.9
Həcm əmsalı	1.21
Yeraltı xam neftin özlülüyü/mPa·s	2
Rezervuarın temperaturası/°C	120



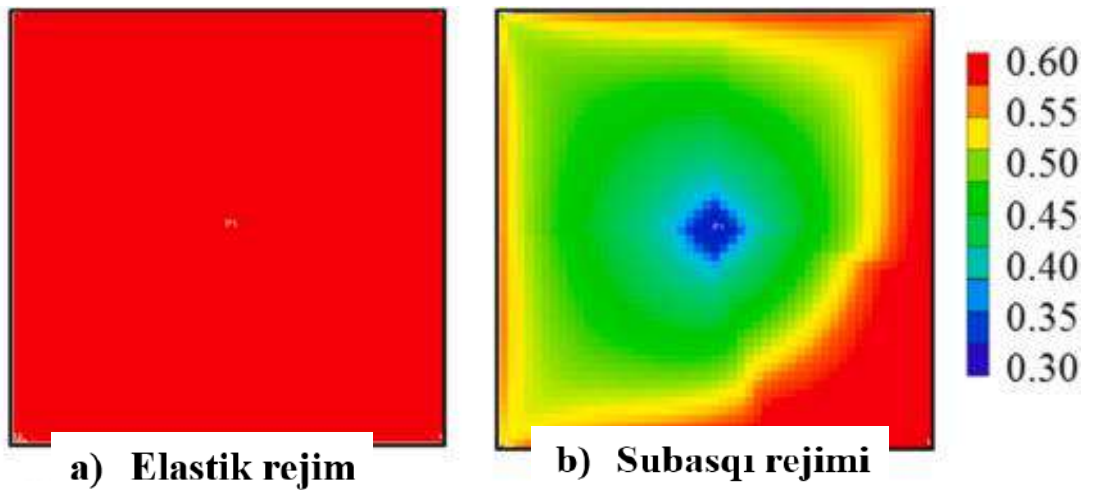
Şəkil 1. Nisbi keçiricilik əyriləri.

Hasilat quyusu №1

Hasilat quyusu №3

**Şəkil 2. Heterojen modellərdə keçiriciliyin paylanması.**

Quyular arası məsafə 200 m olduqda, vurma-hasilat təzyiqi fərqi 25 MPa təşkil edir və digər parametrlər Cədvəl 1-də verilmişdir. Elastik rejim və su basma rejimi birgə simulyasiya edilmişdir. Elastik rejim və su basqı rejimi qalan neftlə doymaları Şəkil 3-də göstərilmişdir. Şəkil 3-dən müşahidə etmək olar ki, elastik rejim effekti su basqınlarının tətbiq olunduğu rejim ilə müqayisədə daha zəifdir. Müxtəlif lay fiziki xassələrinə malik istismar quyularının su basma işlərinin reaksiya müddəti müxtəlifdir.

**Şəkil 3. Elastik rejim və subasqı rejimlərin tətbiqinin simulyativ neft doyma əmsalları.**

Test nömrəsi	Keçiricilik /($10^3 \cdot \text{m}^2$)	Xam neftin özlülüyü /mPa·s	Rezervuar qalınlığı /m	Injeksiya-istehsal təzyiq fərqi /MPa	Quyu aralığı /m	Nəticə /d
1	1	5	20	25	100	12
2	2	3	25	30	150	10
3	1.5	4	30	20	200	15
4	3	2	15	25	100	18
5	2.5	6	10	30	250	9
6	4	7	35	35	300	11
7	2	5	20	40	200	14
8	1	3.5	25	22	150	13
9	3.5	4.5	15	30	100	16
10	5	5	20	28	180	17
11	2.5	2	30	15	250	8
12	1.5	6.5	10	20	300	7
13	2	4	25	32	150	10
14	3	5.5	20	27	200	12
15	4.5	3	15	35	100	14
16	2.3	6	30	25	250	8

Aşağı keçiriciliyə malik rezervuarlarının faktiki istismarında hər bir amil sulaşma sisteminin tətbiqinin reaksiya müddətində müxtəlif dərəcələrdə fərq yaradır. Ortoqonal sınaq metodundan istifadə edərək, hər bir amilin reaksiya müddətinə təsir dərəcəsini müəyyən etmək üçün beş təsir edən amilin, lay keçiriciliyinin, xam neftin özlülüyünün, lay qalınlığının, inyeksiya-hasilat təzyiqinin fərqinin və quyular arası məsafənin həssaslıq təhlili aparılmışdır. Ortoqonal testdə hər bir təsiredici amil üçün dörd səviyyə nəzərdə tutulmuşdur. Ortoqonal sınaq prinsipinə uyğun olaraq, Cədvəl 2-də də göstərilən sınaq nəticələri suvurmaların reaksiya müddətlərini göstərir.

Nəticələr və Müzakirə

Sulaşma sisteminin tətbiqinin reaksiya müddətini üstünlüyünü təyin etmək üçün bir üsul təklif edilmişdir. Beş amilin — su keçirmə qabiliyyəti, xam neftin özlülüyü, lay qalınlığı, vurma-hasilat təzyiqi fərqi və quyular arası məsafənin — sulaşma sisteminin tətbiqinin və onun təsiri öyrənilmişdir. Daimi inyeksiya-istehsal təzyiqi fərqi şəraitində, layın keçiriciliyi nə qədər çox olarsa, suya reaksiya müddəti də bir o qədər az olurdu. Xam neftin özlülüyü və quyular arası məsafə nə qədər böyükdürsə, sulaşma sisteminin tətbiqinin reaksiya müddəti də bir o qədər böyükdür. Eyni zamanda, rezervuarın qalınlığı sulaşma sisteminin tətbiqinin reaksiya müddətinə az təsir göstərməsi müşahidə edilmişdir. Bu nəticələr, aşağı keçiriciliyə malik rezervuarların effektiv işlənməsi üçün əhəmiyyətli göstəricilər təqdim edir və gələcək tədqiqatlar üçün yeni istiqamətlər açır.

Nəticə

Sulaşma göstərilədiyi kimi, suvurmaların reaksiya müddətini əldə etmək üçün 16 sınaq aparılmışdır. Cədvəl 2-

sisteminin tətbiqinin reaksiya müddətini üstünlüyünü təyin etmək üçün bir üsul təklif edilmişdir. Beş amilin, su keçirmə qabiliyyəti, xam neftin özlülüyü, lay qalınlığı, vurma-hasilat təzyiqi fərqi və quyular arası məsafənin sulaşma sisteminin tətbiqinin və onun təsiri öyrənilmişdir. Daimi inyeksiya-istehsal təzyiqi fərqi şəraitində, layın keçiriciliyi nə qədər çox olarsa, suya reaksiya müddəti də bir o

qədər az olurdu. Xam neftin özlülüyü və quyular arası məsafə nə qədər böyükdürsə, sulaşma sisteminin tətbiqinin reaksiya müddəti də bir o qədər böyükdür. rezervuarın qalınlığı sulaşma sisteminin tətbiqinin reaksiya müddətinə az təsir göstərməsi müşahidə edilmişdir.

Təvsiyyələr

1. **Texnoloji İnnovasiyalar:** Aşağı keçiriciliyə malik rezervuarların işlənməsi üçün yeni texnologiyaların tətbiqi tövsiyə olunur. Xüsusilə, su vurma sisteminin effektivliyini artıran innovativ metodların inkişafı önəmlidir.
2. **Ətraflı Tədqiqatlar:** Layların fiziki və kimyəvi xüsusiyyətləri ilə bağlı daha ətraflı tədqiqatlar aparılmalıdır. Bu, suyun vurulma müddətini və neftin hasilatını artırmaq üçün optimal şərtləri müəyyən etməyə kömək edəcək.
3. **Simulyasiya Modelləri:** Kompüter simulyasiya modellərinin inkişafı, müxtəlif şərtlərdə reaksiya müddətini proqnozlaşdırmağa imkan tanıyır. Bu modellər vasitəsilə sınaqlara ehtiyac azaldıla bilər.
4. **İnkişaf Etmiş Monitoring:** Hasilat prosesinin monitoringini gücləndirmək üçün müasir texnologiyalar, məsələn, sensorlar və avtomatlaşdırma sistemləri tətbiq edilməlidir. Bu, prosesi daha səmərəli idarə etməyə imkan tanıyır.
5. **İşçi Gücünün Təlimi:** Layların effektiv işlənməsi üçün mühəndis və texniki işçilərin davamlı təlim proqramları ilə bacarıqlarının artırılması tövsiyə olunur.
6. **Maliyyə Resurslarının İdarə Edilməsi:** Aşağı keçiriciliyə malik rezervuarların işlənməsi üçün maliyyə resurslarının daha səmərəli idarə edilməsi və investisiya strategiyalarının hazırlanması önəmlidir.

Bu təvsiyyələr, neft hasilatının artırılması və iqtisadi səmərəliliyin yüksəldilməsi məqsədinə xidmət edə bilər.

ƏDƏBİYYAT SİYAHISI

1. A. Zhang, Z. Yang, X. Li, D. Xia, Y. Zhang, Y. Luo, Y. He, T. Chen, X. Zhao An evaluation method of volume fracturing effects for vertical wells in low permeability reservoirs
2. Y. Li, G. Jiang, X. Li, L. Yang Quantitative investigation of water sensitivity and water locking damages on a low-permeability reservoir using the core flooding experiment and NMR test, *ACS Omega*, 7 (5) (2022), pp. 4444-4456
3. X. Wang, J. Sheng Effect of low-velocity non-Darcy flow on well production performance in shale and tight oil reservoirs, *Fuel*, 190 (2017), pp. 41-46
4. H. Liu, Z. Tiany Theoretical and experimental study on nonlinear flow starting pressure gradient in low permeability reservoir, *IOP Conf. Ser. Earth Environ. Sci.*, 571 (1) (2020), Article 012044
5. 8. Велиев, Э. Ф. (2020). Обзор современных методов увеличения нефтеотдачи пласта с применением потокоотклоняющих технологий. *SOCAR Proceedings*, 2, 50-66
6. Alvarado, V., Reich, E.-M., Yunfeng, Yi, Potsch, K. (2006, June). Integration of a risk management tool and an analytical simulator for assisted decision-making in IOR. SPE-100217-MS. In: *SPE Europec/ EAGE Annual Conference and Exhibition*. Society of Petroleum Engineers
7. Mukhametshin, V. V., Kuleshova, L. S. (2019). Justification of low-productive oil deposits flooding systems in the conditions of limited information amount. *SOCAR Proceedings*, 2, 16–22.
8. . Zakirov, S. N., Indrupsky, I. M., Zakirov, E. S., et al. (2009). New principles and technologies for the development of oil and gas fields. Part 2. Moscow; Izhevsk: Institute of Computer Research.
9. Mukhametshin, V. V., Kuleshova, L. S. (2020). On uncertainty level reduction in managing waterflooding of the deposits with hard to extract reserves. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 331, 5, 140–146.

Определение времени отклика в пластах с низкой проницаемостью при применении заводнения

Исаева Сурейя

Азербайджанский Государственный Университет Нефти и Промышленности,
Кафедра «Нефтегазовая инженерия»,
Магистрант.

Аннотация

Закачка в нефтяной пласт воды – наиболее популярный метод разработки нефтяных месторождений. Этот метод позволяет поддерживать высокие текущие дебиты нефтяных скважин, и в итоге достичь высокого процента отбора извлекаемых запасов нефти.

Основной целью закачки воды в пласт является эффективное вытеснение нефти к добывающим скважинам и увеличение экономической эффективности разработки месторождения благодаря повышению коэффициента извлечения нефти из залежи.

Метод традиционного (обычного) заводнения достаточно эффективен и обычно применяется для разработки залежей с относительной вязкостью пластовой нефти менее 30-40 мПа*с, при проницаемости пластов более (40-50)10⁻³мкм².

В последние годы в связи с вводом в разработку многих менее продуктивных залежей заводнение проектируют для залежей с проницаемостью (5-30) 10⁻³мкм² и для залежей с относительной вязкостью нефти до 50-60 мПа*с. При этом предусматриваются дополнительные технологические мероприятия.

Предложен метод определения эффективности заводнения нефтяного пласта и времени, при котором после закачки воды происходит отклик на добывающей скважине. Для изучения данного процесса исследовалось влияние основных пяти параметров: водопроницаемость, вязкость пластовой нефти, толщина пласта, разница давлений нагнетания и добычи, расстояние между скважинами.

В условиях постоянной закачки и поддержания высокой разницы давления (депрессии) нагнетания и забоя добывающей скважины время отклика будет тем меньше, чем больше значение коэффициента проницаемости пласта. Вязкость пластового флюида и расстояние между нагнетательной и добывающей скважинами обратно пропорциональны времени отклика системы. Было отмечено что, при проведении заводнения мощность пласта незначительно влияет на время реакции закачки воды в пласт.

Фактор изменения давления учитывает влияние изменения пластового давления в районе добывающих скважин. Характеризует распределение закачки пропорционально разнице давлений в зоне отбора и нагнетания. Основой для расчета являются величины среднего буферного (для нагнетательных скважин) и забойного давлений (для добывающих скважин). Закачиваемая вода будет двигаться к зонам с наименьшим забойным давлением.

Ключевые слова: низкопроницаемый коллектор, низкая проницаемость, закачка воды, время отклика, цифровое моделирование.