



AZERBAIJAN
ENGINEERS
UNION

THE VOICE OF AZERBAIJAN ENGINEERS

Azərbaycan Mühəndislərinin Səsi

Volume 7 Issue 02 28-04-2026



"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:

- Kimya və Neft-Qaz mühəndisliyi;
- Proseslərin Avtomatlaşdırılması mühəndisliyi,
- Mexanika mühəndisliyi;
- Ekologiya mühəndisliyi
- Bərpa olunan və Alternativ Enerji mühəndisliyi
- İnformasiya Texnologiyaları və Sistemləri 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 (İngilis, rus, türk və s.) yerləşdirilə bilər. ISSN: 3135-2480

Baş redaktor:

Qədirli Murad

Redaktorlar kollegiyası:

Mirismayıl Ağayev

İlkin Əliyev

Qalib Muradov

Xaliq Məmmədov

Əlaqə

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

Ünvan: Sabunçu rayonu, Bakıxanov qəsəbəsi, Eldar Xəlilov küçəsi, 1B, M11, m1, Bakı, Azərbaycan

MÜNDƏRİCAT

Dadaşzadə Xanım, Rəhman Rəhimli

QAZ LİFT QUYUSUNUN OPTİMAL İŞLƏMƏSİ03-12

Fərid Məmmədli

MAİLİ QUYULARIN PLANLAMA ƏSASLARI VƏ MEXANİKİ

QIYMƏTLƏNDİRİLMƏSİ.....14-22

Hüseynzadə Kübra

NEFT ÇIXARILMASININ BİOTEXNOLOJİ METODU.....23-32

Dadaşzadə Xanım, İsmayilov Ceyhun

İKİ FAZALI SİSTEMLƏRİN MƏSAMƏLİ MÜHİTDƏ HƏRƏKƏTİ.....33-40

Mövsüm Məmmədov

SƏMT QAZINDAN SƏMƏRƏLİ İSTİFADƏ – ELEKTRİK ENERJİSİ

İSTEHSALI.....41-54

Murad Bəhrənzadə

QUYULARIN PERFORASIYA İNTERVALININ OPTİMALLAŞDIRILMASI VƏ

PERFORATORUN SEÇİLMƏSİ.....55-64

Südəbə Novruzova, Yasəmən Piriyeva

QUM TƏZAHÜRÜNÜN AZALDILMASI MƏQSƏDİ İLƏ QUYUDİBİ ZONANIN

BƏRKİDİLMƏSİNİN SƏMƏRƏLİLİYİNİN ARTIRILMASI.....65-73

Nəsibli İlkin, Şükürov Məhəmməd

DƏNİZ HİDROTEKNİKİ QURĞULARININ İSTİSMAR ETİBARLILIĞINA

ƏTRAF MÜHİT AMİLLƏRİNİN TƏSİRİ.....74-82

Tural İsayev

AZƏRBAYCAN KONTEKSTİNDƏ BƏRPA OLUNAN ENERJİ VƏ TƏSİRİN

ANALİZİ.....83-90

Fərid İmaməliyev

MAİLİ QUYULARIN İSTİSMARINDA MÜRƏKKƏBLƏŞMƏLƏRİN

AZALDILMASI ÜÇÜN YENİ TEXNOLOJİ HƏLLƏR.....91-101

Samirə Abbasova, Fərid Kərimov

X NEFT YATAĞINDA TƏTBİQ OLUNAN NEFT HASİLATININ

İNTENSİVLƏŞDİRİLMƏSİ ÜSULLARININ SƏMƏRƏLİLİYİNİN

TƏHLİLİ.....102-111

Samirə Abbasova, Həmzə Nağızadə

ÇƏTİN ÇIXARILA BİLƏN KARBOHİDROGEN YATAQLARININ

İŞLƏNMƏSİ.....112-122

OPTIMAL OPERATION OF A GAS LIFT WELL

Dadashzada Khanim¹ Rahimli Rahman²

^{1,2}Azerbaijan State Oil and Industry University

^{1,2}Department of Oil and Gas Engineering

¹ Associate Professor , mdadashzade50@gmail.com

² Master's student , rehmanrehimli007@gmail.com

Abstract

Gas lift is a widely used artificial lift technique in oil and gas production, particularly in wells with high gas–oil ratios, sand production issues, significant deviation, or deep reservoirs. Achieving optimal gas lift performance requires a solid understanding of multiphase flow dynamics, proper control of gas injection rates, valve behavior, pressure interactions, and economic considerations. Poorly managed operations can result in low production efficiency, excessive gas usage, and unstable well performance.[1]

This article examines the fundamental principles of gas lift operations, including design parameters, performance evaluation, and optimization strategies. It places emphasis on gas injection distribution, nodal analysis, valve spacing design, both surface and downhole monitoring systems, and economic assessment. Mathematical modeling and optimization techniques are explored to maximize oil production while minimizing gas consumption.[2]

The findings indicate that effective gas lift optimization depends on the integration of reservoir engineering, production engineering, and real-time monitoring systems. The application of advanced optimization software and digital oilfield technologies plays a crucial role in enhancing gas lift efficiency and improving overall field profitability.[3]

Keywords: Gas lift; Artificial lift; Injection gas optimization; Multiphase flow; Nodal analysis.

QAZ LİFT QUYUSUNUN OPTİMAL İŞLƏMƏSİ

Dadaşzadə Xanım¹ Rəhman Rəhimli²

^{1,2} Azərbaycan Dövlət Neft və Sənaye Universiteti

^{1,2} Neft və Qaz Mühəndisliyi Kafedrası

1 Dosent, mdadashzade50@gmail.com

2 Magistr tələbəsi, rehmanrehimli007@gmail.com

Xülasə

Qazlift neft və qaz hasilatında, xüsusilə qaz-neft nisbəti yüksək olan quyularda, qum hasilatı problemləri, əhəmiyyətli sapma və ya dərin laylarda geniş istifadə olunan süni qaldırma üsuludur. Optimal qaz qaldırıcı performansla nail olmaq çoxfazlı axın dinamikasını, qazın vurulma sürətlərinə düzgün nəzarəti, klapın davranışını, təzyiqə qarşılıqlı əlaqəni və iqtisadi mülahizələri yaxşı başa düşməyi tələb edir. Zəif idarə olunan əməliyyatlar aşağı hasilat səmərəliliyi, həddindən artıq qaz istifadəsi və qeyri-sabit quyular performansına ilə nəticələnə bilər.[1]

Bu məqalə dizayn parametrləri, performansın qiymətləndirilməsi və optimallaşdırma strategiyaları daxil olmaqla qaz lifti əməliyyatlarının əsas prinsiplərini araşdırır. O, qazın vurulmasının paylanması, düyünlərin təhlilini, klapınlar arasındakı məsafənin dizaynına, həm yerüstü, həm də quyuda monitorinq sistemlərinə və iqtisadi qiymətləndirməyə diqqət yetirir. Qaz istehlakını minimuma endirməklə yanaşı, neft hasilatını maksimuma çatdırmaq üçün riyazi modelləşdirmə və optimallaşdırma üsulları tədqiq edilir.[2]

Tapıntılar göstərir ki, effektiv qaz liftinin optimallaşdırılması rezervuar mühəndisliyi, istehsal mühəndisliyi və real vaxt rejimində monitorinq sistemlərinin inteqrasiyasından asılıdır. Qabaqcıl optimallaşdırma proqram təminatının və rəqəmsal neft yatağı texnologiyalarının tətbiqi qaz liftinin səmərəliliyinin artırılmasında və yataqların ümumi gəlirliliyinin artırılmasında mühüm rol oynayır.[3]

Açar sözlər: Qaz lift; Süni lift; Enjeksiyon qazının optimallaşdırılması; Çoxfazlı axın; Düyünlü analiz.

Introduction

Artificial lift techniques become necessary in oil production once the natural energy of the reservoir can no longer raise fluids to the surface effectively. Among the available artificial lift options, gas lift is considered one of the most adaptable and dependable methods, especially for deep wells and offshore installations. This technique increases production by injecting high-pressure gas into the production tubing, which decreases the fluid density and reduces the bottomhole flowing pressure[1].

Gas lift technology originated in the early twentieth century and has undergone substantial development due to advancements in valve design, multiphase flow analysis, and digital monitoring technologies. Contemporary gas lift optimization combines reservoir engineering, production engineering, and real-time monitoring systems to maximize recovery efficiency [2].

Efficient operation does not simply involve raising the gas injection rate; rather, it requires an appropriate balance between injection rate, pressure, and well conditions to achieve the highest level of economic production [3].

Fundamentals of Gas Lift Operation

Efficient gas lift well operation demands a thorough understanding of multiphase flow dynamics, reservoir behavior, and the constraints of surface equipment. Since gas lift systems involve the concurrent movement of gas and liquid within the production tubing, precise modeling of pressure gradients, flow patterns, and system performance is essential.

Gas lift operates by reducing the fluid density inside the tubing. When compressed gas is injected through gas lift valves, it mixes with the produced fluids, lowering hydrostatic pressure and allowing reservoir pressure to lift the fluids to the surface.

Gas lift systems are generally classified into two categories:

- Continuous gas lift – applied in high-productivity wells where gas is injected without interruption.
- Intermittent gas lift – used in low-productivity wells, where gas is injected at intervals rather than continuously.

Injected gas typically enters the system through the annulus and passes into the tubing via gas lift valves positioned at various depths. The depth of gas injections significantly influences system efficiency; deeper injection points can enhance pressure reduction and production performance but require higher injection pressures.[3]

Gas Lift System Components

The principal components of a gas lift system encompass:

- A gas compression facility responsible for generating injection pressure
- A gas distribution manifold that regulates and directs injected gas
- Wellhead assemblies that facilitate operational control
- Production tubing designed for fluid transport
- Gas lift mandrels that serve as housing structures for valves
- Gas lift valves functioning as control mechanisms for injection

Gas lift valves operate as pressure-responsive devices that modulate opening and closure in response to differential pressure between the annular space and production tubing. Optimal valve placement and a well-defined unloading sequence are fundamental prerequisites for ensuring stable well startup and sustained production efficiency.

Surface infrastructure must be engineered to deliver injection gas at requisite pressures while prioritizing energy efficiency and minimizing operational consumption, thereby enhancing the overall sustainability and economic performance of the gas lift system [5].

Performance Analysis of Gas Lift Wells

Performance analysis examines how the rate of injected gas influences liquid production, and this relationship is typically represented using a Gas Lift Performance Curve (GLPC).[1]

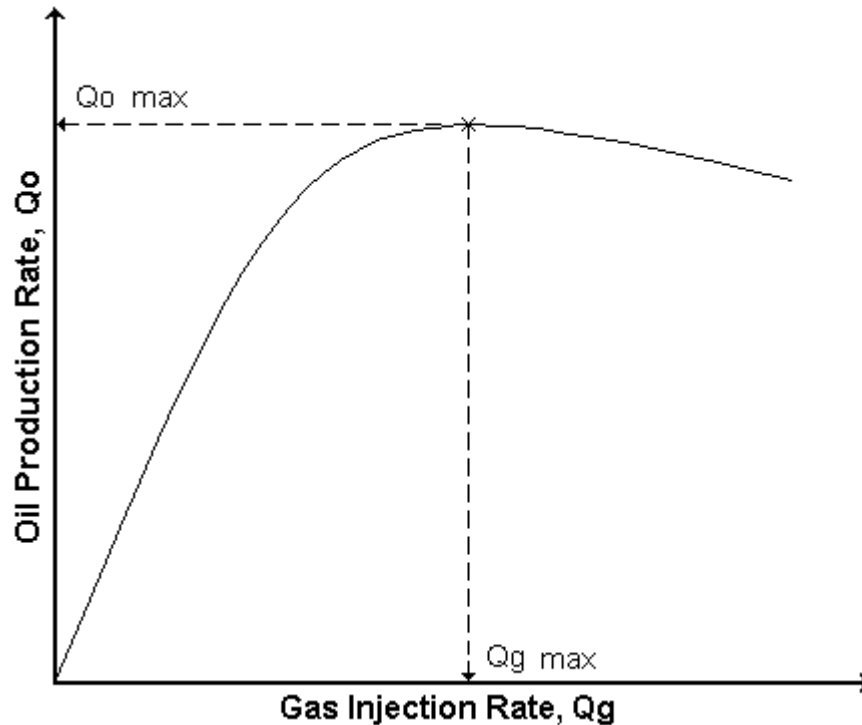


Figure 1. Typical Gas Lift Performance Curve

At first, raising the gas injection rate improves oil production because it lowers fluid density. However, after reaching an optimal level, further increases in gas injection cause higher friction losses, which ultimately reduce production. The optimal gas injection rate is the point at which liquid production reaches its maximum or generates the highest economic benefit.[4]

Nodal Analysis in Gas Lift Optimization

Nodal analysis is an essential engineering method for enhancing gas lift efficiency. It combines the inflow performance relationship (IPR) and vertical lift performance (VLP) curves to identify the well's operating point. The operating point occurs at the intersection of the IPR and VLP curves. Gas injections lower the VLP curve, which enables increased production rates.

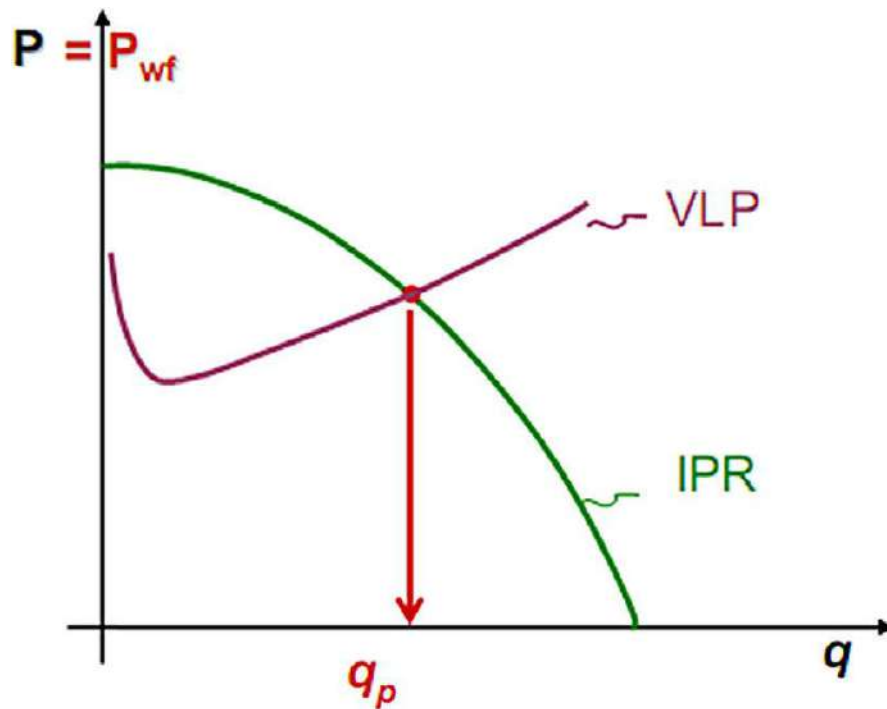


Figure 2. IPR and VLP Intersection (Nodal Analysis)

By testing different gas injection rates, engineers can determine the optimal rate that maximizes output while avoiding unnecessary gas consumption [3].

Factors Affecting Optimal Operation

Several parameters influence gas lift optimization:

- Reservoir pressure
- Productivity index
- Tubing diameter
- Injection depth
- Gas injection pressure
- Water cut
- Gas–oil ratio

Gas lift optimization plays a vital role in artificial lift systems, especially in wells experiencing declining reservoir pressure or elevated water cut. The effectiveness of gas lift relies on the relationship between multiphase flow behavior, wellbore conditions, and gas injection parameters. Reservoir pressure dictates the natural movement of fluids toward the well, while the productivity index measures the well's ability to produce fluids under a specific pressure differential. A low productivity index often signals reservoir depletion or formation damage, indicating the need for artificial lift techniques.

Tubing diameter significantly affects flow dynamics by influencing fluid velocity and frictional pressure losses. Smaller tubing increases velocity, which can enhance lifting performance by minimizing liquid accumulation. However, excessively high velocity may lead to greater frictional losses, reducing overall efficiency. On the other hand, larger tubing lowers friction but may reduce flow velocity, potentially causing unstable multiphase flow and slugging.

Injection depth also impacts gas lift efficiency, as deeper gas injection decreases the hydrostatic pressure of the liquid column and improves fluid movement toward the surface. The ideal injection depth depends on well structure and reservoir properties. Gas injection pressure must be regulated carefully to provide sufficient lifting force while avoiding flow instability or unnecessary gas consumption.

Water cut is another critical factor affecting gas lift performance because higher water content increases the density of the produced fluid column. This results in greater hydrostatic pressure, requiring increased gas injection rates to sustain production efficiency. Wells with high water cut often experience diminished gas lift performance due to liquid loading, making optimization strategies essential for effective production.

The gas–oil ratio also influences multiphase flow and separation behavior in the wellbore. A high gas–oil ratio can assist lifting by reducing fluid density, but excessive gas may cause flow instability and lower production efficiency. Proper control of gas injection rates and flow management techniques is therefore necessary to maintain stable and efficient production.

From an engineering standpoint, gas lift optimization requires balancing gas injection rates, tubing dimensions, and injection depth to achieve stable multiphase flow while minimizing energy usage. Engineers frequently use modeling techniques and field data analysis to determine optimal operating conditions and enhance production efficiency. Multiphase flow simulations and pressure gradient evaluations help assess the impact of different parameters on production performance and guide the design of effective gas lift strategies [6].

Flow Instabilities in Gas Lift Wells

Improper operation can result in unstable flow patterns, such as heading, slugging, or casing heading instability. Heading happens when too much gas builds up in the tubing and is then released suddenly, causing cyclic fluctuations in production. To ensure stable operation, it is important to keep injection pressure within the optimal range and properly calibrate the valves [5].

Optimization Techniques

Traditional optimization techniques involve regular well testing and manual tuning of gas injection rates. Contemporary methods rely on real-time monitoring, downhole pressure sensors, and digital twin models for enhanced performance analysis. Sophisticated simulation tools, including multiphase flow models, help forecast production outcomes under various injection conditions. Economic optimization balances additional production revenue against gas compression expenses to establish the most cost-effective injection strategy [4].

Economic Considerations

Gas lift optimization should achieve higher production while considering the costs of compression and gas supply. In offshore operations, where gas resources are limited, optimizing gas allocation becomes essential. Multi-well optimization strategies help distribute the available gas among different wells in a way that maximizes overall field production.[6]

Case Study Approach (Conceptual Example)

A well with moderate reservoir pressure and declining output was analyzed. When gas injection of 1 MMSCF/day was applied, oil production increased from 500 to 900 STB/day. Increasing the injection rate to 2 MMSCF/day further raised production to 1000 STB/day. However, when the injection rate was raised to 3 MMSCF/day, oil production declined to 950 STB/day, likely due to increased friction losses. Based on these results, the optimal gas injection rate is around 2 MMSCF/day.[5]

Modern Digital Monitoring Systems

Modern gas lift installations employ SCADA technology along with real-time sensors to monitor pressure and temperature. Data analytics contributes to predictive maintenance and facilitates early identification of valve malfunctions. Automation increases operational reliability while minimizing the likelihood of human error.[5]

Conclusion

The efficient operation of a gas lift well depends on a thorough understanding of multiphase flow dynamics, reservoir characteristics, and the constraints of surface facilities. Because gas lift systems involve the concurrent movement of gas and liquid inside the production tubing, precise evaluation of pressure gradients, flow patterns, and fluid properties is crucial. The way injected gas interacts with reservoir fluids has a direct impact on bottom-hole pressure, which in turn controls production rates.

One of the most important factors in gas lift performance is the optimization of the gas injection rate. If the injected gas volume is too low, it may not sufficiently decrease the hydrostatic pressure, leading to reduced liquid output. On the other hand, excessive gas injection can cause inefficient gas usage, higher operating expenses, and unstable flow behaviors such as heading or severe slugging. Therefore, identifying the optimal injection rate is essential to maximize liquid production while minimizing gas consumption.

Engineering methods such as nodal analysis are fundamental to this optimization process. By combining the inflow performance relationship (IPR) with the vertical lift performance (VLP) curve, engineers can determine the operating point that yields the highest production rate. Evaluating production performance curves also enables comparison of various injection strategies and supports the selection of the most cost-effective operating condition. Furthermore, advanced digital monitoring systems allow continuous data collection from downhole sensors, delivering real-time measurements of pressure, temperature, and flow rate.

In the future, innovative technologies are expected to further enhance gas lift optimization. Artificial intelligence and machine learning techniques can process extensive production datasets to identify trends, forecast system responses, and suggest optimal injection plans. The integration of real-time reservoir simulation with surface facility models will enable dynamic optimization as reservoir and operational conditions evolve. These developments will contribute to greater production efficiency, lower gas usage, and improved economic outcomes in gas lift operations.

References

1. Brown, K. E. (1980). *The Technology of Artificial Lift Methods*. PennWell Publishing.

2. Takacs, G. (2005). *Gas Lift Manual*. PennWell Corporation.
3. Lea, J. F., Nickens, H. V., & Wells, M. R. (2008). *Gas Well Deliquification*. Gulf Professional Publishing.
4. Beggs, H. D. (1991). *Production Optimization Using Nodal Analysis*. OGC Publications.
5. Economides, M. J., Hill, A. D., & Ehlig-Economides, C. (2013). *Petroleum Production Systems*. Pearson Education.
6. API Recommended Practice 11V2 (Gas Lift Valve Performance Testing). American Petroleum Institute.

ОПТИМАЛЬНАЯ РАБОТА ГАЗОПОДЪЕМНОЙ СКВАЖИНЫ

Дадашзаде Ханым¹, Рагимли Рахман²

1,2 Азербайджанский Государственный Университет Нефти и Промышленности,

1,2 Кафедра «Нефтегазовая инженерия»,

1 Доцент, кандидат технических наук, mdadashzade50@gmail.com

2 Магистрант, rehmanrehimli007@gmail.com

Аннотация

Газлифт - это широко используемый метод механизированной добычи при добыче нефти и газа, особенно в скважинах с высоким газовым фактором, проблемами добычи песка, значительными отклонениями или глубокими коллекторами. Достижение оптимальных характеристик газлифта требует четкого понимания динамики многофазного потока, надлежащего контроля скорости закачки газа, поведения клапанов, взаимодействия давления и экономических соображений. Плохо управляемые операции могут привести к низкой эффективности добычи, чрезмерному использованию газа и нестабильной работе скважин.[1]

В этой статье рассматриваются фундаментальные принципы газлифтных операций, включая проектные параметры, оценку производительности и стратегии оптимизации. Особое внимание уделяется распределению закачки газа, узловому анализу, проектированию межклапанного пространства, системам наземного и внутрискважинного мониторинга, а также экономической оценке. Исследуются методы математического моделирования и оптимизации для максимизации добычи нефти при минимизации потребления газа.[2]

Результаты показывают, что эффективная оптимизация газлифта зависит от интеграции систем разработки месторождений, технологии добычи и мониторинга в реальном времени. Применение передового программного обеспечения для оптимизации и цифровых нефтепромысловых технологий играет решающую роль в повышении эффективности газлифта и повышении общей рентабельности месторождений.[3]

Ключевые слова: Газоподъем; Искусственный подъем; Оптимизация закачки газа; Многофазный поток; Узловой анализ.

FUNDAMENTALS OF INCLINED WELL PLANNING AND MECHANICAL EVALUATION

Farid Mammadli

Abstract

The article comprehensively investigates the impact of the inclination angle on the technical, mechanical, and operational performance indicators of onshore directional wells during the planning stage. The primary objective of the study is to determine the variation patterns of measured depth, friction forces acting on the drill string, and total mechanical loads for wells with different inclination angles, as well as to evaluate the relationship between these changes and production potential from an engineering perspective. The research was conducted using analytical-calculation methods and comparative engineering analysis. Geological and technical parameters were kept constant, while the inclination angle was considered the only variable factor. This approach made it possible to isolate and clearly assess the influence of inclination. Within the framework of the study, it was established that an increase in inclination angle leads to a significant rise in measured depth. The growth in measured depth intensifies the contact between the drill string and the wellbore wall, resulting in increased friction forces. Consequently, the total mechanical load increases, additional tensile stresses and energy consumption occur, tool wear accelerates, and the overall complexity of the drilling process rises. At low and medium inclination angles, mechanical loads remain relatively stable and the drilling process is more controllable. At higher inclination angles, however, the growth of friction forces leads to increased technical risks during drilling operations. The analysis demonstrates that the selection of the inclination angle should not be based solely on drilling mechanics; geological characteristics, reservoir thickness, economic indicators, and production strategy must also be considered in an integrated manner. Determining the optimal inclination angle contributes to ensuring mechanical safety, optimizing drilling time, and improving the overall economic efficiency of the project.

In conclusion, the proposed analytical and comparative methodological approach provides a scientific basis for decision-making during the planning stage of directional wells and enables a systematic evaluation of the technical outcomes associated with different inclination alternatives. This approach is of practical significance for reducing risks at the design stage and enhancing operational efficiency.

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

MAİLİ QUYULARIN PLANLAMA ƏSASLARI VƏ MEXANİKİ QIYMƏTLƏNDİRİLMƏSİ

Fərid Məmmədli

Azərbaycan Dövlət Neft və Sənaye Universiteti,

Xülasə

Məqalədə quruda qazılan maili quyuların planlanması zamanı inklinasiya bucağının texniki, mexaniki və istismar göstəricilərinə təsiri kompleks şəkildə tədqiq edilmişdir. Tədqiqatın əsas məqsədi müxtəlif inklinasiya bucaqlarına malik quyular üçün ölçülmüş dərinliyin, qazıma kolonuna təsir edən sürtünmə qüvvələrinin və ümumi mexaniki yüklərin dəyişmə qanunauyğunluqlarını müəyyən etmək, həmçinin bu dəyişikliklərin hasilat potensialı ilə qarşılıqlı əlaqəsini mühəndis baxımından qiymətləndirmək olmuşdur. Araşdırma analitik-hesablama metodu və müqayisəli mühəndis təhlili əsasında aparılmış, geoloji və texniki parametrlər sabit saxlanılmış, dəyişən yeganə amil kimi inklinasiya bucağı qəbul edilmişdir. Bu yanaşma inklinasiyanın təsirini təcrid olunmuş formada qiymətləndirməyə imkan vermişdir. Tədqiqat çərçivəsində müəyyən edilmişdir ki, inklinasiya bucağının artması ölçülmüş dərinliyin əhəmiyyətli dərəcədə yüksəlməsinə səbəb olur. Ölçülmüş dərinliyin artması isə qazıma kolonunun quyu divarı ilə təmasının intensivləşməsi və sürtünmə qüvvələrinin çoxalması ilə nəticələnir. Nəticədə ümumi mexaniki yük artır, əlavə dartılma və enerji sərfi yaranır, alətlərin aşınma sürəti yüksəlir və qazıma prosesinin mürəkkəbliyi artır. Aşağı və orta inklinasiya bucaqlarında mexaniki yüklər nisbətən stabil qalır və qazıma prosesi daha idarəolunan xarakter daşıyır. Yüksək inklinasiya bucaqlarında isə sürtünmə qüvvələrinin artması qazıma əməliyyatında texniki risklərin yüksəlməsinə səbəb olur. Aparılmış təhlil göstərir ki, inklinasiya bucağının seçimi yalnız qazıma mexanikası baxımından deyil, həm də geoloji xüsusiyyətlər, lay qalınlığı, iqtisadi göstəricilər və istismar strategiyası nəzərə alınmaqla kompleks şəkildə əsaslandırılmalıdır. Optimal inklinasiya bucağının müəyyən edilməsi mexaniki təhlükəsizliyin təmin olunmasına, qazıma vaxtının optimallaşdırılmasına və layihənin ümumi iqtisadi səmərəliliyinin artırılmasına xidmət edir.

Nəticə etibarilə, təklif olunan analitik və müqayisəli metodoloji yanaşma maili quyuların planlanması mərhələsində qərarvermə prosesini elmi əsaslarla dəstəkləyir və müxtəlif inklinasiya variantlarının texniki nəticələrini sistemli şəkildə qiymətləndirməyə imkan verir. Bu yanaşma layihələndirmə mərhələsində risklərin azaldılması və istismar effektivliyinin yüksəldilməsi üçün praktik əhəmiyyət kəsb edir.

Açar sözlər: maili qazma, quyu planlaşdırılması, inklinasiya bucağı, mexaniki yük, sürtünmə qüvvəsi.

Giriş

Neft və qaz yataqlarının işlənməsi prosesində qazıma texnologiyaları mühüm yer tutur və hasilatın səmərəliliyi birbaşa quyu layihələndirməsinin keyfiyyətindən asılıdır. Müasir dövrdə asan çıxarılan ehtiyatların azalması, yataqların mürəkkəb geoloji quruluşa malik olması və hasilatın iqtisadi optimallaşdırılması tələbləri maili və istiqamətləndirilmiş qazıma texnologiyalarının geniş tətbiqini

şərtləndirmişdir. Əgər əvvəllər şaquli quyular üstünlük təşkil edirdisə, hazırda bir çox hallarda layın daha effektiv drenajı və hasilatın artırılması məqsədilə maili və horizontal trayektoriyalar seçilir.

Maili quyuların planlanması neft-qaz yataqlarının səmərəli işlənməsi və texnoloji təhlükəsizliyin təmin olunması baxımından qazıma prosesinin ən məsul mərhələlərindən biridir. Planlama mərhələsində quyunun trayektoriyası, inklinasiya bucağının dəyişmə qanunauyğunluğu, hədəf nöqtənin koordinatları, qazıma intervalının geoloji xüsusiyyətləri və istifadə olunacaq avadanlıq kompleksi kompleks şəkildə təhlil edilir. Bu proses yalnız həndəsi hesablamalarla məhdudlaşmır, eyni zamanda mexaniki yüklərin proqnozlaşdırılması, sürtünmə qüvvələrinin qiymətləndirilməsi və qazıma kolonunun dayanıqlığının təmin olunmasını da əhatə edir. Düzgün aparılmış planlama mexaniki riskləri azaldır, qazıma vaxtını optimallaşdırır və layihənin iqtisadi effektivliyini artırır. Buna görə də maili quyuların layihələndirilməsi mərhələsi həm mühəndis-hesablama, həm də texnoloji baxımdan elmi əsaslandırılmış yanaşma tələb edir. [5]

Maili qazıma dedikdə, quyu oxunun şaquli istiqamətdən müəyyən bucaq altında dəyişdirilməsi başa düşülür. Bu üsul geoloji hədəf nöqtəsinə optimal trayektoriya ilə çatmağa, bir qazma meydançasından bir neçə quyunun qazılmasına, yerüstü maneələrin (yaşayış məntəqələri, su hövzələri, sənaye obyektləri və s.) altındakı yataqlara çıxış əldə etməyə və mürəkkəb tektonik strukturları keçməyə imkan verir. Quruda yerləşən yataqlarda belə, ekoloji və iqtisadi məhdudiyyətlər səbəbindən çox vaxt bir mərkəzi meydançadan bir neçə istiqamətləndirilmiş quyu qazılması daha məqsədəuyğun hesab olunur. Maili qazıma zamanı quyuların planlaşdırılması mürəkkəb mühəndis məsələsidir və yalnız trayektoriyanın seçilməsi ilə məhdudlaşmır. Bu proses geoloji modelin qurulması, hədəf zonanın təyin edilməsi, trayektoriyanın riyazi hesablanması, mexaniki yüklərin analizi, hidravlik parametrlərin optimallaşdırılması və risklərin qiymətləndirilməsi kimi bir-biri ilə qarşılıqlı əlaqəli mərhələləri əhatə edir. Planlaşdırma mərhələsində qəbul edilən qərarlar qazıma prosesinin təhlükəsizliyinə, müddətinə və ümumi iqtisadi səmərəliliyinə birbaşa təsir göstərir. Quruda həyata keçirilən maili qazıma layihələrində xüsusi diqqət tələb edən məsələlərdən biri quyu trayektoriyasının optimal seçilməsidir. Inklinasiya bucağının artması ölçülmüş dərinliyin (MD) artmasına səbəb olur, bu isə qazıma müddətini və avadanlıq yüklənməsini artırır. Digər tərəfdən, layla daha uzun kontakt sahəsi yaradılması hasilat potensialını yüksəldə bilər. Beləliklə, planlaşdırma zamanı texniki çətinliklərlə hasilat üstünlükləri arasında balans tapılmalıdır. Maili qazıma prosesində əsas anlayışlardan biri həqiqi şaquli dərinlik (TVD) və ölçülmüş dərinlik (MD) arasındakı fərkdir. TVD layın yer səthindən şaquli məsafəsini göstərdiyi halda, MD quyu trayektoriyası boyunca faktiki qazılmış uzunluğu ifadə edir. Inklinasiya bucağı artdıqca MD ilə TVD arasındakı fərq böyüyür. Bu fərq mexaniki və hidravlik parametrlərin dəyişməsinə, xüsusilə də qazıma kolonunda yaranan sürtünmə və tork qüvvələrinin artmasına səbəb olur. [1]

Maili quyularda mexaniki yüklənmələr şaquli quyularla müqayisədə daha mürəkkəb xarakter daşıyır. Qazıma kolonu quyu divarı ilə təmasda olur və nəticədə sürtünmə qüvvəsi yaranır. Bu sürtünmə borunun aşağı endirilməsi və yuxarı qaldırılması zamanı əlavə enerji sərfini tələb edir, həmçinin borunun sıxışması (stuck pipe) riskini artırır. Inklinasiya bucağının düzgün seçilməməsi mexaniki nasazlıqlara, alətlərin sıradan çıxmasına və hətta qəza vəziyyətlərinə səbəb ola bilər. Buna görə də planlaşdırma mərhələsində mexaniki yüklərin proqnozlaşdırılması mühüm əhəmiyyət kəsb edir. Hidravlik baxımdan da maili qazıma daha mürəkkəb şərait yaradır. Qazıma məhlulunun dövriyyəsi zamanı təzyiq itkisi, ekvivalent dövrə sıxlığı (ECD) və kəsintilərin daşınma qabiliyyəti

trayektoriyadan asılı olaraq dəyişir. Horizontal və yüksək maililikli hissələrdə kəsintilərin çökmə ehtimalı artır və bu, quyunun dibində yığıntıların yaranmasına səbəb ola bilər. Bu cür hallar qazıma prosesinin ləngiməsinə və əlavə xərclərə gətirib çıxarır. Odur ki, hidravlik parametrlərin düzgün hesablanması və optimallaşdırılması planlaşdırmanın ayrılmaz hissəsidir. Quruda həyata keçirilən layihələrdə iqtisadi faktorlar da mühüm rol oynayır. Qazıma metrajının artması avadanlıq, vaxt və material sərfini artırır. Digər tərəfdən, layla daha uzun kontakt sahəsi yaradılması hasilatın artmasına və layihənin ümumi gəlirliliyinin yüksəlməsinə səbəb ola bilər. Bu səbəbdən maili qazıma zamanı müxtəlif inklinasiya bucaqlarının müqayisəli təhlili elmi və praktik baxımdan aktualdır. Müxtəlif bucaq variantlarının mexaniki yükə, ölçülmüş dərinliyə və potensial hasilata təsirinin qiymətləndirilməsi optimal layihə qərarının seçilməsinə imkan verir. [6]

Müasir dövrdə rəqəmsal modelləşdirmə və hesablama proqramları planlaşdırma prosesini daha dəqiq və operativ edir. Trayektoriyanın əvvəlcədən modelləşdirilməsi, mexaniki və hidravlik parametrlərin simulyasiyası risklərin azaldılmasına və qərarvermə prosesinin əsaslandırılmasına şərait yaradır. Bununla belə, ilkin nəzəri əsaslandırma və analitik hesablamalar mühəndis yanaşmasının fundamentini təşkil edir və layihənin elmi bazasını formalaşdırır.

Maili qazıma prosesində istifadə olunan qazıma alətləri və texniki avadanlıq quyu trayektoriyasının formalaşdırılmasında həlledici rol oynayır. Qazıma baltası süxurların dağıdılması və quyu dibinin formalaşdırılması üçün əsas elementdir və onun düzgün seçilməsi həm mexaniki sürətə, həm də qazıma prosesinin sabitliyinə birbaşa təsir göstərir. Maili və horizontal quyularda süxurun dağıdılması ilə yanaşı trayektoriyanın idarə olunması da tələb olunduğu üçün balta seçimi daha məsuliyyətli mərhələ hesab olunur. Müasir qazıma praktikasında əsasən iki tip balta istifadə olunur: diyircəkli konusvari baltalar (roller cone bits) və sabit kəsici elementli baltalar (PDC – Polycrystalline Diamond Compact bits). Diyircəkli baltalar əsasən orta və bərk süxurların qazılması üçün tətbiq edilir və mexaniki zərbə prinsipi ilə işləyir. Onlar üç konusdan ibarət olub, süxuru mexaniki əzmə yolu ilə dağıdır. Bu tip baltalar struktur baxımından möhkəm olsa da, yüksək maililikli və horizontal quyularda sürtünmə və aşınma daha sürətli baş verir. PDC baltalar isə müasir maili və horizontal qazıma üçün daha geniş tətbiq olunur. Bu baltalarda süxurun dağıdılması kəsici elementlərin sürüşmə hərəkəti ilə həyata keçirilir. PDC baltaların üstünlükləri yüksək mexaniki qazıma sürəti (ROP), daha uzun istismar müddəti və trayektoriyanın daha dəqiq idarə olunması imkanlarıdır. Maili qazıma zamanı trayektoriyanın sabit saxlanması və dogleg göstəricisinin nəzarətdə saxlanması üçün PDC baltalar daha effektiv hesab edilir. Maili quyularda yalnız balta seçimi deyil, həm də alt qurğu kompleksi (Bottom Hole Assembly – BHA) mühüm rol oynayır. BHA-nın tərkibinə qazıma borusu, stabilizatorlar, yönləndirici mühərrik (mud motor) və ya rotasion idarəetmə sistemi (RSS – Rotary Steerable System) daxildir. Qazıma trayektoriyasının dəyişdirilməsi üçün maili qazıma mühərrikləri və əyilmə bucaqlı alt qurğular istifadə olunur. Xüsusilə horizontal və yüksək maililikli quyularda RSS sistemləri trayektoriyanın real vaxt rejimində dəqiq idarə olunmasına imkan verir. [4]

Quru və dəniz şəraitində qazıma arasında mühüm texnoloji fərqlər mövcuddur. Quruda qazıma qurğuları yer səthində sabit platforma üzərində yerləşir və logistika baxımından daha əlçatandır. Avadanlığın daşınması və quraşdırılması daha asan həyata keçirilir, əməliyyat xərcləri isə dəniz şəraitinə nisbətən daha aşağı olur. Quruda qazıma zamanı əsas risklər geoloji qeyri-sabitlik, lay təzyiqi və mexaniki problemlərlə bağlıdır.

Dəniz şəraitində isə qazıma xüsusi platformalar və ya yarımbatıq qurğular vasitəsilə həyata keçirilir. Burada əlavə olaraq su dərinliyi faktoru nəzərə alınır. Dəniz qazımasında riser sistemi, sualtı preventor qurğuları (BOP – Blowout Preventer) və xüsusi stabilizasiya sistemləri istifadə olunur. Dalğa, külək və dəniz axınları qazıma prosesinə təsir göstərə bilər. Bu səbəbdən dəniz şəraitində avadanlıq daha yüksək təhlükəsizlik standartlarına uyğun seçilir və istismar edilir. Quru və dəniz qazıması arasında digər fərq iqtisadi göstəricilərlə bağlıdır. Dəniz qazımasının bir günlük istismar xərci quruda qazıma ilə müqayisədə bir neçə dəfə yüksək ola bilər. Buna görə də dəniz layihələrində planlaşdırma daha detallı aparılır və risk analizi daha dərin səviyyədə həyata keçirilir. Quru şəraitində isə texniki risklər üstünlük təşkil etsə də, əməliyyat elastikliyi daha yüksəkdir. Məli qazıma zamanı istifadə olunan baltaların seçimi həm süxurun mexaniki xüsusiyyətlərindən, həm də planlaşdırılan inklinasiya bucağından asılıdır. Aşağı maililikli quyularda ənənəvi diyrəkli baltalar kifayət edə bilər, lakin 70° və daha yüksək inklinasiya hallarında trayektoriyanın sabit saxlanması üçün PDC baltalar və yönləndirici sistemlər daha məqsədəuyğundur. Horizontal quyularda isə yüksək keyfiyyətli PDC baltalar və rotasion idarəetmə sistemləri praktik olaraq standart hesab edilir. [2]

İşin məqsədi

Bu işin məqsədi quruda 3000 m dərinlikli lay üçün 50° , 60° , 70° , 80° və 90° inklinasiya bucaqlarına malik quyuların planlaşdırılması zamanı əsas texniki parametrlərin müqayisəli təhlilini aparmaqdır. Müqayisə ölçülmüş dərinlik, mexaniki yük və layla kontakt potensialı baxımından həyata keçiriləcəkdir. Aparılan analiz nəticəsində müxtəlif bucaq variantlarının üstün və zəif tərəfləri müəyyən ediləcək və optimal seçim üçün mühəndis əsaslandırması veriləcəkdir.

Beləliklə, məli qazıma zamanı quyuların planlaşdırılması həm nəzəri, həm də tətbiqi baxımdan aktual mövzu olaraq qalır və düzgün yanaşma hasilatın artırılması, risklərin azaldılması və iqtisadi səmərəliliyin təmin edilməsi baxımından həlledici əhəmiyyət daşıyır.

Tədqiqatın Metodologiyası

Bu tədqiqatın metodoloji əsası quruda həyata keçirilən məli qazıma şəraitində müxtəlif inklinasiya bucaqlarına malik quyuların texniki və mexaniki göstəricilərinin müqayisəli təhlilinə əsaslanır. Araşdırmanın məqsədi 50° , 60° , 70° , 80° və 90° inklinasiya bucaqları üçün ölçülmüş dərinlik, mexaniki yük və layla kontakt potensialının dəyişmə qanunauyğunluqlarını müəyyən etmək və optimal variantı mühəndis baxımından əsaslandırmaqdır. Tədqiqat analitik-hesablama üsulu, riyazi modelləşdirmə və müqayisəli analiz metodlarının inteqrasiyası əsasında aparılmışdır.

Tədqiqatın ilkin mərhələsində geoloji və texniki parametrlər sabit qəbul edilmişdir ki, müqayisə yalnız inklinasiya bucağının təsiri üzrə aparılsın. Layın həqiqi şaquli dərinliyi (TVD) 3000 m qəbul edilmişdir. Bu dərinlik quruda qazılan orta dərinlikli istismar quyuları üçün tipik göstərici hesab olunur. Lay qalınlığı 20 m, qazıma borusunun xətti çəkisi 180 N/m, sürtünmə əmsalı isə 0,25 olaraq qəbul edilmişdir. Bu parametrlər orta süxur şəraiti və standart qazıma məhlulu üçün real göstəricilərdir. Tədqiqat çərçivəsində quyu trayektoriyası sadələşdirilmiş birbucaqlı model üzrə qəbul edilmişdir. Bu modeldə quyu şaquli hissədən sonra sabit inklinasiya bucağı ilə hədəf nöqtəyə qədər davam edir. 90° variant üçün isə şaquli hissədən sonra horizontal bölmə nəzərdə tutulmuşdur. Bu yanaşma analitik hesablama aparmağa və inklinasiyanın təsirini aydın şəkildə göstərməyə imkan verir.

Birinci mərhələdə ölçülmüş dərinlik (MD) hesablanmışdır. MD quyu trayektoriyası boyunca faktiki qazılmış uzunluğu ifadə edir və aşağıdakı riyazi asılıqla müəyyən edilmişdir:

$$MD = \frac{TVD}{\cos \theta}$$

burada:

TVD – həqiqi şaquli dərinlik; θ – inklinasiya bucağı.

Bu düstur sabit meyilli trayektoriya üçün tətbiq edilmişdir. 90° horizontal variant üçün model fərqli qəbul edilmişdir. Bu halda quyu əvvəl 3000 m şaquli qazılır, sonra isə 800 m horizontal hissə əlavə olunur:

$$MD_{90} = TVD + L_h$$

Bu model sadələşdirilmiş olsa da, inklinasiyanın MD-yə təsirini aydın göstərir.

İkinci mərhələdə mexaniki analiz aparılmışdır. Maili quyularda qazıma kolonu quyu divarı ilə təmasda olur və nəticədə sürtünmə qüvvəsi yaranır. Mexaniki yüklərin qiymətləndirilməsi üçün sadələşdirilmiş statik modeldən istifadə edilmişdir. Borunun çəkisi iki komponentə ayrılmışdır: trayektoriya istiqamətində olan komponent və divara normal istiqamətdə olan komponent. Normal komponent sürtünmənin yaranmasına səbəb olur. Sürtünmə qüvvəsi aşağıdakı ifadə ilə müəyyən edilmişdir:

$$F_f = \mu \times N$$

Burada μ sürtünmə əmsalı, N isə normal qüvvədir. Normal qüvvə isə borunun çəkisinin inklinasiya bucağına uyğun komponentindən asılı olaraq hesablanmışdır. Bu yanaşma mexaniki yüklərin inklinasiyadan asılılığını müəyyən etməyə imkan vermişdir. [3]

Bundan əlavə, ümumi mexaniki yükün qiymətləndirilməsi üçün hər metrə düşən sürtünmə qüvvəsi ölçülmüş dərinliyə vurulmuşdur. Beləliklə, ümumi sürtünmə yükü aşağıdakı formada müəyyən edilmişdir:

$$F_{\text{ümumi}} = F \times MD$$

Bu parametr qazıma kolonuna təsir edən əlavə dartılma yükünü xarakterizə edir. Hesablamalar göstərmişdir ki, inklinasiya artdıqca hər metrə düşən yük azalsa belə, MD-nin artımı səbəbindən ümumi mexaniki yük artır. Xüsusilə 70°–80° intervalında yükün sürətli artımı müşahidə edilmişdir.

Maili quyuda boru çəkisinin komponentləri:

Ox boyunca komponent: $W \cos \theta$

Divara normal komponent: $W \sin \theta$

Beləliklə, bir metr üçün ümumi müqavimət:

$$F = W \cos \theta + W \sin \theta$$

burada:

W – borunun vahid uzunluğa düşən çəkisi; μ – sürtünmə əmsalı; θ – inklinasiya bucağı.

Üçüncü mərhələdə layla kontakt potensialı qiymətləndirilmişdir. 50°–80° variantlarda quyu layı yalnız kəsib keçir və kontakt uzunluğu lay qalınlığı ilə məhdudlaşır. 90° horizontal variantda isə quyu lay daxilində müəyyən məsafə boyunca davam edir. Bu halda layla kontakt uzunluğu horizontal hissənin uzunluğu ilə müəyyən edilir. Kontakt uzunluğunun artması hasilat potensialının yüksəlməsi ilə əlaqələndirilmişdir. Müqayisəli analiz göstərmişdir ki, horizontal variant mexaniki baxımdan daha əlverişli olmaqla yanaşı, layın drenaj sahəsini də əhəmiyyətli dərəcədə artırır. Tədqiqat zamanı əlavə olaraq texniki-iqtisadi yanaşma tətbiq edilmişdir. Ölçülmüş dərinliyin artması qazıma müddətinin və material sərfinin artmasına səbəb olur. Bu isə layihənin ümumi dəyərinə təsir edir. Digər tərəfdən, layla daha uzun kontakt sahəsi potensial hasilatı artırır və investisiya effektivliyini yüksəldə bilər.

Buna görə analiz zamanı yalnız mexaniki parametrlər deyil, həm də istehsal potensialı nəzərə alınmışdır. Müqayisəli təhlilin obyektivliyini təmin etmək məqsədilə bütün variantlar üçün geoloji və texniki parametrlər sabit saxlanılmışdır. Dəyişən yeganə parametr inklinasiya bucağı olmuşdur. Bu yanaşma inklinasiyanın ölçülmüş dərinliyə, mexaniki yüklərə və hasilat potensialına təsirini birbaşa müşahidə etməyə imkan vermişdir.

Nəticələrin təhlili analitik metod əsasında aparılmış, əldə edilən göstəricilər cədvəlləşdirilmiş və mühəndis baxımından şərh edilmişdir. Hesablamalar sadələşdirilmiş model əsasında aparılsa da, onlar real qazıma şəraitində baş verən əsas fiziki prosesləri əks etdirir və layihələndirmə mərhələsində ilkin qiymətləndirmə üçün kifayət qədər informativ hesab olunur. Bu metodoloji yanaşma optimal inklinasiya bucağının seçilməsi üçün elmi əsas formalaşdırır və planlaşdırma mərhələsində risklərin azaldılmasına xidmət edir.

Hesabatlar nəticəsində alınan qiymətlər aşağıdakı cədvəllərdə təqdim edilmişdir.

Cədvəl 1

Ölçülmüş dərinliyin hesablanması

İnklinasiya bucağı (°)	$\cos\theta$	MD (m)
50°	0.6428	4666
60°	0.5000	6000
70°	0.3420	8772
80°	0.1736	17278
90°	0.0000	3000 + L _h

Cədvəl 1

Normal qüvvənin hesablanması

İnklinasiya bucağı (°)	$\sin\theta$	N (N/m)
50°	0.7660	137.9
60°	0.8660	155.9
70°	0.9397	169.1
80°	0.9848	177.3
90°	1.0000	180

Cədvəl 3

Ümumi sürtünmə yükü

İnklinasiya bucağı (°)	MD (m)	F _{ümumi} (kN)
50°	4666	161
60°	6000	234
70°	8772	371
80°	17278	765
90°	3000 + L _h	135 (180)

Təklif olunan metodologiyanın praktiki tətbiqi

Təklif olunan analitik və müqayisəli metodologiya maili quyuların planlaşdırılması mərhələsində mühəndis qərarlarının elmi əsaslarla qəbul edilməsinə imkan verir və layihələndirmə prosesində ilkin texniki qiymətləndirmə aləti kimi tətbiq oluna bilər. Praktiki baxımdan bu metodologiya ilk növbədə texniki-iqtisadi əsaslandırma (TİƏ) mərhələsində istifadə edilə bilər. Layın həqiqi şaquli dərinliyi, qalınlığı və süxurun orta mexaniki xüsusiyyətləri müəyyən edildikdən sonra

müxtəlif inklinalasiya bucaqları üçün ölçülmüş dərinlik, sürtünmə yükü və ümumi mexaniki müqavimət hesablanır. Bu göstəricilərin müqayisəsi layihəçi mühəndisə risk səviyyəsini əvvəlcədən qiymətləndirməyə və optimal trayektoriyayı seçməyə imkan verir.

Metodologiyanın praktik tətbiqi xüsusilə quyu trayektoriyasının ilkin seçimi mərhələsində əhəmiyyətlidir. Layın yerləşmə dərinliyi və struktur xüsusiyyətləri nəzərə alınaraq bir neçə inklinalasiya variantı formalaşdırılır. Hər bir variant üzrə ölçülmüş dərinlik və mexaniki yüklər analitik düsturlar əsasında hesablanır. Əldə edilən nəticələr göstərir ki, inklinalasiya artdıqca mexaniki mürəkkəblik də artır və bu faktor avadanlıq seçiminə birbaşa təsir göstərir. Məsələn, yüksək maililikli və ya horizontal variant seçildikdə daha davamlı qazıma boruları, aşağı sürtünməli qazıma məhlulu və daha effektiv alt qurğu kompleksi tələb oluna bilər.

Bu yanaşma qazıma kolonunun mexaniki dayanıqlığının əvvəlcədən qiymətləndirilməsinə imkan verir. Sürtünmə yükünün proqnozlaşdırılması borunun dartılma ehtiyatının hesablanmasına, sıxışma riskinin azaldılmasına və optimal qazıma rejiminin seçilməsinə kömək edir. Praktik tətbiq zamanı mexaniki modeldən əldə edilən nəticələr real sahə məlumatları ilə müqayisə edilə və layihə icrası zamanı operativ düzəlişlər edilə bilər. Beləliklə, metodologiya yalnız layihələndirmə mərhələsində deyil, həm də əməliyyatın monitorinqi və optimallaşdırılması üçün istifadə oluna bilər.

Metodun digər praktik üstünlüyü iqtisadi planlaşdırma ilə integrasiyasıdır. Ölçülmüş dərinliyin artması qazıma vaxtının və material sərfinin artmasına səbəb olduğundan, hər bir inklinalasiya variantı üzrə təxmini xərc strukturu formalaşdırıla bilər. Eyni zamanda, layla kontakt uzunluğunun artması potensial hasilatın yüksəlməsinə şərait yaradır. Bu iki amilin müqayisəsi investisiya effektivliyinin qiymətləndirilməsinə və optimal balansın tapılmasına imkan verir. Təklif olunan metodologiya rəqəmsal modelləşdirmə proqramları ilə birlikdə tətbiq olunduqda daha yüksək dəqiqlik təmin edə bilər. Analitik hesablamalar ilkin qiymətləndirmə rolunu oynayır, daha sonra isə simulyasiya proqramlarında trayektoriyanın detallı mexaniki və hidravlik analizi aparıla bilər. Bu mərhələli yanaşma risklərin minimuma endirilməsinə və layihənin icra mərhələsində gözlənilməz texniki problemlərin qarşısının alınmasına xidmət edir.

Nəticə olaraq, təqdim olunan metodologiya maili quyuların planlaşdırılmasında sistemli, şəffaf və əsaslandırılmış qərar vermə mexanizmi yaradır. Onun praktik tətbiqi mexaniki təhlükəsizliyin təmin olunmasına, qazıma prosesinin optimallaşdırılmasına və layihənin ümumi iqtisadi səmərəliliyinin artırılmasına real töhfə verə bilər.

Nəticələr və Müzakirə

Aparılmış analitik hesablamalar və müqayisəli mühəndis təhlili göstərir ki, quyu inklinalasiya bucağının artması texniki və istismar göstəricilərinə əhəmiyyətli və qeyri-xətti təsir göstərir. Inklinalasiya 50°-dən 80°-yə qədər artırıldıqda ölçülmüş dərinlik (MD) kəskin şəkildə yüksəlir və bu artım qazıma kolonuna təsir edən ümumi sürtünmə yükünün eksponensial xarakterli böyüməsinə səbəb olur. Xüsusilə 70°-dən sonra mexaniki yüklərin artım tempi sürətlənir ki, bu da qazıma əməliyyatında əlavə enerji sərfi, alət aşınması və qəza risklərinin yüksəlməsi ilə müşayiət oluna bilər.

Hesablamalar göstərdi ki, 50°–60° intervalında mexaniki yüklər nisbətən stabildir və texniki baxımdan daha təhlükəsiz rejim təmin edilir. 70° və xüsusilə 80° inklinalasiya bucaqlarında isə ölçülmüş dərinliyin artması səbəbindən ümumi sürtünmə qüvvəsi kəskin yüksəlir və bu zonada qazıma prosesinin mürəkkəbliyi əhəmiyyətli dərəcədə artır. 90° horizontal variant ayrıca qiymətləndirildikdə müəyyən edilmişdir ki, şaquli hissədə mexaniki yük aşağı səviyyədə qalır, horizontal hissədə isə sürtünmə artsa da, ümumi mexaniki göstəricilər 80° variantı ilə müqayisədə daha idarəolunan xarakter daşıyır. Eyni zamanda horizontal quyu lay daxilində uzunmüddətli kontakt sahəsi yaratdığı üçün drenaj zonasını əhəmiyyətli dərəcədə genişləndirir və potensial hasilat göstəricilərini artırır.

Beləliklə, tədqiqat nəticələrinə əsasən aşağıdakı ümumi qənaətə gəlmək olar:

- Mexaniki təhlükəsizlik və qazıma sadəliyi baxımından optimal zona 50° – 60° inklinasiya intervalıdır.
- 70° – 80° intervalı mexaniki baxımdan riskli və iqtisadi cəhətdən daha bahalı variant hesab olunur.
- Maksimal lay kontaktı və hasilat potensialı baxımından 90° horizontal quyu ən səmərəli variantdır.

Nəticə etibarilə, inklinasiya bucağının seçimi yalnız mexaniki meyarlar əsasında deyil, həm də geoloji şərait, lay qalınlığı, iqtisadi göstəricilər və hasilat strategiyası nəzərə alınmaqla kompleks şəkildə əsaslandırılmalıdır. Aparılmış tədqiqat göstərir ki, düzgün layihələndirmə şəraitində horizontal qazıma üsulu istismar effektivliyinin artırılması baxımından daha üstün alternativdir.

ƏDƏBİYYAT

1. Вадецкий Ю.В., Бурение нефтяных и газовых скважин; Академия, Москва, 2003 г., 352 стр., УДК: 622.23/.24, ISBN: 5-7695-1119-2.
2. Ежов И.В., Бурение наклонно направленных и горизонтальных скважин; Ростов-на-Дону: Феникс, 2017, ISBN 978-5-222-26385-3.
3. Adams N.J., Drilling engineering. A complete well planning approach. Pennwell Books, 1985 г., 848 sht., ISBN: 0-87814-265-7.
4. Оганов Г.С., Оганов С.А., Технология бурения наклонно направленных скважин с большим отклонением забоя от вертикали, ВНИИОЭНГ, Москва, 2008 г., 220 стр., УДК: 622.276, ISBN: 978-5-88595-150-0.
5. Devereux S., Practical well planning and drilling; PennWell Corporation, 1998 г., 547 стр., ISBN: 978-0-87814-696-3.
6. Salavatov T. Ş., Şirinov M. M., Səmədov V.N. Maili və üfüqi quyuların qazılması texnika və texnologiyası. Bakı-2017.

ОСНОВЫ ПЛАНИРОВАНИЯ И МЕХАНИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА НАКЛОННЫХ СКВАЖИН

Фарид Мамедли

Азербайджанский Государственный Университет Нефти и Промышленности,
Кафедра «Нефтегазовая инженерия»,
Магистрант, Faridmammadli96@gmail.com

Аннотация

В статье комплексно исследовано влияние угла наклона на технические, механические и эксплуатационные показатели наклонно-направленных скважин, буримых на суше, на этапе их планирования. Основной целью исследования является определение закономерностей изменения измеренной глубины, сил трения, действующих на бурильную колонну, и суммарных механических нагрузок для скважин с различными углами наклона, а также инженерная оценка взаимосвязи этих изменений с потенциальной продуктивностью пласта. Исследование выполнено на основе аналитико-расчётного метода и сравнительного инженерного анализа. Геологические и технические параметры были приняты постоянными, а единственным изменяемым фактором являлся угол наклона. Такой подход позволил изолированно оценить влияние инклинации. В рамках исследования установлено, что увеличение угла наклона приводит к существенному росту измеренной глубины. Увеличение измеренной глубины, в свою очередь, усиливает контакт бурильной колонны со стенкой скважины, что вызывает рост сил трения. В результате возрастает суммарная механическая нагрузка, появляются дополнительные растягивающие усилия и повышается энергозатратность процесса, ускоряется износ инструмента и увеличивается сложность бурения. При малых и средних углах наклона механические нагрузки остаются относительно стабильными, а процесс бурения характеризуется большей управляемостью. При высоких углах наклона рост сил трения приводит к увеличению технических рисков в процессе буровых работ. Проведённый анализ показывает, что выбор угла наклона должен основываться не только на критериях механики бурения, но и учитывать геологические особенности, мощность пласта, экономические показатели и стратегию разработки месторождения. Определение оптимального угла наклона способствует обеспечению механической безопасности, оптимизации времени бурения и повышению общей экономической эффективности проекта.

Таким образом, предложенный аналитический и сравнительный методологический подход обеспечивает научно обоснованную поддержку процесса принятия решений на этапе планирования наклонных скважин и позволяет системно оценивать технические последствия различных вариантов инклинации. Данный подход имеет практическое значение для снижения рисков на стадии проектирования и повышения эксплуатационной эффективности.

Ключевые слова: наклонная скважина, планирование скважин, угол наклона, механическая нагрузка, сила трения.

BIOTECHNOLOGICAL METHOD OF OIL EXTRACTION

Huseynzade Kubra

Azerbaijan State University of Oil and Industry,

Department of "Oil and Gas Engineering,"

Master's Student, huseynzadekubra40@gmail.com

Abstract

The method of increasing oil recovery by microbiological method mentioned in the article is one of the most advanced methods, which plays a role in solving the problem of increasing oil recovery using biological technologies. This article discusses the current development, application and differences of methods in the microbiological method from other methods. In general, there are various methods for increasing oil recovery using microorganisms or biological products. These methods include methods implemented using microorganisms and biomicrobes, enzymes, biopolymers, bionanomaterials, alkaline substances and biosurfactants. Microorganisms play a major role in the formation of gas and acid, biosurfactants reduce the interfacial tension (IFT) between the oil phase and the water phase, etc., and support the increase in oil recovery. Bionano processes are considered a combination of nanotechnology and biology, and they have a synergistic effect on the field of extracting residual oil with new technologies. Biotechnological methods have shown great potential for maximizing oil production while taking into account environmental, economic efficiency, etc. issues. This article encourages further research and development in this area to fully exploit this potential of biotechnological methods and meet the ever-increasing energy demand.

Keywords: biotechnology, microorganism, biosurfactant, biomicrobe, environment.

NEFT ÇIXARILMASININ BIOTEXNOLOJİ METODU

Hüseynzadə Kübra

Azərbaycan Dövlət Neft və Sənaye Universiteti,
"Neft-qaz Mühəndisliyi" kafedrası,
Magistrant, huseynzadekubra40@gmail.com

Xülasə

Məqalədə sözü gedən mikrobioloji üsulla neftvermənin artırılması üsulu ən qabaqcıl üsullardan biridir hansı ki, bu üsul bioloji texnologiyalardan istifadə edərək neftvermənin artırılması məsələsinin həll edilməsində rol oynayır. Bu məqalədə mikrobioloji üsuldakı metodların günümüzdəki inkişafından, tətbiqindən və digər üsullardan fərqliliyindən bəhs edir. Ümumiyyətlə mikroorqanizmlər və ya bioloji məhsullar vasitəsilə neft çıxarılmasının artırılmasında müxtəlif üsullar var. Bu üsullara mikroorqanizmlər və biomikroblar vasitəsilə həyata keçirilən üsul, fermentlər, biopolimerlər, bionanomateriallar, qələvi maddələr və biosurfaktantlar daxildir. Mikroorqanizmlər qaz ilə və turşunun yaranmasında böyük rol oynayaraq, Biosurfaktantlar neft fazası ilə su fazası arasında olan gərginliyi (IFT) azaldaraq və s. neftvermənin artırılmasına dəstək olur. Bionano prosesləri isə nanotexnologiya və biologiya dərslərinin birləşimi kimi qəbul edilir və o qalıq neftin yeni texnologiyalarla çıxarılması sahəsinə sinergetik bir təsir göstərir. Biotexnoloji metodlar ətraf mühit, iqtisadi səmərəlilik və s. məsələlər nəzərə alınmaqla neft hasilatının maksimum artırılması sahəsində çox güclü bir potensialı olduğunu göstərdi. Bu məqalədə biotexnoloji metodların bu potensialından tam istifadə etmək və dayanmadan artan enerji tələbatının qarşılınması üçün bu sahədə əlavə tədqiqatların və inkişafın aparılmasını təşviq edir.

Açar sözlər: biotexnoloji, mikroorqanizm, biosurfactant, biomikrob, ətraf mühit.

Giriş

Dünyadakı enerji tələbatı dayanmadan artır və bu səbəbdən, neft və qaz ehtiyatları hələ də dünya enerji hasilatında çox vacib bir rol oynamağa davam edir. Son illərdə bərpa olunan enerji sahəsində inkişaf olub, hasilat artsa da, neft və qaz mənbələri hələ də global miqyasda istifadə olunan və ehtiyac duyulan enerjinin əhəmiyyətli bir hissəsini təşkil edir. [1–4]

Karbohidrogen yataqlarında olan neft hasilatı üç mərhələdə həyata keçir. Birinci mərhələ, yataqdakı ilkin təzyiq altında aparılan neftin təbii hasilatıdır. Müəyyən müddət işlənmə nəticəsində lay təzyiqi azaldıqdan sonra, adətən təzyiqin saxlanılmasının ikinci mərhələsinə keçirik. Bu mərhələyə

quyulara su və ya qaz vurulması daxildir. Vurduğumuz su, adətən dəniz suyu və ya duzlu su olur və suyu akiferlərə və neft sütununa vura bilər ki, nefti istehsal quyusuna doğru itələsin. [5] Birinci və ikinci mərhələlər vasitəsilə neft ehtiyatlarının sadəcə 20-30%-nin çıxarılabiləcəyi və kapilyar qüvvələrin mənfi təsiri səbəbi ilə ilkin neftin təxminən üçdə ikisinin rezervuarda qaldığı geniş şəkildə qəbul edilmişdir. Buna görə də, qalıq ehtiyatı istismar etmək üçün üçüncü mərhələ tətbiq olunmalıdır; bu mərhələ artırılmış neftvermə üsulları (EOR) və ya üçüncü dərəcəli neftçıxarma adlanır. [6]

Neftveriminin artırılması üsulları (EOR) gün keçdikcə daha da inkişaf edir. Bu sahədə hərəkətliliyin idarə edilməsi, termal üsullar, kimyəvi üsullar və ya başqa yanaşmalar təklif edilmişdir. Kimyəvi üsullar kimyəvi maddələri idarə etmə imkanına sahib olduğu üçün perspektivli sayılır. Lakin, hasilat quyularında nefti sıxışdırmaq üçün çoxlu miqdarda kimyəvi maddələrin yerini dəyişdirmək ətraf mühitə dağıdıcı təsir göstərə bilər. Bundan əlavə, neft hasilatı bir çox kimyəvi prosedurları, məsələn, səth su mənbələrinin və yeraltı şirin su quyularının çirklənməsinə səbəb ola biləcək duzlu suyun və kimyəvi qarışıqların geniş istismarını tələb edir. [7]

Bu sahədə yeni və əhəmiyyətli metodlardan biri bioloji proseslərin istifadəsinə əsaslanan biotexnologiya neft hasilatı (BEOR) metodudur. Bu tədqiqatda biotexnologiyanın tətbiqi vasitəsilə neftverimin artırılması üsulları haqqında icmal təqdim olunur. [8] Bu proses, karbohidrogen yataqlarından neft hasilatını artırmaq üçün mikroorqanizmlərin, fermentlərin və bioloji prosedurların istifadəsini əhatə edən yeni bir üsuldur. Bu metod təbii və bioloji proseslərə əsaslanır və neft yataqlarında üzvi və qeyri-üzvi birləşmələrin parçalanmasına kömək edir. Bundan əlavə, biotexnologiya metodundan istifadə ətraf mühitin qorunmasında təsirli rol oynaya bilər.

Biotexnologiya metodun tətbiqi

Biotexnologiya neft hasilatının yaxşılaşdırılmasına böyük bir töhvə vermişdir. Bu proses adətən mexaniki, fiziki və kimyəvi üsulların birlikdə istifadə edilməsini əhatə edir. Bu üsul ilk dəfə Bekman tərəfindən 1926-cı ildə təklif edilmişdir. Bu üsulda yatağa daxil edilən mikroorqanizmlər müxtəlif yan məhsullar yarada bilər. Bu yan məhsullardan olan səthi aktiv maddələr, həlledicilər, qarışan qazlar və turşular, IFT-ni azaltmaqla və yağın özlülüyünü azaltmaqla yağın məsaməli mühitdə hərəkət etmə qabiliyyətini artırır. Biopolimerlər məsaməli mühitin keçiriciliyini dəyişdirmək qabiliyyətinə malikdir. Potensial imkanlarına görə son zamanlarda onlar daha çox araşdırılmağa başlanmışdır.

Biotexnologiya metod strategiyaları rezervuarların termodinamikasına dərin təsir göstərmək üçün biologiya və kimya sahələrindən kənara çıxır. Rezervuarlara mikrobların yeridilməsi metabolik prosesləri başlatır və bu da lokal temperatur dəyişikliklərinə səbəb olur və nəticə olaraq termodinamik tarazlıq kökündən dəyişir.[13] Eyni zamanda, bu mikrob fəaliyyətləri karbon qazı və metan kimi qazların əmələ gəlməsinə səbəb olur, mayenin tərkibində dəyişikliklər yaradır və rezervuarın termodinamik xüsusiyyətlərini dəyişdirir.[14]

Biotexnologiya metodun növləri

Bu metodda mikroorqanizmlər və bioloji mənşəli maddələr hasilat prosesinin effektivliyini artırmaq üçün istifadə olunur. Bu texnologiya cəhətdən inkişaf etmiş və davamlı metod ənənəvi neft hasilatı üsullarına uyğun alternativ kimi təklif olunur. Biotexnologiya metodlar ətraf mühit və iqtisadi məsələlər ən vacib məsələlərdən biri kimi çirklənməni minimuma endirməyi hədəfləyir. Burada mikroorqanizmlərin istifadəsi prosesin əsas məqsədlərinə çatmaqla yanaşı, ətraf mühitin çirklənməsinin azaldılmasına da töhfə verə bilər. Cədvəl 1-də tətbiq olunan müxtəlif biomaddələr sadalanır.

Aşağıdakı bölmələr bu metodları, onların tətbiqi prosesini, əsas mexanizmləri və digər müxtəlif müvafiq aspektləri müzakirə etməyə həsr olunub.

Cədvəl 1.

№	Biotexnoloji metod üsulları
1	Mikroorqanizm
2	Bio-polimer
3	Bio-səthi aktiv maddə
4	Bio-polimer + Bio-səthi aktiv maddə
5	Təbii səthi aktiv maddə
6	Bio-sintez
7	Bio-nanofluid
8	Bio/nanomaterial

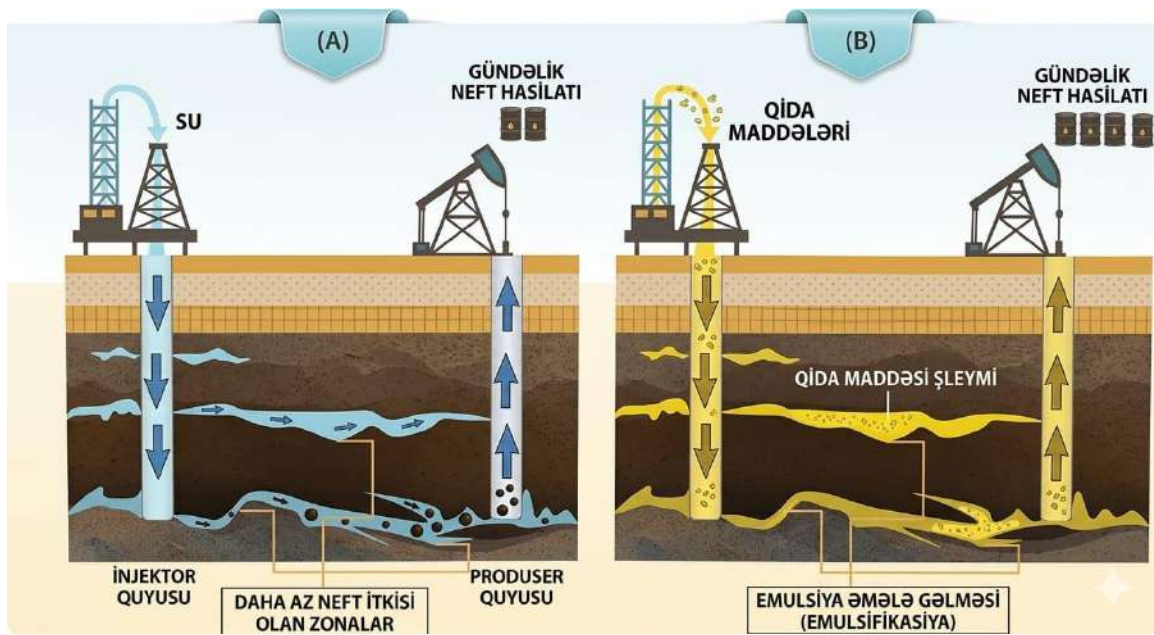
Mikroorqanizmlər oksigen ehtiyacına görə üç növə ayrılır: böyüməsi üçün bol oksigen tələb edən aerob mikroorqanizmlər; dərin neft yataqlarında aşağı oksigen konsentrasiyalarına həssas olan ciddi şəkildə anaerob mikroorqanizmlər; və aşağı oksigen şəraitində yaşaya bilən fakultativ mikroorqanizmlər.[17]

Dünyanın hər yerində neft yataqlarında faydalı və zərərli mikroorqanizmlər mövcuddur. Bu mikroorqanizmlər yataq dinamikasına və maye axınına təsir göstərmək qabiliyyətinə görə getdikcə daha çox tanınır.[18]

Bu sahədə yeni və səmərəli texnologiyaların inkişaf etdirilməsi üçün üç vacib prinsip nəzərdən keçirilir. Birincisi, su ilə sıxışdırma üsulu tətbiq olunan neft yataqları müxtəlif fizioloji qruplara aid aerob və anaerob mikroorqanizmlərin biokimyəvi fəaliyyətinə əsaslanır. Aerob mikroorqanizmlər dedikdə yaşamaq üçün oksigenə ehtiyac duyanlar, anaerob mikroorqanizmlər isə oksigensiz mühitdə yaşayanlar nəzərdə tutulur. İkinci mərhələdə mikroorqanizmlər maddələr yarada bilirlər hansı ki bu maddələr karbohidrogenləri daha kiçik və üzvi birləşmələrə parçalamaqda və neft hasilatını artırmaqda effektivdir. Sonda isə bu mikroorqanizmlər neftdən yerində sərbəst buraxma agentləri istehsal etmək qabiliyyətinə malikdirlər. Mikroorqanizmlərin fizioloji və biokimyəvi xüsusiyyətlərinin qabaqcıl şəkildə araşdırılması, neft yataqları daxilində mikrob fəaliyyətlərini tənzimləmək üçün strategiyaların hazırlanması ilə yanaşı, tədqiqat və inkişaf üçün vacib bir yoldur.[11,12]

Bu metod digər yeni texnologiya metodlarından 2 cəhətdən üstündür. İlk olaraq, mikroorqanizm istehsal edən sistem bu metod üçün az enerji tələb edir və ikinci olaraq, mikroorqanizmə əsaslanan texnologiyaların tətbiqi dünya üzrə qiymət dəyişilməsindən asılı deyil. Yerində aparılan prosedura, hər hansısa bir qida maddəsinin daxil edilməsi yolu ilə yerli mikrofloranın aktivləşməsi neftin hərəkətliliyinin artması ilə nəticələnir. Bu metod üçün qiymətli biokimyəvi maddələrin asanlıqla əldə edilə bilən və bərpa olunan mənbələrlə müqayisə etdikdə daha sürətlə əmələ gəlməsi mikrobların böyüməsinin önəmli nəticələrindən biridir. Bütün bunlara baxmayaraq, əlbəttə ki, metodun da çətinlikləri var. Mikroorqanizmlə neft hasilatının artırılması üsulunun çox geniş yayılmasına bir neçə amil mane olur. Birincisi odur ki, neft yataq şəraiti mikroorqanizmlər üçün çox sərt və çətin olub bilər və bu problemi həll etmək üçün çətin şəraitində fəaliyyət göstərə bilən mikroorqanizm ştammlarını ayırmaq və ya onları mühəndislik yolu ilə yaratmaq lazımdır. Bəhs edilən çətin şərait 85 C-yə qədər yüksək temperatur, 17.23 MPa-dan çox təzyiq və dəyişkən pH və duzluluq diapazonlarını əhatə edən rezervuar şəraitidir. Mikroorqanizmlərin təsirini artırmaq üçün gen mühəndisliyi metodologiyasından istifadə olunur və bu da bu mikroorqanizmlərin sadəcə o şəraitə uyğunlaşması ilə yanaşı həm də, fermentlər kimi metabolik yan məhsulların istehsalında usta edir. [8]

Bu üsulun mexanizmi budur ki, mikroorqanizmlərlə neft hasilatının artırılmasında biz ya təbii yaradılan mikroorqanizmlərin ya da bakteriyaların istifadəsinə əsaslanır. Ümumiyyətlə bu mexanizm mürəkkəb bir prosesdir və bir neçə biokimyəvi mərhələni özündə birləşdirir. Mikroorqanizmlərin hüceyrə kütləsi yüksək keçiriciliyə malik zonalara dolur və su ilə sıxışdırma prosesini istiqamətləndirir. Digər alternativ metodlarda isə səthi aktiv maddələr laydaxilində yaradılır və bu sıxışdırmanın təsir gücünü artırır və eyni zamanda neftin də özlülüyünü azaldır. [10,11,15,16,18–26] Mikroorqazimlərin daha yaxşı işləyə bilməsi üçün neft layına qida maddələri vurulur. Bunlardan bəziləri şəkər siropu kimi parçalana bilən karbohidratın daxil edilməsidir. Tətbiq edilən metodlardan biri budur: elektron qəbuledicisi olan su (fosfat mənbələri, vitaminlər və nitrat) lay strukturuna yeridilir. Bu da anaerob bakteriyaların nefti əsas qida mənbəyi kimi istifadə etməsini təmin edir. Biz bu proseduru tam təhlil etməliyik. [11,12,15,16,20,27] Bacillus cinsində olan bakteriyaların bəzi növləri duzlu mühitdə yetişən zaman qeyri-üzvi şəkər istehsal edə bilər. Mikroblar potensial olaraq neft hasilatına iki mexanizm üzərindən təsir göstərir: birincisi, onların lay süxurlarında çoxalması və qazlar, biosəthi aktiv maddələr, biopolimerlər və digər ekoloji cəhətdən zərərsiz biokimyəvi maddələr əmələ gətirməsi, beləliklə, qalıq neftin çıxarılması asandlaşır; ikincisi, onların keçirici kanalları bağlamaq qabiliyyəti, neftin çıxarılması prosesinin süpürmə səmərəliliyini effektiv şəkildə artırır (Şəkil 1)



Şəkil 1. Neft çıxarma prosesində süpürmə səmərəliliyinin artması.

Biopolimerlər

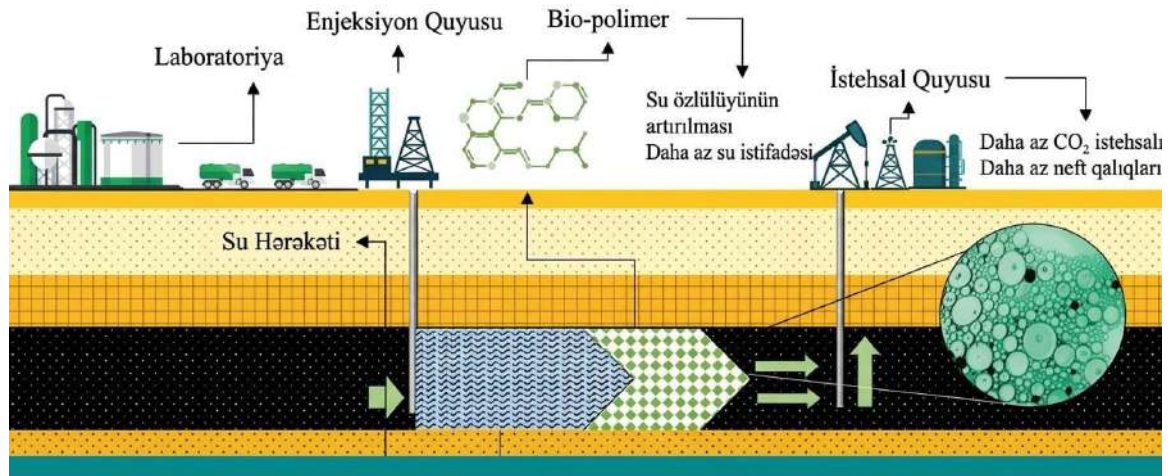
Mikroorqanizmlər tərəfindən istehsal olunan biopolimerlər uzun polimer zəncirlər əmələ gətirən təbii molekulardır. Onlar neft hasilatında bir çox rol oynayır, yataq mühitində kimyəvi və fiziki dəyişikliklərə səbəb olurlar. Çox önəmli hesab edilən üstünlüklərə baxmayaraq, qalıq neft hasilatı üçün biopolimerlərin istifadəsi çətinliklər və məhdudiyyətlər yaradır. Biopolimerlərin ətraf mühitə təsiri və yataqdakı yan təsiri məsləsi geniş bir şəkildə öyrənilməli olan mövzulardandır. Şəkil 2 biopolimer prosesində iştirak edən ümumi proseduru qısaca göstərir.



Şəkil 2. Biopolimer prosesi.

Biopolimerin istehsalı baha olduğu üçün proses məhdudlaşır. Eyni anda bir neçə məhsul istehsal etmək isə mikroorqanizmlərin hər birinin fərqli şərait tələb etməsi səbəbi ilə əlverişli deyil. Jeong və həmkarlarının araşdırması bu üsulun effektivliyini dəyərləndirə bilmək üçün sistemə bir modeləşdirmə təqdim edirlər. Yəni burada sadəcə təcrübə aparılmır eyni zamanda hesablamalar aparılıb, modellər qurulur. Aparılan bu tədqiqat elə yerindəcə bakterial biopolimer vasitəsilə yatağın tıxanaraq neftin axınının istiqamətləndirilməsinə yönəlmişdir. Burada əsas olaraq dekstrana maddəsinə yönəlirik.

Şəkil 3, sellüloza və nişasta kimi bərpa olunan mənbələrdən əldə edilən biopolimerlərin neft hasilatını artırmaqda və ətraf mühitə təsirini azaltmaqda əsas rolunu vurğulayır. [28] Onların istifadəsi fosil əsaslı kimyəvi maddələrə qarşı dayanıqlı olan bir alternativ təqdim edir və həm neft çıxarılmasının yaxşılaşmasına, həm də ətraf mühitin qorunmasına müsbət təsir göstərir.



Şəkil 3. Biopolimerin tətbiqi.

Sahə tətbiqi

1980-ci illərdə mikroorqanizmlər vasitəsilə neft çıxarılmasını artıran üsullar üzrə eksperimental tədqiqatlar aparılırdı və 1990-cı illərdə artıq real neft yataqlarında tətbiq edilməyə başlandı. Lakin, mürəkkəb ekosistemlər səbəbi ilə laylarda mikrob proseslərinin təkrarlanması bir sıra problemlərlə üzləşir. Mikrob konsorsiumlarının tətbiqi yerli populyasiyalarla rəqabətlə üzləşir və bu da real dünya effektivliyini məhdudlaşdırır. Mikrob fəaliyyətlərinin doğru formada tətbiq edilməsi və kəmiyyətləndirilməsi çox vaxt qənaətbəxş olmur. Bu metodun qiymətləndirilməsi, digər biobərpa

metodlarına qarşı güclü qiymətləndirmə üçün tapıntıların, proses dizaynının, icrasının və sahə performansının artırılmasına vurğu edərək, perspektiv baxımından lay mühəndisliyi tələb edir.

Laboratoriya miqyaslı olan təcrübələrdən real sahə tətbiqlərinə keçid, bu proseslərin idarə olunabilən eksperimental qurğular vasitəsilə təkmilləşdirilməsi sayəsində baş verir. Biz eft sahəsində aparılan tədqiqatları tətbiq edərək laboratoriya nəticələrinin və proqnoz modellərinin dəqiqliyini təsdiqləyir və mikrobioloji üsulların nə dərəcə effektiv olduğunu müəyyən etməyi hədəfləyirik. Əgər MEOR tətbiq etdiyimiz sahə təcrübələrini oxşar yataqlarda adi üsullarla müqayisə etsək davamlı olaraq gözlənilən istehsal artımını görürük. [29]

ABŞ-ın Oklahoma ştatında yerləşən duzlu neft yatağının Vassar Vertz qum qatında aparılan MEOR tətbiqi vaxtı, inyeksiya vasitəsilə qida maddələrinin verilməsi mikroorqanizmlərin çoxalmasına şərait yaratdı. [30]

Aparılan son tədqiqatlar onu göstərir ki, *Bacillus mojavensis* JF-2 tərəfindən istehsal olunan az miqdarda biosurfaktant istifadə edilən su vurma üsulu, qalıq neftin təxminən 35%–45%-ni çıxarmağa şərait yaradır. [5,31]

Argentinada yerləşmiş olan La Ventana neft yatağında hasilat quyularında mikroorqanizmlər üzərində pilot test edilir və mikroorqanizmlər orda çoxalaraq neftin hərəkət istiqamətini dəyişir və iqtisadi olaraq sərfəli olub olmadığı, texniki olaraq işləyib işləmədiyi suallarına cavab axtarılır. Bu tədqiqat qalıq nefti olan və artıq köhnə üsulların sərfəli hesab edilmədiyi köhnə yataqlarda aparılır. [32]

Perunun Providensiya və Lobitos neft yataqlarında MEOR pilot test layihələri neft hasilatının müvafiq olaraq 36,5% və 46,5% artmasına səbəb oldu. [33] Mikrob keçiriciliyinin modifikasiyası (MPPM) mühəndisliyi sahəsi ənənəvi hidrotermal su daşqınları zamanı azot və fosfor tərkibli qida maddələrini tətbiq edərək neft hasilatını artırmağa əsaslanır.[9]

MEOR-un effektivlik dərəcəsini qiymətləndirmək üçün Çinin yüksək temperaturu ilə tanınan Liaohe neft yatağında istehsal mayələrinin mikrobioloji və kimyəvi xüsusiyyətlərinin qiymətləndirilməsi prosesi aparılmışdır. Aparılan tədqiqat Liaohe neft yatağında müxtəlif termofil mikrob populyasiyalarını aşkar etmiş və neft hasilatını artırmaq məqsədilə çox vacib bir potensiala sahib olduğunu bu tədqiqatda göstərmişdir. [34–36]

Nəhayət, biotexnoloji metodlar bir çox laboratoriya və sahə tədqiqatları və təcrübələri ilə təsdiqlənmişdir.

Müxtəlif neft yataqlarında aparılan təcrübələr onu sübut etmişdir ki, bu üsullar neft hasilatını əhəmiyyətli dərəcədə artırır və xərcləri azaldır.

Davam edən tədqiqatlar və bu tədqiqatlardan qazanılmış texnoloji irəliləmələr biotexnoloji metodların neft sənayesində ətraf mühitin qorunmasına töhfə verərək, əldə olunan neftin artırılması üçün iqtisadi olaraq sərfəli bir yol açacağına ümid edilir.

Nəticə

Biotexnoloji metodlar sahəsində aparılan yeni tədqiqatlar və təcrübələr neft hasilatını artırmaq üçün bioloji metodların böyük töhvə verdiyini göstərir. Sözügedən metodlar inyeksiya qabiliyyətini yaxşılaşdırmağa, neft hasilatını artırmağa və xərcləri azaltmağa qadirdir. Bu metodlar sadəcə bu özəllikləri ilə fərqlənir. Eyni zamanda həm də sintetik kimyəvi maddələrdən asılılığı azaldır. Mikroblardan, biosəthi aktiv maddələrdən, biopolimerlərdən və digər bioloji materiallardan istifadə edərək, bu yanaşma ətraf mühitin qorunmasına, neft sənayesində davamlı bir prosesin təşviq

edilməsinə töhfə verir. Neft sənayesində əlverişli və sərfəli bir həll yolu kimi olan bu metod, yataq məhsuldarlığının artırılmasında və ətraf mühitin qorunmasında mühüm rol oynayır.

ƏDƏBİYYAT

- [1] S. Geetha, I. M. Banat, S. J. Joshi, *Biocatal. Agric. Biotechnol.* 2018, 14, 23.
- [2] A. O. Gbadamosi, R. Junin, M. A. Manan, A. Agi, A. S. Yusuff, *Int. Nano Lett.* 2019, 9, 171.
- [3] F. Afolabi, T. Ojo, S. G. Udeagbara, A. O. Gbadamosi, *Int. J. Appl. Sci. Eng. Res.* 2017, 8, 783.
- [4] S. O. Ogiriki, M. A. Agunloye, A. O. Gbadamosi, *Pet. Coal* 2018, 60,1.
- [5] I. Ismail, Y. Kazemzadeh, V. Gaganis, Y. Bassias, In 82nd EAGE Annual Conference & Exhibition. European Association of Geoscientists & Engineers, 2021.
- [6] E. M. Mokheimer, M. Hamdy, Z. Abubakar, M. R. Shakeel, M. A. Habib, M. Mahmoud, *J. Energy Resour. Technol.* 2019, 141, 030801.
- [7] E. C. Donaldson, G. V. Chilingarian, T. F. Yen, *Enhanced Oil Recovery, II: Processes and Operations.* Elsevier 1989.
- [8] R. Sen, *Prog. Energy Combust. Sci.* 2008, 34, 714.
- [9] L. Brown, A. Vadie, J. Stephens, in *SPE Improved Oil Recov Conf?* SPE 2000.
- [10] I. Lazar, I. Petrisor, T. Yen, *Pet. Sci. Technol.* 2007, 25, 1353.
- [11] M. J. McInerney, D. P. Nagle, R. M. Knapp, in *Pet. Microbiol.* 2005 p. 215–237. [12] S. Belyaev, I. A. Borzenkov, T. N. Nazina, E. P. Rozanova, I. F. Glumov, R. R. Ibatullin, M. V. Ivanov, *Microbiology* 2004, 73, 590.
- [13] R. Ahmadi, S. Osfour, R. Azin, Z. Farmani, *J. Dispersion Sci. Technol.* 2021, 42, 1963.
- [14] H. Xie, R. Li, Z. Wang, X. Yao, Q. Yu, *Int. J. Hydrogen Energy* 2019, 44, 25514.
- [15] N. Sharma, M. Lavania, N. Singh, B. Lal, *Microbial Enhanced Oil Recovery: An Overview and Case Studies*, in *Enhanced Oil Recovery-Selected Topics.* IntechOpen 2022.
- [16] J. D. Van Hamme, A. Singh, O. P. Ward, *Microbiol. Mol. Biol. Rev* 2003, 67, 503.

- [17] J. C. Pommerville, Alcamo's Laboratory Fundamentals of Microbiology. Jones & Bartlett Learning 2007.
- [18] C. Bass, H. Lappin-Scott, Oilfield Rev. 1997, 9, 17.
- [19] J. Khire, M. Khan, Enzyme Microb. Technol. 1994, 16, 170.
- [20] R. S. Bryant, R. P. Lindsey, in SPE Improved Oil Recov. Conf.? SPE 1996.
- [21] I. M. Banat, Bioresour. Technol. 1995, 51,1.
- [22] M. Tango, M. Islam, Energy Sources 2002, 24, 543.
- [23] R. A. Raiders, R. M. Knapp, M. J. McInerney, J. Ind. Micro biol. 1989, 4, 215.
- [24] T. L. Stewart, H. S. Fogler, Biotechnol. Bioeng. 2001, 72, 353.
- [25] T. L. Stewart, H. Scott Fogler, Biotechnol. Bioeng. 2002, 77, 577.
- [26] M. J. McInerney, G. E. Jenneman, R. M. Knapp, D. E. Menzie, (Google). U.S. Patent 4,558,739, 1985.
- [27] P. F.d. Almeida, R. S. Moreira, R. C. de Castro Almeida, A. K. Guimaraes, A. S. Carvalho, C. Quintella, M. C. A. Esperidia, C. A. Taft, Eng. Life Sci. 2004, 4, 319.
- [28] M. S. Jeong, D. H. Noh, E. Hong, K. S. Lee, T. H. Kwon, Geomicrobiol. J. 2019, 36, 468.
- [29] A. Sheehy, in SPE Improved Oil Recov. Conf? SPE 1990.
- [30] G. Jenneman, P. Moffitt, G. Young, presented at Ninth Euro pean Symposium on Improved Oil Recovery, The Hague, Netherlands, October, 1997.
- [31] S. Bailey, T. Kenney, D. Schneider, in SPE Int. Improved Oil Recov. Conf. in Asia Pacific. SPE 2001.
- [32] A. Maure, F. Dietrich, U. Gomez, J. Vallesi, M. Irusta, in SPE Latin Am. Caribbean Petrol. Eng. Conf. SPE 2001.
- [33] A. Maure, A. A. Saldaña, A. R. Juarez, in SPE Latin Am. Caribbean Petrol. Eng. Conf. SPE 2005.

БИОТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ МЕТОД ДОБЫЧИ НЕФТЬ

Кубра Хусейнзаде

Азербайджанский Государственный Университет Нефти и Промышленности,

Аннотация

Упомянутый в статье метод повышения нефтеотдачи микробиологическим способом является одним из наиболее передовых методов, играющих важную роль в решении проблемы повышения нефтеотдачи с использованием биологических технологий. В данной статье рассматриваются современные разработки, применение и различия микробиологического метода от других методов. В целом, существует множество методов повышения нефтеотдачи с использованием микроорганизмов или биологических продуктов. К этим методам относятся методы, реализуемые с использованием микроорганизмов и биомикроорганизмов, ферментов, биополимеров, бионаноматериалов, щелочных веществ и биосурфактантов. Микроорганизмы играют важную роль в образовании газов и кислот, биосурфактанты снижают межфазное натяжение (МФН) между нефтяной и водной фазами и способствуют повышению нефтеотдачи. Бионанопроцессы рассматриваются как сочетание нанотехнологий и биологии и оказывают синергетический эффект в области извлечения остаточной нефти с использованием новых технологий. Биотехнологические методы, будучи экологически чистыми, экономически эффективными и т.д., показали очень большой потенциал в максимизации добычи нефти, учитывая соответствующие проблемы. Данная статья призывает к дальнейшим исследованиям и разработкам в этой области для полного использования потенциала биотехнологических методов и удовлетворения постоянно растущего спроса на энергию.

Ключевые слова: биотехнология, микроорганизм, биосурфактант, биомикроорганизм, окружающая среда.

FLOW OF TWO-PHASE SYSTEMS IN POROUS MEDIA

Dadashzada Khanim¹ Ismayilov Jeyhun²

^{1,2}Azerbaijan State Oil and Industry University

^{1,2}Department of Oil and Gas Engineering

¹ Associate Professor , mdadashzade50@gmail.com

² Master's student , ceyhunismayilov468@gmail.com

Abstract

In this article, I have extensively analyzed the topic of the movement of two-phase systems in porous media. The main goal of the study is to explain how oil-water and gas-water systems react and behave in porous rocks. In my article, Darcy's law is applied separately for the two phases and the concept of relative permeability is explained. Porosity, permeability, capillary pressure and wetting properties are shown as the main factors affecting the movement of phases.

It was also noted that capillary forces play a particularly dominant role in fine-pored rocks. As shown in the graphs, the change in relative permeability depending on the degree of saturation is reflected. The pressure gradient is mainly used to determine the direction of movement of the phases. At the same time, the explanation that the interaction between the phases directly affects the production process has not been overlooked.

The research results I have read show that the process of water displacing oil can be uneven, and in this case a finger-like flow effect can occur. This situation prevents the complete extraction of oil and forces the use of additional impact methods. In my article, I emphasized the importance of mathematical modeling and laboratory experiments in studying these processes. In general, a correct understanding of the two-phase flow process is of great importance for optimizing oil production and protecting groundwater.

Keywords: Two-phase flow, porous media, Darcy's law, relative permeability, capillary pressure.

İKİ FAZALI SİSTEMLƏRİN MƏSAMƏLİ MÜHİTDƏ HƏRƏKƏTİ

Dadaşzadə Xanım¹ İsmayilov Ceyhun²

^{1,2} Azərbaycan Dövlət Neft və Sənaye Universiteti

^{1,2} Neft və Qaz Mühəndisliyi Kafedrası

1 Dosent, mdadashzade50@gmail.com

2 Magistr tələbəsi, ceyhunismayilov468@gmail

Xülasə

Bu məqalə iki fazalı sistemlərin məsaməli mühitdə hərəkəti mövzusunı geniş şəkildə təhlil etmişəm. Tədqiqatın əsas məqsədi neft-su və qaz-su sistemlərinin məsaməli süxurlarda necə reaksiya verməsi və davranışının izahını verməkdir. Məqaləmdə Darsi qanunu iki faza üçün ayrıca tətbiq olunub və nisbi keçiricilik anlayışı izah edilmişdir. Fazaların hərəkətinə təsir edən əsas amillər kimi məsaməlilik, keçiricilik, kapilyar təzyiq və islanma xüsusiyyətləri göstərilir.

Kapilyar qüvvələrin incə məsaməli süxurlarda xüsusilə dominant rol oynadığı da qeyd edilib. Qrafiklərdə də göstərildiyi kimi nisbi keçiriciliyin doyma dərəcəsindən asılı olaraq dəyişməsi öz əksini tapıb. Fazaların hərəkət istiqamətini təyin etmək üçün də əsasən təzyiq qradiyentindən istifadə edilir. Eyni zamanda, fazalar arasında qarşılıqlı təsirin hasilat prosesinə birbaşa təsir etdiyi izahı nəzərdən qaçmayıb.

Oxuduğum tədqiqat nəticələri onu göstərir ki, suyun nefti sıxışdırma prosesi qeyri-bərabər gedə bilər və bu zaman barmaqvari axın effekti yarana bilər. Bu hal neftin tam çıxarılmağına mane olur və əlavə təsir üsulların tətbiqinə əl atmağı məbur edir. Məqaləmdə riyazi modelləşdirilmə və laboratoriya təcrübələrinin bu proseslərin öyrənilməsində əhəmiyyətini vurğulamışam. Ümumilikdə götürdüyümüzdə, iki fazalı axın prosesini düzgün başa düşmək neft hasilatının optimallaşdırılmasına və yeraltı suların qorunması baxımından böyük əhəmiyyətə malikdir.

Açar sözlər: İki fazalı axın, məsaməli mühit, Darsi qanunu, nisbi keçiricilik, kapilyar təzyiq.

Giriş

İki fazalı sistemlərin məsaməli mühitdə hərəkəti neft-qaz mühəndisliyində, hidrogeologiya və ekoloji mühəndisliyi sahələrində mühüm elmi mövzulardan biridir. Məsaməli mühit deyəndə, ağla ilk gələn daxilində boşluqlar olan və mayenin, qazın hərəkəti üçün imkan yaradan süxurlar və ya torpaq qatları nəzərdə tutulur [2]. Bu məsaməli mühitdə adətən iki bir-birinə qarışmayan fazalar məsələn: neft-su və ya qaz-su birlikdə hərəkət edir.

Birfazalı axından fərqli olaraq, iki fazalı axında fazalar arasında qarşılıqlı təsir mövcuddur və bu proses daha mürəkkəb fiziki mexanizmlərlə izah olunur və fazaların hərəkəti təzyiq qradientinin, kapilyar qüvvələr və cazibə qüvvəsinin təsiri nəticəsində baş verir. Axının xarakterini məsaməlik və keçiricilik müəyyən edir [9].

İki fazalı sistemlərdə nisbi keçiricilik anlayışı xüsusi əhəmiyyət daşıyır, çünki hərəkət zamanı fazaların axın qabiliyyəti digər fazanın mövcudluğundan asılı olur yəni bir biri ilə əlaqəlidir. Kapilyar təzyiqin rolu isə fazalar arasında təzyiqlər fərqi ifadə edir və onların məsamələrdə düzgün paylanmasını təmin edir. Bu proseslər xüsusilə neft yataqlarının işlənməsi zamanı böyük praktiki əhəmiyyət kəsb edir [5].

Suyun nefti lay daxilindən sıxışdıraraq çıxarması və qazın yuxarı istiqamətdə hərəkət etməsi hasilatın səmərəliliyinə birbaşa təsir edir və bundan əlavə yeraltı suların çirklənməsi və karbon qazının geoloji saxlanması da iki fazalı axın prinsipinə əsaslanır [10]. Buna görə də biz iki fazalı sistemlərin məsaməli mühitdə hərəkətini öyrənərək həm nəzəri, həm də praktiki baxımdan böyük əhəmiyyətə malik məlumatlar əldə edirik.

Metodika

Bu məqalədə məsaməli mühitlərdə ikifazalı sistemlərin hərəkətini öyrənmək üçün nəzəri, eksperimental və riyazi modelləşdirmə üsullarından istifadə edilmişdir. Tədqiqatın nəzəri əsasını hər bir mərhələ üçün ayrıca tətbiq olunan Darsi qanunu təşkil edir. İki fazalı axında hər bir fazanın sürəti mütləq keçiricilik, nisbi keçiricilik, özlülük və təzyiq qradienti ilə müəyyən edilir. Nisbi keçiricilik doymadan asılı parametrlər hesab olunur və empirik ayrılrlar müəyyən edilir.

Metodoloji yanaşmada kapilyar təzyiq anlayışı da əsas yer tutur. Kapilyar təzyiq fazalar arasındakı təzyiq fərqi göstərir və məsamə radiusundan və səth gərginliyindən asılıdır. Bu parametrlər laboratoriyada kern nümunəsi götürülərək analiz etməklə ölçülür. Təcrübə mərhələsində süxur nümunələrinə su-neft və ya qaz-su sistemləri tətbiq edilir, doyma səviyyələri və axın sürətləri ölçülür. Təcrübələr nəticəsində nisbi keçiricilik və kapilyar təzyiq ayrılıqları qurulur. Bundan əlavə, məsaməlilik və keçiricilik kimi süxur parametrləri xüsusi alətlərdən istifadə etməklə müəyyən edilir. Riyazi modelləşdirmə mərhələsində iki fazalı axını təsvir etmək üçün qismən diferensial tənliklər sistemi qurulur.

Bu tənliklər kompüter proqramlarından istifadə etməklə həll edilir və zamanla doyma paylanması təhlil edilir. Modelləşdirmə nəticələri laboratoriya məlumatları ilə müqayisə edilir və onların dəqiqliyi qiymətləndirilir. Beləliklə, metodologiya nəzəri və praktiki yanaşmaları birləşdirərək iki fazalı axını hərtərəfli təhlil etməyə imkan verir.

Süxurun İslanma Rejimləri və Kontakt Bucaqları

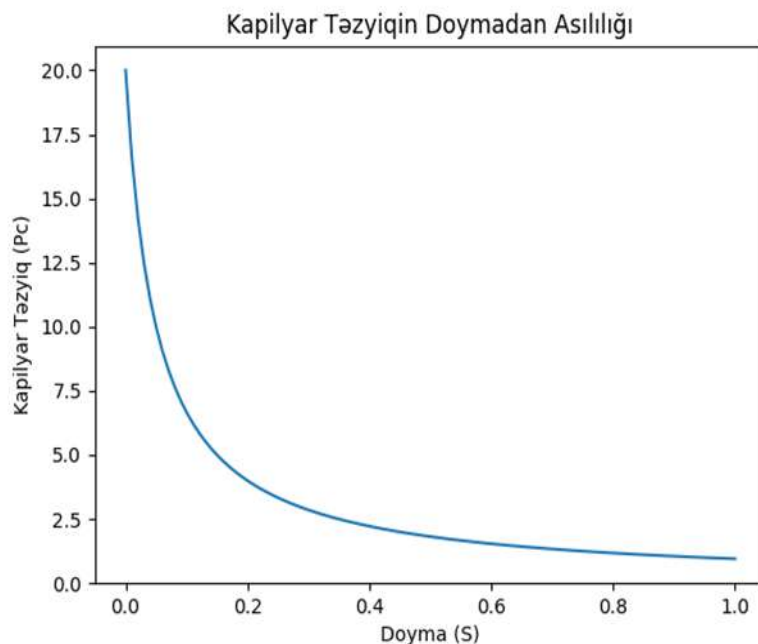
Məsaməli mühitdə mayenin davranışını təyin edən ilk amil mayenin süxura üstünlük verməsi yəni sevməsidir. Elmi terminologiyada bu hadisəyə islanma deyilir [3]. İslatma prosesi maye-maye və maye-bərk interfeyslərində yaranan molekulyar qüvvələrin nəticəsidir.

- **Su-islana sistemlərdə** su məsamə divarları boyunca nazik bir təbəqə yaradır, neft isə məsamənin mərkəzi hissəsində (ən böyük kanallarda) sərbəst hərəkət edir [4].
- **Neft-islana sistemlərdə** isə vəziyyət tamamilə əksinə olur, yəni suyu vuran zamanı neftin çıxarılması çətinləşir. Bu proses Laplas tənliyi ilə xarakterizə olunur və islanma bucağının (θ) dəyişməsi süzülmə müqavimətinə birbaşa təsir göstərir [5].

Nisbi Faza Keçiriciliyi (NFK) Konsepsiyası

İkifazalı axınların riyazi təsvirində təkcə mütləq keçiricilik (k) kifayət etmir. Çünki bir fazanın varlığı digər fazanın hərəkət yollarını daraldır [1]. Bu səbəbdən biz **nisbi faza keçiriciliyi** anlayışından istifadə edirik.

NFK ayriləri doymululuğun (S) funksiyasıdır. Su ilə doymululuq (S_w) artdıqda, suyun keçiriciliyi (k_{rw}) də eksponensial şəkildə artır, neftin keçiriciliyi (k_{ro}) isə kəskin şəkildə azalır [2]. Bu ayrilərin kəsişməsi təbəqənin hidrodinamik “tarazlığını” göstərir və suyun vurulmasının səmərəliliyini proqnozlaşdırmağa kömək edir..



Şəkil 1. Kapilyar təzyiqin doyma dərəcəsindən asılılığı.

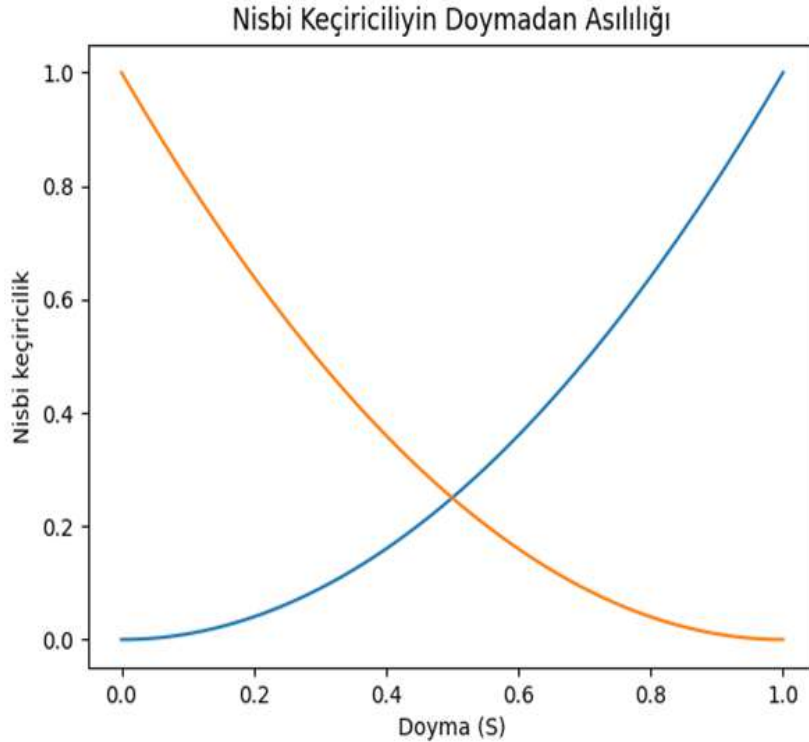
Darsi Qanununun İkifazlı Modifikasiyası

Fazaların hərəkət tənliyi hər biri üçün aşağıdakı diferensial formada yazılır:

$$v_1 = - \frac{k \cdot k_{r1}(S_1)}{\mu_1} (\nabla P_1 - \rho_1 g)$$

$$v_2 = - \frac{k \cdot k_{r2}(S_2)}{\mu_2} (\nabla P_2 - \rho_2 g)$$

Bu tənliklər sistemi bizə onu göstərir ki, hər bir fazanın hərəkəti mayenin özlülüyündən, həm də xarici təzyiq qradientindən asılıdır. Burada ΔP_1 və ΔP_2 arasındakı fərq kapilyar təzyiq (P_c) vasitəsilə əlaqələndirilir.



Şəkil 2. Nisbi keçiriciliyin doyma dərəcəindən asılılığı.

Fraksional Axın Funksiyasının Analizi

Tədqiqatımızın ən vacib hissələrindən biri fraksional axın funksiyasının (f_w) təhlilidir. Bu funksiyada layın hər hansı bir kəsiyindən keçən ümumi maye axınının suya olan payını göstərir [1]:

$$f_w(S_w) = \left[1 + \frac{k_{ro} \mu_w}{k_{rw} \mu_o} \right]^{-1}$$

Bu tənləkdə analiz edən zaman görürük ki, neftin özlülüyü suyun özlülüyündən nə qədər çox olarsa, su o qədər quyuda tez hərəkət edir. Bu da onu göstərir ki su nefti itələmək əvəzinə, onun daxilindən yol açaraq hərəkət etməsi deməkdir.

Bakkli-Leverett Nəzəriyyəsi və Süzülmə Dinamikası

Bakkli-Leverett modeli zaman keçdikcə layın müxtəlif nöqtələrində neft, su və ya qaz miqdarının (doymululuğunun) necə dəyişdiyi göstərilir [1]. Bu modelə görə, laya vurulan su nefti sıxışdırıb çıxara bilmir əksinə, müəyyən bir doymululuq qradienti yaradır.

Bu nəzəriyyənin tədqiqi göstərir ki, müəyyən bir "kritik doyma nöqtəsinə" çatdıqdan sonra suyun axını sürəti kəskin şəkildə artır. Bu hadisə suyun quyuya daxil olması adlanır və neft hasilatının iqtisadi səmərəliliyini aşağı salır.

Özlülük Qeyri-stabiliyi və "Barmaqvari" Axınlar

Böyük özlülük fərqləri olan sistemlərdə (məsələn, ağır neft və su) süzülmə cəbhəsi hamar deyil. Su neftə "barmaqvari axın" şəklində nüfuz edir[4]. Bu proses layların sıxışdırılma əmsalını səmərəliliyini azaldır və məsamələrdə böyük miqdarda neftin qalmasına səbəb olur. Bunun qarşısını almaq üçün isə suyun polimerlərlə özlülüynü artırmaq elmi şəkildə sübut edilmişdir.

Nəzəri və modelləşdirmə nəticələri onu göstərir ki, iki fazalı axında fazaların paylanması ilk növbədə doymadan asılıdır. Su ilə doyma artdıqca suyun nisbi keçiriciliyi artır, neftinki isə azalır. Bu, fazalar arasında rəqabətli axın mexanizminin mövcudluğundan xəbər verir. Müəyyən edilmişdir ki, əvvəlcə neft fazası üstünlük təşkil etsə də, suyun doyma səviyyəsi artdıqca axın rejimi də dəyişir.

Kapilyar təzyiq ayrıləri aşağı doyma səviyyələrində kapilyar qüvvələrin daha yüksək olduğunu və məsamələrdə fazaların saxlanması səbəb olduğunu göstərir. Xüsusilə kiçik məsaməli süxurlarda kapilyar qüvvələr hərəkət axını təyin edən əsas amil olur. Təzyiq qradientinin artırılması faza hərəkət sürətini artırır, lakin bu, qeyri-bərabər axın şəraitinə səbəb ola bilər.

Müzakirə zamanı müəyyən edilib ki, neftin su ilə yerdəyişməsi prosesi ideal deyil və "barmaqvari axın" effektinə gətirib çıxara bilər. Bu, suyun bəzi yüksək keçirici zonalar vasitəsilə sürətlə hərəkət etməsinə səbəb olur, digər ərazilərdə isə neft qalır. Nəticə etibarı ilə, hasilat əmsalı azalaraq yatağın tam işlənməsini çətinləşdirir.

Modelləşdirmə nəticələri göstərir ki, təzyiq rejiminin düzgün tənzimlənməsi və kimyəvi üsulların (məsələn, səthi aktiv maddələr) istifadəsi fazaların daha bərabər paylanmasına kömək edə bilər. Eyni zamanda, süxurun islatma xüsusiyyətlərinin dəyişdirilməsi neftin daha səmərəli çıxarılmasına şərait yarada bilər. Ümumilikdə, nəticələr göstərir ki, iki fazalı axın çoxparametrlı və qeyri-xətti prosesdir və onun optimallaşdırılması inteqrasiya olunmuş yanaşma tələb edir.

Nəticə

Aparılan tədqiqatlar göstərir ki, məsaməli mühitlərdə ikifazalı sistemlərin hərəkəti mürəkkəb və çoxfaktorlu fiziki prosesdir. Fazaların hərəkəti ilk növbədə məsaməlilik, keçiricilik, doyma və təzyiq qradienti kimi parametrlərlə müəyyən edilir. Nisbi keçiricilik iki fazalı axının əsas xüsusiyyətlərindən biridir və fazalar arasında qarşılıqlı əlaqəni ifadə edir. Kapilyar təzyiq məsamələr daxilində fazaların paylanmasını və onların hərəkət mexanizmini tənzimləyir.

Tədqiqatın nəticələri göstərdi ki, neftin su ilə yerdəyişməsi prosesi qeyri-bərabər ola bilər və bu, barmaqvari axın effektinə gətirib çıxarır və bu, bərpanı azaldır. Bu vəziyyət yataqların işlənməsi zamanı əlavə texnoloji tədbirlərin görülməsini tələb edir. Riyazi modelləşdirmə və laboratoriya təcrübələri iki fazalı axını daha dəqiq öyrənməyə imkan verir və faktiki rezervuar şəraitinin proqnozlaşdırılmasında həlledici rol oynayır.

Ümumiyyətlə, məsaməli mühitlərdə iki fazalı sistemlərin hərəkətinin düzgün başa düşülməsi neft hasilatının optimallaşdırılması, yeraltı suların qorunması və karbon qazının geoloji saxlanması kimi mühüm tətbiqlər üçün vacibdir. Gələcək tədqiqatlarda daha mürəkkəb modellərin hazırlanması və genişləndirilmiş eksperimental baza bu sahədə daha dəqiq nəticələr əldə etməyə imkan verəcək.

Aparılan təhlillər və riyazi hesablamalar nəticəsində əldə olunan əsas nəticələr aşağıdakılardan ibarətdir:

1. Məsaməli mühitlərdə ikifazalı sistemlərin hərəkəti təkcə hidrodinamik təzyiqlə deyil, həm də mikroskopik kapilyar və səthi aktiv qüvvələr tərəfindən idarə olunur.

2. Layın islanma tarixcəsi NFK ayrılmasının gedışatına birbaşı təsir göstərərək, eyni doymululuq dərəcəsində fərqli keçiricilik qiymətlərinin alınmasına səbəb olur ki, bu da layların doldurulması və layların boşaldılması prosesləri arasındakı fərqləri göstərir
3. Bakkli-Leverett tənliyinin həlli göstərir ki, fazalarıç özlülük əmsalına nəzarət neftvermənin artırılması üçün strateji əhəmiyyətliyədir.
4. Məsəməli mühitin anizotrop təsiri: Təcrübələr göstərir ki, layın heterogenliyi iki fazalı axın zamanı mayenin ayrılması sərhədinin sabitliyinə birbaşı təsir göstərir; bu, yüksək keçiricilik zonalarının sulaşma riskini artırdığını təsdiqləyir.
5. Qalıq doymululuğun mikromodelləşdirilməsi: Tədqiqat nəticəsində müəyyən edilmişdir ki, kapilyar ədədin Qalıq doymanın mikromodelləşdirilməsi: Tədqiqat müəyyən etdi ki, kapilyarların sayının artması (C_a) məsəmələrdə tutulmuş qalıq neft damcılarının deformasiyası və hərəkəti üçün əsas şərtədir.

References

1. Bear, J. (1972). Dynamics of Fluids in Porous Media. Elsevier Publishing Company.
2. Muskat, M. (1946). The Flow of Homogeneous Fluids Through Porous Media. McGraw-Hill Book Company.
3. Dullien, F.A.L. (1992). Porous Media: Fluid Transport and Pore Structure (2nd ed.). Academic Press.
4. Lake, L.W. (1989). Enhanced Oil Recovery. Prentice Hall.
5. Aziz, K., & Settari, A. (1979). Petroleum Reservoir Simulation. Applied Science Publishers.
6. Corey, A.T. (1954). The interrelation between gas and oil relative permeabilities. Producers Monthly, 19(1), 38–41.
7. Buckley, S.E., & Leverett, M.C. (1942). Mechanism of fluid displacement in sands. Transactions of the AIME, 146, 107–116.
8. Scheidegger, A.E. (1974). The Physics of Flow Through Porous Media (3rd ed.). University of Toronto Press.
9. Amyx, J.W., Bass, D.M., & Whiting, R.L. (1960). Petroleum Reservoir Engineering: Physical Properties. McGraw-Hill.
10. Helmig, R. (1997). Multiphase Flow and Transport Processes in the Subsurface. Springer.
11. Mirzəcanzadə A.X., "Neft və qaz hasilatında texnoloji proseslərin fizikası", Bakı, 1985.
12. Dake L.P., "Fundamentals of Reservoir Engineering", Elsevier, 1978.

ДВИЖЕНИЕ ДВУХФАЗНЫХ СИСТЕМ В ПОРИСТОЙ СРЕДЕ

Дадашзаде Ханым¹, Исмаилов Джейхун²

^{1,2}Азербайджанский Государственный Университет Нефти и Промышленности,

^{1,2}Кафедра «Нефтегазовая инженерия»,

¹Доцент, кандидат технических наук, mdadashzade50@gmail.com

²Магистрант, ceyhunismayilov468@gmail.com

Аннотация

В данной статье я подробно проанализировал тему движения двухфазных систем в пористых средах. Главная цель исследования — объяснить, как системы нефть-вода и газ-вода реагируют и ведут себя в пористых породах. В статье закон Дарси применяется отдельно для двух фаз, и объясняется понятие относительной проницаемости. Пористость, проницаемость, капиллярное давление и смачивающие свойства показаны как основные факторы, влияющие на движение фаз. Также было отмечено, что капиллярные силы играют особенно важную роль в мелкопористых породах. Как показано на графиках, отражается изменение относительной проницаемости в зависимости от степени насыщенности. Градиент давления в основном используется для определения направления движения фаз. При этом не было упущено из виду объяснение того, что взаимодействие между фазами напрямую влияет на процесс добычи.

Результаты исследований, с которыми я ознакомился, показывают, что процесс вытеснения нефти водой может быть неравномерным, и в этом случае может возникать пальцеобразный эффект течения. Такая ситуация препятствует полному извлечению нефти и вынуждает использовать дополнительные ударные методы. В своей статье я подчеркнул важность математического моделирования и лабораторных экспериментов при изучении этих процессов. В целом, правильное понимание процесса двухфазного течения имеет большое значение для оптимизации добычи нефти и защиты подземных вод.

Ключевые слова: Двухфазное течение, пористая среда, закон Дарси, относительная проницаемость, капиллярное давление.

EFFICIENT UTILIZATION OF ASSOCIATED GAS – ELECTRICITY GENERATION

Movsum Mammadov

Azerbaijan State University of Oil and Industry,

Department of "Oil and Gas Engineering,"

Master's Student, movsum.mdv@gmail.com

Abstract

In the oil and gas industry, a considerable fraction of associated/flare gas generated during production and primary processing is routinely combusted in flares due to operational and safety constraints, leading to a loss of its energy potential. Utilizing flare gas as a fuel for on-site power generation is increasingly recognized as a practical pathway to improve economic performance while reducing emissions. This paper systematizes and comparatively evaluates the principal technological options for converting flare gas into electricity at remote or infrastructure-limited fields. The analysis covers the Gas Turbine Cycle (GTC), Combined Cycle Gas Turbine (CCGT), Internal Combustion Engine Cycle (ICEC), and Solid Oxide Fuel Cell (SOFC) technologies, focusing on their operating principles, advantages and limitations, and the conditioning requirements imposed by fuel quality variability (e.g., H_2S , CO_2 , moisture, and heterogeneous composition). The findings indicate that CCGT can deliver higher overall efficiency and stronger power output, albeit typically at higher capital cost and potentially longer payback periods. ICEC solutions offer modularity, fast start-up, and comparatively lower CAPEX for low-to-medium power ranges, making them attractive for decentralized applications. SOFC systems provide high electrical efficiency and low emission potential; however, high operating temperature and sulfur poisoning sensitivity may constrain broader deployment unless adequate pre-treatment is implemented. The paper concludes by summarizing key selection criteria and practical deployment scenarios for flare gas-to-power solutions.

Keywords: associated gas, flare gas, electricity generation, gas turbine cycle (GTC).

**SƏMT QAZINDAN SƏMƏRƏLİ İSTİFADƏ – ELEKTRİK ENERJİSİ
İSTEHSALI**

Mövsum Məmmədov

Azərbaycan Dövlət Neft və Sənaye Universiteti,

"Neft-qaz Mühəndisliyi" kafedrası,

Magistrant, movsum.mdv@gmail.com

Xülasə

Neft və qaz sənayesində hasilat və ilkin emal mərhələlərində əmələ gələn səmt (məşəl) qazlarının (flare gas) əhəmiyyətli hissəsi texnoloji və təhlükəsizlik məhdudiyyətləri səbəbilə məşəldə yandırılır və bu zaman qazın istilik potensialı faydalı işə çevrilmədən itirilir. Məşəl qazının elektrik enerjisi istehsalında yanacaq kimi istifadəsi həm iqtisadi səmərəliliyin artırılması, həm də emissiyaların azalması baxımından prioritet istiqamət kimi qiymətləndirilir. Məqalədə səmt qazının yerində enerji istehsalına cəlb edilməsi üçün tətbiq olunan əsas texnoloji həllər sistemləşdirilir və texniki-iqtisadi baxımdan müqayisəli şəkildə təhlil olunur. Araşdırmada qaz turbini dövriyyəsi (GTC), kombinə dövrlü qaz turbin (CCGT), daxili yanma mühərriki dövriyyəsi (ICEC) və bərk oksid yanacaq hüceyrəsi (SOFC) texnologiyaları üzrə iş prinsipləri, üstünlüklər və məhdudiyyətlər, habelə yanacağın keyfiyyəti (H_2S , CO_2 , nəmlik, heterogen tərkib) ilə bağlı hazırlama tələbləri nəzərdən keçirilir. Nəticələr göstərir ki, CCGT elektrik hasilatı baxımından daha yüksək enerji verimi təmin edə bilsə də, ilkin kapital xərclərinin artması səbəbilə geriödəmə müddəti uzana bilər; ICEC isə aşağı–orta güc diapazonlarında modulluq, çevik istismar və nisbətən aşağı kapital xərci ilə seçilir. SOFC yüksək səmərəlilik və aşağı emissiya potensialı təqdim etsə də, yüksək işləmə temperaturu və kükürd “zəhərlənməsi” kimi amillər geniş tətbiqi məhdudlaşdırır. Məqalədə müxtəlif sahə şərtləri üçün texnologiya seçiminə təsir edən əsas meyarlar ümumiləşdirilir və məşəl qazının “ucuz yanacaq” kimi enerji bərpasına cəlb edilməsinin praktik tətbiq ssenariləri əsaslandırılır.

Açar sözlər: səmt qazı, məşəl qazı, elektrik enerjisi istehsalı, qaz turbini dövriyyəsi (GTC).

Giriş

Neft və qaz yataqlarının istismarı zamanı lay mayesinin səthə çıxarılması, ayrılması və ilkin hazırlanması proseslərində müxtəlif tərkibli qaz axınları əmələ gəlir. Bu qazların bir hissəsi texnoloji zəncirdə faydalı istifadə sahəsi taparaq satış, texnoloji yanacaq və ya kompressor stansiyalarının ehtiyacları üçün yönləndirilə bilər. Lakin sahə infrastrukturunun məhdudluğu, axınların qeyri-sabitliyi, təhlükəsizlik tələbləri, eləcə də qazın tərkibində su buxarı, turş komponentlər (H_2S , CO_2) və ağır karbohidrogenlərin mövcudluğu kimi amillər səbəbilə əhəmiyyətli həcmdə qaz məşəldə yandırılır. Məşəldə yandırma bir tərəfdən istismar təhlükəsizliyinin təmin olunması və həddən artıq təzyiqin aradan qaldırılması üçün zəruri mexanizm kimi çıxış etsə də, digər tərəfdən yanacağın enerji potensialının itirilməsi ilə yanaşı, əlavə emissiya və iqtisadi itkilər yaradır.

Məşəl qazının (flare gas) elektrik enerjisi istehsalında yanacaq kimi tətbiqi bu problemlərə cavab verən effektiv istiqamətlərdən biri hesab edilir. Xüsusilə integrasiya olunmuş elektrik şəbəkəsindən uzaqda yerləşən neft-qaz obyektlərində yerində enerji istehsalı əməliyyatların fasiləsizliyini artırır, dizel və digər yanacaqların uzaq sahələrə daşınması ehtiyacını azaldır, bununla da logistika xərclərini və təchizat risklərini minimuma endirir. Eyni zamanda, boru kəməri çəkilişinin çətin olduğu və ya iqlim şəraitinin (aşağı temperatur, hidrat riski, iki fazlı axın ehtimalı) qazın daşınmasını mürəkkəbləşdirdiyi regionlarda “qazdan enerji” konsepti nəqliyyat mərhələsini sadələşdirərək ümumi texnoloji zənciri qısaldır.

Bununla yanaşı, məşəl qazından enerji istehsalı üçün texnologiya seçimi universal deyil və sahə şərtlərinə həssasdır. Qazın sərfi və təzyiqi, tərkibinin dəyişkənliyi, H_2S/CO_2 miqdarı, nəmlik, həmçinin avadanlığın modulluğu, istismar çevikliyi və emissiya tələbləri kimi faktorlar müxtəlif texnoloji həllərin (GTC, CCGT, ICEC, SOFC) tətbiq sərhədlərini müəyyənləşdirir. Bu səbəbdən məqalənin məqsədi məşəl qazının elektrik enerjisində çevrilməsi üçün istifadə olunan əsas texnologiyaları sistemləşdirmək, onların iş prinsiplərini və tətbiq şərtlərini izah etmək, texniki və iqtisadi üstünlüklərini və məhdudiyyətlərini müqayisəli şəkildə təqdim etməkdir. Nəticə etibarilə, sahə üçün optimal həllin seçilməsi yanacağın keyfiyyəti və hazırlama tələbləri ilə yanaşı, kapital və istismar xərclərinin, eləcə də gözlənilən enerji çıxışının kompleks qiymətləndirilməsini tələb edir.

İşin Məqsədi

Elektrik enerjisinin istehsalı məqsədilə məşəl (flare) qazının yanacaq kimi tətbiqi praktikada geniş qəbul olunmuş yanaşmadır: məşəldə yandırılacaq qazın daxiliyanma mühərrikinə və ya qaz turbininə yönləndirilməsi ilə enerji bərpası təmin edilir. Belə qurğularda əsas ideya ondan ibarətdir ki, əks halda itiriləcək qaz axını enerji daşıyıcısına çevrilir və sahədə mexaniki enerji və ya elektrik enerjisi kimi faydalı iş görülür. İstehsal olunan elektrik enerjisi obyektin daxili tələbatını ödədikdən sonra artıq hissə, infrastruktur və qaydalar imkan verdikdə, şəbəkəyə ötürülərək bazara çıxarıla bilər. Bu yanaşma xüsusilə integrasiya olunmuş elektrik şəbəkəsindən uzaqda yerləşən neft yataqları üçün daha cəlbəedici: yerində enerji istehsalı həm əməliyyatların dayanıqlığını artırır, həm də dizel və ya digər yanacaqların uzaq hasilat məntəqələrinə daşınması ehtiyacını minimuma endirərək logistika xərclərini azaldır. Eyni zamanda, qazın uzaq məsafələrə nəqliyin borulama baxımından çətin olduğu, yaxud iqlim şərtlərinin (aşağı temperatur, hidrat riski, iki fazlı axın ehtimalı və s.) qaz fazasının boru kəməri ilə stabil daşınmasına mane olduğu ərazilərdə bu həll nəqliyyat mərhələsini sadələşdirir və ümumi texnoloji zənciri qısaldır. Nəticədə, məşəl qazının enerji istehsalında “ucuz yanacaq” kimi istifadəsi həm flerin həcmi azaltmağa yönəlmiş tədbir kimi çıxış edir, həm də sahə üçün etibarlı enerji təminatı formalaşdıraraq iqtisadi səmərəliliyi yüksəldə bilər. Səmt qazından elektrik enerjisi müasir həll konsepti sayılır və əlverişlidir.

Cədvəl 1-də ətraflı şəkildə təsvir olunan bu üsullar iqtisadi, ekoloji və infrastruktur cəhətdən uyğundur.

Texnologiya	Qısa Təsviri	Üstünlükləri	Məhdudiyyətləri
GTC (Gas Turbine Cycle)	Qazın turbinlə yandırılması	Sadə quruluş, yüksək güc çıxışı	H ₂ S və digər çirkərdən təmizlənmə tələb edir
CCGT (Combined Cycle Gas Turbine)	GTC + buxar turbin dövrəsi	Daha yüksək enerji verimi	Yüksək kapital xərci
ICEC (Internal Combustion Engine Cycle)	Qaz mühərrikləri ilə elektrik hasilatı	Sadə işə salınma, mobil tətbiq	Sərt qazlar üçün material tələbləri
SOFC (Solid Oxide Fuel Cell)	Elektro-kimyəvi çevrilmə ilə enerji	Yüksək verimlilik, aşağı emissiya	Yüksək temperatur, yüksək maliyyət, H ₂ S zəhərlənməsi problemi

Səmt qazının (flare gas) enerji potensialının itirilmədən qiymətləndirilməsi neft-qaz sənayesində həm iqtisadi, həm də ekoloji baxımdan mühüm istiqamətlərdən biridir. Hasilat və emal prosesləri zamanı ayrılan bu qaz axınları bir çox hallarda təhlükəsizlik və texnoloji məcburiyyətlərə görə məşəldə yandırılır və beləliklə, onların istilik dəyəri faydalı işə çevrilmədən itirilir. Məhz bu kontekstdə səmt qazının enerji məqsədləri üçün istifadəsində ən geniş tətbiq olunan texnoloji yanaşmalardan biri qaz turbin dövrəsi (Gas Turbine Cycle, GTC) hesab olunur. Qaz turbinləri, xüsusilə sənaye müəssisələrində, uzaq sahələrdə yerləşən istismar obyektlərində və modul tipli enerji qurğularında etibarlı elektrik təminatı yaratmaq üçün operativ və miqyaslı bilən həll kimi çıxış edir.

Qaz turbin dövrəsinin termodinamik əsası Brayton dövrəsinə dayanır və proses ardıcılığı üç əsas mərhələdə formalaşır. İlk mərhələdə atmosfer havası kompressor vasitəsilə sıxılaraq təzyiqi artırılır; bu, yanma prosesinin sabitliyi və turbinin iş rejimi üçün zəruri şərtədir. Növbəti mərhələdə sıxılmış hava yanma kamerasına daxil olur və burada səmt qazı ilə qarışdırılaraq nəzarət olunan şəraitdə yandırılır; nəticədə qaz qarışığının temperaturu kəskin yüksəlir və yüksək entalpiya ehtiyatı yaranır. Son mərhələdə isə yaranmış yüksək temperatur və təzyiqli qazlar turbin pillələrindən keçərək genişlənir, genişlənmə prosesində mexaniki enerji hasil edilir və bu enerji generator vasitəsilə elektrik enerjisinə çevrilir. Sənaye təcrübəsində qaz turbinlərində yanma kamerası çıxış temperaturunun adətən təxminən 1000–1500°C intervalında saxlanması, təzyiq nisbətinin isə çox vaxt 10:1–15:1 aralığında seçilməsi ümumi qəbul olunmuş iş parametrləri kimi qeyd olunur; bu göstəricilər konkret turbin modelindən, yanacağın keyfiyyətindən və tələb olunan güc səviyyəsindən asılı olaraq dəyişə bilər.

Qaz Turbin Dövrəsi, ümumiləşdirdikdə:

1. Sıxılma (kompresiya) – Mühit havası yüksək təzyiqlə sıxılır.
2. Yanma – Sıxılmış hava səmt qazı ilə qarışdırılaraq yanma kamerasında yandırılır.
3. Turbində genişlənmə – Yüksək temperatur və təzyiqli qazlar turbindən keçərək mexaniki enerji yaradır və generator vasitəsilə elektrik enerjisinə çevrilir.

Bu proses zamanı temperatur 1000–1500°C aralığında dəyişir və təzyiq nisbəti adətən 10:1–15:1 səviyyəsində olur.

Texniki Üstünlüklər

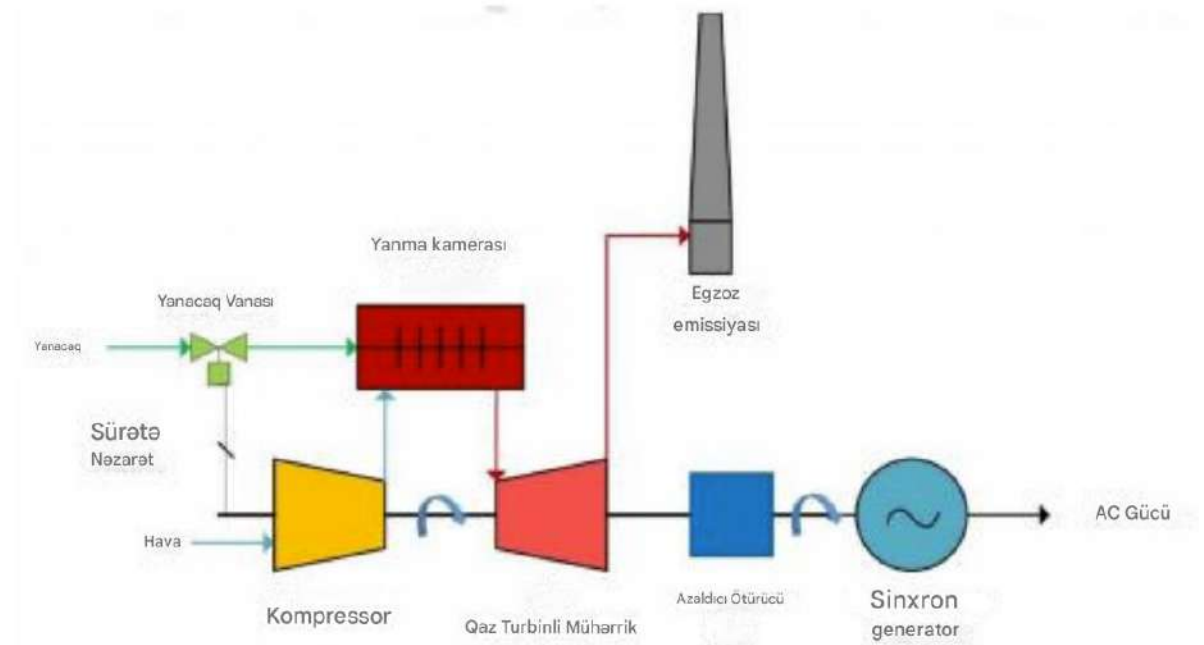
- Sürətli iş düşmə müddəti: Qaz turbinləri az vaxtda tam yüklə işləyə bilər.
- Yüksək güc sıxlığı: Kiçik sahədə böyük güc hasilatı imkanı.
- Modulyar dizayn: Fərqli güc ehtiyaclarına uyğun olaraq asanlıqla miqyaslı bilər.
- Səmt qazı kimi aşağı keyfiyyətli yanacaqlarla işləyə bilmə qabiliyyəti.

Qaz turbinləri səmt qazının təmizlənmədən istifadəsinə nisbətən dözümlüdür. Bununla belə, yüksək miqdarda H₂S və digər korroziyaedici komponentlər halında:

- Amine əsaslı qaz şirirləşdirmə qurğuları,
- SCR (Selective Catalytic Reduction) sistemləri,
- İstilik bərpa buxar generatorları (HRSG) tətbiq oluna bilər.
- Bu integrasiya sistemləri çevrilmə verimliliyini artırmaqla yanaşı, ekoloji təsirləri də azaldır.

Tədqiqat Metodologiyası

Səmt qazının qaz turbinlərində tətbiqi bir sıra texniki üstünlüklərlə əsaslandırılır. Turbin qurğularının işə düşmə müddəti nisbətən qısa olduğundan dəyişkən yük rejimlərinə daha çevik reaksiya vermək mümkündür. Digər tərəfdən, qaz turbinlərinin yüksək güc sıxlığı eyni güc səviyyəsinə malik alternativ qurğularla müqayisədə daha kompakt həllər əldə etməyə imkan verir ki, bu da platforma və ya məhdud sahəli istehsalat meydançaları üçün mühüm üstünlükdür. Modulyar yanma işə enerji tələbatı artdıqca əlavə turbin modullarının qoşulması ilə sistemin mərhələli genişləndirilməsini sadələşdirir və layihənin ilkin kapital xərclərinin optimallaşdırılmasına şərait yaradır. Ən vacib məqamlardan biri də odur ki, qaz turbinləri müəyyən çərçivədə aşağı keyfiyyətli və tərkibi dəyişkən yanacaq axınlarına uyğunlaşdırıla bilər; bu, məşələ gedən səmt qazının “düzgün kondisionlaşdırma” ilə enerji istehsalına cəlb edilməsini real edir. Ümumi proses şəkil 1-də göstərilmişdir.



Şəkil 1 Qaz Turbin Dövrü Prosesinin Sxemi

Bununla belə, səmt qazının tərkibi və çirkləndiricilərinin səviyyəsi turbin avadanlığının resursuna, korroziya və çökmə risklərinə, həmçinin emissiya göstəricilərinə birbaşa təsir göstərir. Xüsusilə H₂S və digər korroziyaedici komponentlərin yüksək olduğu hallarda yanacağın birbaşa turbinə verilməsi həm material dayanıqlığı, həm də əməliyyat təhlükəsizliyi baxımından məhdudiyyətlər yarada bilər. Belə şəraitdə qazın əvvəlcədən “şirirləşdirilməsi” üçün amin əsaslı qurğuların tətbiqi, turbin çıxış qazlarında NO_x səviyyəsini azaltmaq məqsədilə selektiv katalitik reduksiya (SCR) sistemlərinin integrasiyası və ümumi enerji səmərəliliyini artırmaq üçün istilik bərpa buxar generatorlarından (HRSG) istifadə kimi mühəndis həlləri aktuallaşır. Bu cür integrasiya

olunmuş sistemlər bir tərəfdən çevrilmə verimliliyini yüksəldərək eyni qaz sərfindən daha çox faydalı enerji alınmasına imkan verir, digər tərəfdən isə yanma məhsullarının ekoloji təsirlərini (xüsusən NOx və digər çirkləndiricilər üzrə) nəzarətdə saxlamağa kömək edir. Nəticə etibarilə, qaz turbin dövrüyyəsi səmt qazının məşəldə itirilməsinin qarşısını alan və onu sənaye üçün dəyərli enerji resursuna çevirən əsas texnoloji platformalardan biri kimi qiymətləndirilə bilər; lakin optimal nəticə üçün yanacağın tərkibi, hazırlama səviyyəsi, emissiya tələbləri və istismar şəraiti kompleks şəkildə nəzərə alınmalıdır.

Kombinə dövrü qaz turbin (Combined Cycle Gas Turbine – CCGT) texnologiyası enerji istehsalında yüksək faydalı iş əmsalı ilə seçilən və müasir elektrik stansiyalarında geniş tətbiq olunan həllərdən sayılır. Bu texnologiyanın əsas üstünlüyü eyni yanacaq mənbəyindən – o cümlədən səmt qazı kimi sahədə yaranan və çox vaxt məşəldə yandırılan qaz axınlarından – daha çox faydalı enerji əldə etməyə imkan verməsidir. CCGT-nin ideyası sadə dövrü qaz turbin qurğusunda egzoz qazlarının hələ də yüksək istilik daşımasına əsaslanır: qaz turbinə öz dövrünü tamamladıqdan sonra çıxan qazlar artıq “işlənmiş” hesab edilsə də, temperatur baxımından kifayət qədər yüksək qalır və bu istilik ikinci mərhələdə əlavə enerji hasil etmək üçün istifadə oluna bilər.

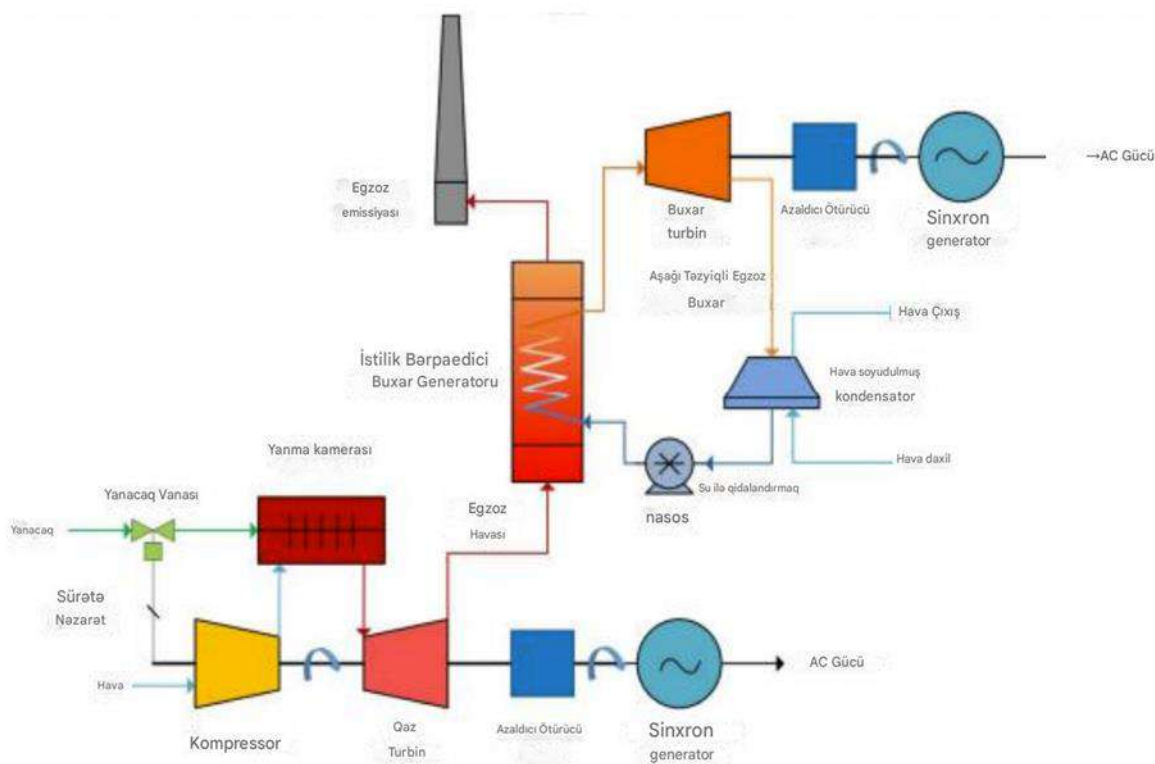
Sistemin birinci hissəsi qaz turbin dövrüyyəsi (Gas Turbine Cycle, GTC) olmaqla, Brayton dövrüyyəsi prinsiplərinə əsaslanır. Atmosfer havası kompressor vasitəsilə sıxılır, daha sonra yanma kamerasında sıxılmış hava səmt qazı ilə qarışdırılaraq yandırılır və yaranan yüksək temperatur–təzyiqə malik qaz axını turbin pillələrindən keçərək mexaniki enerji hasil edir; generator bu mexaniki enerjini elektrik enerjisinə çevirir. Lakin CCGT-ni “kombinə” edən əsas element məhz bu mərhələdən sonra başlayır: qaz turbinindən çıxan egzoz qazları birbaşa atmosfərə atılmır, əksinə, istilik bərpa buxar generatoruna (Heat Recovery Steam Generator, HRSG) yönəldilir. HRSG-də egzozun istiliyi istilik dəyişdirici səthlər vasitəsilə suya ötürülür və buxar yaradılır. Yaranmış buxar ikinci dövrüyyədə – buxar turbin dövrüyyəsində – turbinə verilir və əlavə mexaniki enerji hasil etməklə ümumi elektrik istehsalını artırır. Beləliklə, eyni yanacaq sərfi fonunda iki ayrı istilik mühərriki “tandemdə” işləyərək birgə daha yüksək ümumi səmərəlilik təmin edir.

Kombinə dövrü elektrik stansiyalarının mahiyyəti iki və ya daha çox termodinamik dövrün bir sistem daxilində əlaqələndirilməsidir; bu yanaşma yanacağın enerji potensialını mərhələli şəkildə “çıxarmağa” imkan verir. Qaz turbin dövrüyyəsində istifadə edilən işçi mühit (egzoz qazları) birinci mərhələni bitirdikdən sonra da yüksək temperatur daşdığı üçün, bu istilik enerjisi ikinci dövrün işə salınmasına şərait yaradır. Praktik dizaynda iki dövrün bir-birinə təsiri istilik dəyişdiriciləri vasitəsilə tənzimlənir ki, qaz turbininin işçi mühiti ilə buxar dövrüyyəsinin işçi mühiti (su/buxar) qarışmasın, hər biri öz optimal termodinamik şərtlərində fəaliyyət göstərə bilsin. Məhz bu “ayrılmış, amma enerji baxımından inteqrasiya olunmuş” quruluş CCGT-nin yüksək verimliliyinin əsas mühəndis məntiqidir.

Texnoloji baxımdan CCGT konsepti quruda elektrik enerjisi istehsalı üçün geniş yayılmış olmaqla yanaşı, oxşar prinsip dəniz hərəkəti və dəniz platformalarında da tətbiq olunur; burada sistem bəzən “combined gas and steam” (COGAS) qurğusu kimi xatırlanır. Hər iki halda məqsəd eynidir: qaz turbininin egzoz istiliyini “tullantı” kimi deyil, əlavə enerji mənbəyi kimi qiymətləndirmək. Ümumi səmərəliliyin yüksəlməsi isə birbaşa iqtisadi nəticə verir: eyni elektrik çıxışı üçün daha az yanacaq tələb olunduğuna görə yanacaq xərcləri azalır və enerji istehsalının maya dəyəri aşağı düşür. Bu yanaşma səmt qazının utilzasiası üçün xüsusilə cəlbəedici, çünki sahədə mövcud olan qaz axınının elektrikə çevrilməsi həm məşəldə yandırmanı azalda, həm də enerji təminatında müstəqillik yarada bilər.

Səmərəlilik göstəricilərinə gəldikdə, sadə dövrü qaz turbin qurğularının xalis səmərəliliyi əksər hallarda daha aşağı olur, çünki egzoz istiliyi əhəmiyyətli enerji itkisi kimi sistemdən çıxır. Kombinə dövr konsepti bu itkinin böyük hissəsini bərpa etməyə yönəlir və nəticədə ümumi faydalı iş əmsalı ciddi şəkildə yüksələ bilər. Ədəbiyyatda və sənaye məlumatlarında CCGT sistemləri üçün 50–60% diapazonunda (və bəzi şərtlərdə daha yüksək) ümumi səmərəlilik göstəricilərinə rast gəlinməsi məhz egzoz istiliyinin HRSG və buxar turbin mərhələsi ilə enerji istehsalına cəlb edilməsi ilə izah olunur. Bu, təkcə elektrik hasilatını artırmır, həm də yanacaq sərfinin nisbi azalması hesabına ümumi

Bu iki texnoloji variantın həm texniki, həm də iqtisadi göstəriciləri müqayisə edildikdə, ümumi nəticə ondan ibarət olur ki, ikinci variant elektrik enerjisinin istehsalı baxımından daha yüksək güc potensialı və daha sabit hasilat parametrləri təqdim edir, lakin investisiyanın geri qaytarılması müddəti nəzərə alındıqda birinci ssenari daha üstün iqtisadi əsaslandırmaya malik görünür və daha qısa müddətdə sərfəlilik həddinə çatır [1].



Daxili Yanma Mühərriki Dövriyyəsi (Internal Combustion Engine Cycle – ICEC) funksional məntiqinə görə qaz turbini dövriyyəsi ilə müəyyən oxşarlıq göstərir, lakin bu oxşarlıq əsasən “yanacağın kimyəvi enerjisinin mexaniki enerjiyə, daha sonra isə generator vasitəsilə elektrik enerjisinə çevrilməsi” prinsipinə əsaslanır; fərq isə enerji çevrilməsinin həyata keçirildiyi maşının tipində və miqyasındadır. Qaz turbininin yerinə sənaye tipli qaz mühərrikinin tətbiq olunduğu ICEC sistemlərində yanacaq (məsələn, səmt qazı və ya təbii qaz) hava ilə qarışdırılır, silindrlərdə yandırılır və yanma nəticəsində yaranan yüksək temperatur və təzyiqli qazların genişlənməsi porşen mexanizmini hərəkətə gətirir. Porşenin xətti hərəkəti krank mexanizmi vasitəsilə fırlanma hərəkətinə çevrilir, nəticədə mexaniki güc generatora ötürülərək elektrik enerjisinə transformasiya olunur. Bu baxımdan ICEC qurğuları klassik benzin və ya qazla işləyən daxili yanma mühərriklərinin sənaye

miqyasında reallaşdırılmış formasıdır; lakin onların konstruksiyası daha yüksək resurs, daha uzun fasiləsiz iş rejimi və daha sərt təhlükəsizlik tələbləri ilə xarakterizə olunur.

ICEC sistemlərində geniş tətbiq olunan mühüm elementlərdən biri turbo doldurma (turbocharging) mexanizmidir. Burada mühərrikin işlənmiş qazlarının istilik və təzyiq enerjisi turbomühərriki hərəkətə gətirir və həmin turbin eyni ox üzərində yerləşən mərkəzdənqaçma kompressoru fırladaraq daxil olan havanı sıxır. Bu proses nəticəsində silindrlərə daha çox hava kütləsi daxil olur, hava–yanacaq qarışığının sıxlığı artır və mühərrikin spesifik gücü yüksəlir. Sıxılma zamanı havanın temperaturu artdığı üçün, qarışığın detonasiyaya meyilliliyini azaltmaq və yanma prosesinin idarəolunmasını yaxşılaşdırmaq məqsədilə hava çox vaxt soyuducu (intercooler) vasitəsilə soyudulur. Beləliklə, turbo doldurma yalnız gücü artırmır, həm də yanmanın daha səmərəli və sabit getməsinə şərait yaradır ki, bu da xüsusilə tərkibi dəyişkən olan səmt qazının istifadə olunduğu hallarda əhəmiyyətli hesab olunur.

Ümumən daxili yanma mühərriki anlayışı elmi-texniki ədəbiyyatda yanacağın oksidləşdirici (adətən hava) ilə yanmasının bilavasitə mühərrikin işçi həcmində və ya yanma kamerasında baş verdiyi istilik mühərrikləri sinfi kimi qəbul edilir. Yanma nəticəsində əmələ gələn yüksək temperatur–təzyiqə malik qazların genişlənməsi birbaşa mexaniki iş görür və bu iş müxtəlif konstruktiv sxemlərdə fərqli icra mexanizmləri ilə ötürülə bilər. Porşenli mühərriklərdə qüvvə porşenə tətbiq olunur, qaz turbinlərində turbin qanadları üzərində iş görülür, Wankel tipli mühərriklərdə rotorun fırlanması təmin edilir, reaktiv mühərriklərdə isə əsas effekt reaksiya qüvvəsi ilə formalaşır. Bu mexaniki iş nəticəsində yanacağın kimyəvi enerjisi kinetik enerji formasına keçir və mühərrikin qoşulduğu generatoru, nasosu, kompressoru və ya digər texnoloji avadanlığı hərəkətə gətirmək üçün istifadə olunur. Klassik terminologiyada “daxili yanma mühərriki” ifadəsi daha çox fasiləli yanma prinsipinə malik iki və dörd taktlı porşenli mühərriklərə aid edilsə də, davamlı yanma əsasında işləyən qaz turbinləri və reaktiv mühərriklər də prinsip etibarilə daxili yanma mühərrikləri sinfinə daxil edilir; çünki enerji yanma məhsullarının birbaşa işçi mühit kimi genişlənməsi ilə alınır. Bunun əksinə olaraq, buxar və Stirling mühərrikləri kimi xarici yanma mühərriklərində istilik işləyən mühitə yanma məhsulları ilə birbaşa qarışmadan ötürülür və işçi mühit kimi hava, su, təzyiqli su və ya bəzi xüsusi istilikdaşıyıcı mayelər istifadə oluna bilər.

Daxili yanma mühərriklərinin tətbiq sahəsi genişdir: stasionar enerji istehsalı qurğuları ilə yanaşı, nəqliyyatda (avtomobil, gəmi, təyyarə) əsas enerji mənbəyi kimi geniş istifadə olunur. Yanacaq baxımından bu mühərriklər çox vaxt karbohidrogen əsaslı resurslarla – təbii qaz, benzin, dizel yanacağı və ya etanol kimi yanacaqlarla işlədilir. Eyni zamanda bərpa olunan yanacaqların tətbiqi də mümkündür: biodizel kimi alternativlər sıxılma ilə alışan (CI) mühərriklərdə, bioetanol və onun törəmələri isə qığılcımla alışan (SI) mühərriklərdə istifadəyə uyğunlaşdırıla bilər; bəzi hallarda hidrogen kimi yanacaqlar da texnoloji baxımdan nəzərdən keçirilir, lakin bu istiqamət infrastruktur və təhlükəsizlik tələbləri səbəbilə daha məhdud tətbiq sahəsinə malikdir. Tarixi kontekstdə belə yanaşmaların ilkin nümunələri mövcuddur və bu fakt yanacaq çevikliyinə daxili yanma sistemlərinin ümumi üstünlüklərindən biri olduğunu göstərir.

Qaz turbinləri ilə müqayisədə daxili yanma mühərriklərinin bir sıra mühəndis üstünlükləri vurğulanır. Əvvəla, porşenli mühərriklər çox vaxt aşağı və orta güc diapazonlarında daha yüksək tək dövrəli səmərəlilik təmin edə bilər, xüsusilə də dəyişkən yük rejimlərində səmərəlilik itkisi qaz turbinlərinə nisbətən daha az ola bilər. İkinci mühüm üstünlük sistemin modul və daşına bilər quruluşudur: generator paketləri müxtəlif sahələrə daha asan nəql edilə bilər və quraşdırma işləri nisbətən sadələşir. Bundan başqa, işə salınma müddəti qısa olduğuna görə operativ enerji təminatı üçün əlverişli sayılır. Eyni zamanda, qaz turbinləri ilə müqayisədə porşenli mühərriklərin tələb etdiyi təzyiq şərtləri bəzi hallarda daha aşağı olur və bu, zəif təzyiqli qaz mənbələrinin utilizasiyasında əlavə üstünlük yarada bilər.

Yanacağın keyfiyyəti məsələsi xüsusilə səmt qazının istifadəsində həlledici rol oynayır. Praktikada səmt qazı tez-tez natəmiz, heterogen tərkibli, bəzən də turş komponentlərlə (H_2S və s.)

zəngin ola bilər. Ümumi yanaşma ondan ibarətdir ki, bəzi enerji istehsalı həlləri səmt qazını geniş təmizləmə mərhələlərindən keçirmədən yanacaq kimi istifadə etməyə imkan verir; bu isə bir tərəfdən ilkin hazırlama xərclərini azaltmaq baxımından cəlbədar görünür. Digər tərəfdən, təmizləmə aparılmadıqda sistemin layihələndirmə dəyəri və istismar riski artmağa meyllidir, çünki korroziya, çökmə, yağlanma problemləri, alışma sabilliyi və emissiya tələbləri daha sərt şəkildə nəzarət tələb edir. Bununla belə, belə layihələrdə əhəmiyyətli bir “kompensasiya effekti” mövcuddur: məşəldə yandırılacaq qazın enerji istehsalına cəlb edilməsi həm bərpa olunan enerji miqdarını artırır, həm də ətraf mühitə mənfi təsiri (xüsusilə idarəsiz emissiya və məşəl itkisi) azaltmaq potensialına malikdir. Turş qazla işləyən qaz mühərriklərinin konstruktiv baxımdan korroziyaya daha dayanıqlı variantları mövcud olsa da, material seçimi və avadanlıq dəyəri bu halda ayrıca qiymətləndirilməlidir; alternativ olaraq, dövrəyə daxil olmadan əvvəl amin əsaslı şirinləşdirmə prosesinin və kükürdün bərpası bölməsinin (Sulfur Recovery Unit – SRU) tətbiqi nəzərdən keçirilə bilər. Bu seçimlər kapital və cari xərcləri artırsa da, avadanlığın resursunu uzadır, təhlükəsizlik səviyyəsini yüksəldir və normativ emissiya limitlərinə uyğunluğu asanlaşdırır.

Ekoloji tələblər enerji istehsalı layihələrinin ayrılmaz hissəsidir. Generator paketlərinin bir çoxunda NO_x və CO emissiyalarına nəzarət üçün egzoz xəttində oksidləşmə katalizatorları, bəzi ssenarilərdə isə selektiv katalitik reduksiya (SCR) kimi sistemlər tətbiq olunur. Turş komponentlərin mövcudluğu halında SRU kimi qurğuların inteqrasiyası həm təhlükəsizlik, həm də atmosfərə atılan zərərli maddələrin minimallaşdırılması baxımından əhəmiyyət kəsb edir. Bu səbəbdən emissiya nəzarəti ilə bağlı investisiya və istismar xərcləri enerji istehsalı dövryyələrinin iqtisadi qiymətləndirməsinə daxil edilməli, yalnız elektrik istehsalı üzrə gəlirlər deyil, həm də emissiya öhdəliklərinin yerinə yetirilməsi üçün tələb olunan texnoloji tədbirlər nəzərə alınmalıdır. Xüsusilə tərkibi metanla yanaşı yüksək CO₂ payı olan tullantı qaz axınlarının utilizasiyası (məsələn, 50% CH₄ və 50% CO₂ kimi) yanma sabitliyinə və spesifik istilik dəyərinə təsir etdiyindən, avadanlıq seçimi və idarəetmə strategiyası bu cür yanacaq xüsusiyyətlərinə uyğunlaşdırılmalıdır.

ICEC sisteminin işləmə mexanizmi ümumiləşdirildikdə, səmt qazı və hava axınları turbo doldurma vasitəsilə mühərrikə daxil olur, hava sıxılaraq daha yüksək kütlə axını ilə silindrlərə verilir və sıxılmış hava–qaz qarışığı silindrdə alışdırılır. Yanma nəticəsində yaranan genişlənmə porşenin hərəkəti ilə mexaniki enerji yaradır və bu enerji generator vasitəsilə elektrik enerjisinə çevrilir. Proses zamanı ortaya çıxan artıq istilik soyutma sistemləri ilə idarə olunur; əlavə olaraq, texnoloji məqsədlər üçün istilik bərpa sistemlərinə yönəldilərsə, HRSG kimi qurğular vasitəsilə buxar istehsalı və əlavə enerji bərpası mümkün ola bilər. Beləliklə, daxili yanma mühərriki dövryyəsi səmt qazının yerində enerji istehsalına cəlb edilməsində texniki baxımdan çevik, modul və bir çox sahə şəraitinə uyğunlaşa bilən alternativ kimi çıxış edir; lakin real səmərəlilik və iqtisadi nəticə yanacağın keyfiyyəti, hazırlama dərəcəsi, emissiya tələbləri və istismar rejimi ilə kompleks şəkildə müəyyənləşir.

Bu üsulun üstünlükləri cədvəl 2-də göstərilmişdir.

Cədvəl 2

Üstünlük	İzah
Yüksək verimlilik (35–45%)	Kiçik miqyaslı layihələr üçün əlverişli
Modulluq və mobil tətbiq imkanı	İstənilən əraziyə daşına və quraşdırıla bilər
Qısa işə düşmə müddəti	Fövqəladə hallar və qısa müddətli ehtiyaclar üçün uyğundur
Aşağı kapital xərci	GTC və CCGT ilə müqayisədə daha ucuzdur

Bərk oksid yanacaq hüceyrəsi (Solid Oxide Fuel Cell – SOFC) yanacağın kimyəvi enerjisini yanma mərhələsindən keçirmədən, birbaşa elektrokimyəvi çevrilmə mexanizmi ilə elektrik enerjisinə çevirən qurğular sinfinə aiddir. Yanacaq hüceyrələrinin əsas fərqləndirici əlaməti istifadə olunan elektrolit materialıdır və SOFC bu baxımdan bərk oksid/keramika elektrolitə malik olması ilə xarakterizə olunur. Elektrolit seçimi hüceyrənin ion keçiriciliyi, işləmə temperaturu, katalizator ehtiyacı, yanacağa həssaslıq və uzunmüddətli dayanıqlılıq kimi parametrlərə birbaşa təsir göstərdiyi üçün SOFC texnologiyasının texniki üstünlükləri və məhdudiyyətləri məhz bu material–proses əlaqəsi üzərində formalaşır.

SOFC-lərin klassik iş prinsipi katod tərəfdə oksigenin reduksiya olunaraq oksigen ionlarına çevrilməsi və həmin ionların bərk elektrolit vasitəsilə katoddan anoda daşınması üzərində qurulur. Anod tərəfdə isə hidrogen (H_2), karbon monoksit (CO) və ya digər üzvi ara məhsullar bu oksigen ionları ilə elektrokimyəvi reaksiyaya girərək oksidləşir; bu proses elektronların xarici dövrəyə verilməsi ilə nəticələnir və elektrik cərəyanı yaranır. Son illərdə isə oksigen ionu daşıyan elektrolitlərdən fərqli olaraq elektrolit boyunca proton nəqli təmin edən proton keçirici SOFC-lər (PC-SOFC) də inkişaf etdirilir; bu yanaşma bəzi rejimlərdə temperaturun aşağı salınmasına və suyun formalaşma yerinin dəyişməsi hesabına sistem dizaynının sadələşməsinə şərait yarada bilər, lakin material və sabitlik məsələləri ayrıca qiymətləndirilməlidir.

SOFC texnologiyasının ən mühüm fərqləndirici xüsusiyyəti onun yüksək işləmə temperaturunda fəaliyyət göstərməsidir; praktik sistemlər adətən təxminən 600–1000°C diapazonunda işlədilir. Məhz bu yüksək temperatur bir tərəfdən ciddi üstünlüklər yaradır: kinetik baxımdan reaksiyalar sürətlənir, elektrod prosesləri üçün bahalı platin qrupu metal katalizatorlarına (PEMFC kimi aşağı temperaturlu hüceyrələrdə tələb olunan) ehtiyac azalır və CO-nun katalizator “zəhərlənməsi”-nə qarşı həssaslıq nisbətən zəifləyir. Digər tərəfdən, yüksək temperatur SOFC-nin əsas məhdudiyyətini formalaşdırır: sistemin istilik inersiyası böyük olduğuna görə işə düşmə vaxtı uzanır, termal gərginliklər səbəbilə mexaniki dayanıqlılıq tələbləri sərtləşir və elektrolit–elektrod–interkonnekt materiallarının kimyəvi uyğunluğu daha kritik hala gəlir. Bu səbəbdən SOFC-lərdə material seçimi yalnız elektrokimyəvi performans deyil, həm də termal dövrəmə (start/stop) şəraitində çatlama, delaminasiya və uzunmüddətli degradasiya risklərini müəyyənləşdirən əsas dizayn amilidir.

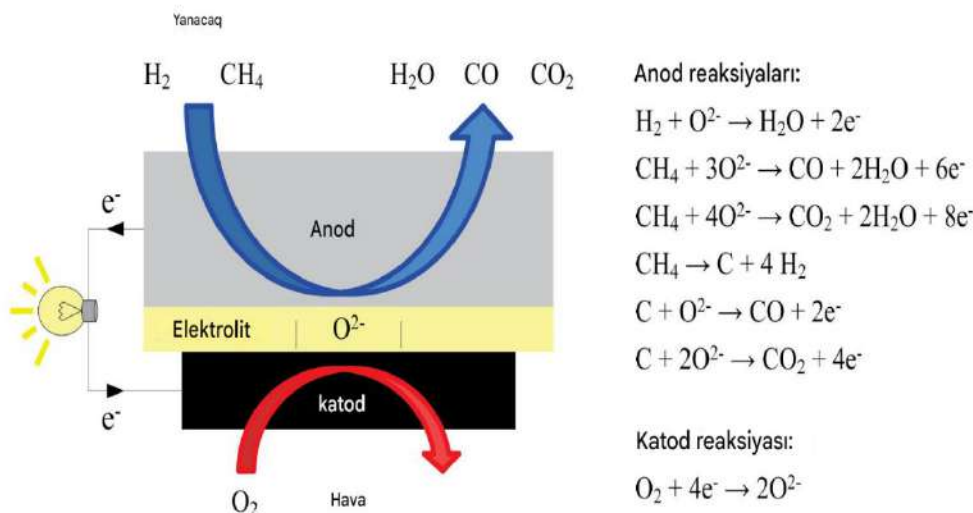
SOFC-lərin perspektiv üstünlükləri sırasında yüksək elektrik səmərəliliyi ilə yanaşı, yüksək temperaturun yaratdığı “dəyərli istilik” potensialı da qeyd olunur: egzoz istiliyinin bərpası ilə birləşən inteqrasiya edilmiş sistemlərdə ümumi enerji səmərəliliyini (elektrik + faydalı istilik) artırmaq mümkündür. Bundan əlavə, SOFC-lərin yanacaq elastikliyi genişdir: hidrogenlə yanaşı karbonmonoksit və bəzi hidrokarbon əsaslı yanacaqlardan (müəyyən şərtlərlə) istifadə etmək imkanları mövcuddur. Emissiya baxımından isə yanma prosesi dominant olmadığı üçün NO_x kimi klassik yanma mənşəli çirkləndiricilərin yaranma potensialı aşağı olur; lakin real emissiya profili yanacağın tərkibindən, ön emal mərhələlərindən və sistemin istilik idarəetməsindən asılıdır. Bu yanaşma iqtisadi cəhətdən də cəlbedici görünə bilər, çünki yüksək səmərəlilik eyni elektrik çıxışı üçün yanacaq sərfini azalda bilər; bununla belə, ilkin kapital xərcləri, materialların qiyməti və “balance of plant” (istilik idarəetmə, qaz emalı, izolasiya) komponentləri ümumi iqtisadi dəyəri müəyyən edən əsas faktorlar kimi qalır.

SOFC-lərin praktik tətbiqində ən çox müzakirə olunan məsələlərdən biri yanacağın keyfiyyəti və çirkləndiricilərə həssaslıqdır. Yüksək temperatur CO zəhərlənməsi problemini xeyli yumşaltsa da, SOFC-lərdə kükürd birləşmələrinə (məs., H_2S) qarşı həssaslığın geniş müşahidə edildiyi vurğulanır; kükürd tərkibli komponentlər elektrod aktivliyini azalda və degradasiyanı sürətləndirə bildiyi üçün hüceyrəyə daxil olmadan əvvəl yanacaqdan kükürdün çıxarılması zəruri hesab olunur. Bu tələb, xüsusilə tərkibi dəyişkən və natəmiz olan sahə qazlarında (o cümlədən bioqaz, qazlaşdırılmış biokütlə və kömür qazı kimi “aşağı keyfiyyətli” yanacaqlarda) texnoloji zənciri mürəkkəbləşdirir və əlavə avadanlıq tələb edir.

Aşağı keyfiyyətli yanacaqların SOFC-lərdə istifadəsi zamanı digər kritik problem karbon yığılmasıdır. Qazlaşdırma prosesi yanacaq hüceyrələri üçün uyğun qaz fazalı yanacaq yaratmağa yönəlsə də, nəticə qaz tərkibində metan və toluol kimi komponentlərlə yanaşı, daha ağır poliaromatik birləşmələr və qısa zəncirli karbohidrogenlər də yarana bilər. Bu cür komponentlər SOFC anodunda karbon çökməsi (coking) riskini artırır, kütlə ötürülməsini və elektrod aktivliyini məhdudlaşdırır, nəticədə performansın sürətli azalmasına səbəb ola bilər. Buna görə belə yanacaqlar üçün reforminq/islahat (steam reforming, partial oxidation və s.) və qazın təmizlənməsi mərhələləri daha mürəkkəb qurulur; bu isə həm kapital, həm də istismar xərclərini artırır. Bəzən reforminq və kükürddən təmizlənmə kimi ön emal mərhələlərinin xərcləri miqyasdan və tətbiq ssenarisindən asılı olaraq yanacaq hüceyrəsinin öz qiyməti ilə müqayisə edilə biləcək həddə yüksələ bilər ki, bu da xüsusilə aşağı güc çıxışlı və ya daşınma/logistika tələbi yüksək olan sistemlərdə daha kritik problemə çevrilir.

Bu kontekstdə SOFC texnologiyasının tətbiqi həmişə “yalnız hüceyrə performansı” ilə deyil, bütövlükdə sistem səviyyəsində qiymətləndirilməlidir. Əgər yanacaq axını sabit, nisbətən təmiz (kükürd və ağır karbohidrogenlər baxımından məhdud) və logistik baxımdan uyğunlaşdırıla biləndirsə, SOFC yüksək elektrik səmərəliliyi və aşağı emissiya potensialı ilə üstünlük verə bilər. Lakin yanacağın heterojenliyi, tərkib dəyişkənliyi və yüksək çirkləndirici yükü olduqda qazın kondisionlaşdırılması üçün tələb olunan əlavə bloklar (desulfurizasiya, reforminq, tar/BTX təmizlənməsi və s.) sistemin həm texnoloji mürəkkəbliyini, həm də iqtisadi yükünü artırır. Nəticə etibarilə, SOFC-lər enerji bərpası baxımından yüksək potensiala malik olsa da, onların real tətbiq səmərəliliyi yanacağın keyfiyyətinin təmin olunması, ön emal strategiyasının düzgün seçilməsi və yüksək temperaturda uzunmüddətli material sabitliyinin idarə olunması ilə bilavasitə müəyyənə bilər.

Şəkil 3-də Bərk oksid yanacaq elementinin iş prinsipinin sxemi verilmişdir.



Şəkil 3 Bərk oksid yanacaq elementinin iş prinsipinin sxemi.

Bərk Oksid Yanacaq Hüceyrəsindən (SOFC) istifadə edərək Qaz Turbininin Döngüsü bərpa məqsədləri üçün istifadə edilə bilən karbohidrogen yanacaqlarından elektrik enerjisi istehsalının başqa bir üsuludur. SOFC-lər müxtəlif karbohidrogen yanacaqlarını emal etmək qabiliyyətinə malikdir. Təxminən 1000C0 yüksək iş temperaturuna malik olan SOFC, sistemin məhsuldarlığını artırmaq üçün isti su, buxar və ya dibçəkmə dövrü vasitəsilə əlavə enerji yaratmaqla çıxarıla bilən əhəmiyyətli miqdarda artıq istilik istehsal edir.. Qazın yüksək H₂S ilə məşəldə yandırılması zamanı bu növün

- (i) texnologiyanın termodinamik səmərəliliyi artdıqca sistemin kapital və integrasiya mürəkkəbliyi yüksəlir;
- (ii) yanacağın “natəmiz” və heterogen tərkibi texnologiyadan asılı olaraq fərqli risklər yaradır və əlavə hazırlama bloklarının payını artırır;
- (iii) uzaq, şəbəkədən kənar obyektlər üçün operativlik və modulluq, bəzən maksimal səmərəlilikdən daha yüksək prioritetə çevrilir.

1. Alcheikhhamdon Y., Hoorfar, M., (2016), “Natural gas quality enhancement: A review of the conventional treatment processes, and the industrial challenges facing emerging technologies”, Journal of Natural Gas Science & Engineering 34, 689-701.
2. Asadi, J., Yazdani, E., Hosseinzadeh Dehaghani, Y., & Kazempoor, P. (2021). Technical evaluation and optimization of a flare gas recovery system for improving energy efficiency and reducing emissions. Energy Conversion and Management, 236.
3. Dinani, A. M., Nassaji, A., & Hamzehlouyan, T. (2023). An optimized economic-environmental model for a proposed flare gas recovery system. Energy Reports, 9, 2921–2934.
4. Orisaremi, K. K., Chan, F. T. S., Fu, X., & Chung, N. S. H. (2023). Maximizing flare gas power generation for the design of an optimal energy mix. Journal of Cleaner Production, 391.
5. https://en.wikipedia.org/wiki/Associated_petroleum_gas
6. https://www.researchgate.net/publication/335591988_Associated_Petroleum_Gas_Flaring_The_Problem_and_Possible_Solution

**ЭФФЕКТИВНОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПОПУТНОГО ГАЗА –
ВЫРАБОТКА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ**

Мовсум Мамедов

Азербайджанский Государственный Университет Нефти и Промышленности,

Кафедра «Нефтегазовая инженерия»,

Магистрант, movsum.mdv@gmail.com

Аннотация

В нефтегазовой промышленности значительная часть попутного (факельного) газа, образующегося на стадиях добычи и первичной подготовки, по технологическим и требованиям безопасности сжигается на факеле, что приводит к потере его энергетического потенциала. Использование факельного газа в качестве топлива для выработки электроэнергии на месте рассматривается как практический способ повышения экономической эффективности и снижения выбросов. В статье систематизированы и сопоставлены основные технологические решения по преобразованию факельного газа в электрическую энергию для удалённых объектов и месторождений с ограниченной инфраструктурой. Рассмотрены газотурбинный цикл (GTC), парогазовая установка (CCGT), цикл на базе двигателей внутреннего сгорания (ICES) и твёрдооксидные топливные элементы (SOFC) с анализом принципов работы, преимуществ и ограничений, а также требований к подготовке топлива при изменчивом составе газа (H_2S , CO_2 , влажность, гетерогенность). Показано, что CCGT обеспечивает более высокий общий КПД и более устойчивую выдачу мощности, однако сопровождается повышенными капитальными затратами и потенциально более длительным сроком окупаемости. ICES характеризуется модульностью, быстрым пуском и сравнительно низкими капитальными затратами в диапазоне малых и средних мощностей. SOFC обладает высоким электрическим КПД и низким потенциалом выбросов, но высокая рабочая температура и чувствительность к сере ограничивают масштабирование без соответствующей предварительной очистки. В заключение сформулированы ключевые критерии выбора технологий и практические сценарии внедрения решений «факельный газ – электроэнергия».

Ключевые слова: попутный газ, факельный газ, выработка электроэнергии, газотурбинный цикл (GTC).

OPTIMIZATION OF WELL PERFORATION INTERVALS AND SELECTION OF PERFORATING GUNS

Murad Bahramzada

Abstract

The article investigates the restoration of production in brownfield (existing) wells, as well as the optimization of perforation intervals using integrated geophysical and geological methods to re-engage residual hydrocarbon reserves (oil and gas) into production. Within the scope of this study, structural-geological modeling was performed using Petrel software, supplemented by cross-well correlation analysis. Based on the reservoir's filtration-capacity properties, the most promising zones were identified within the depth interval of 1225–1235 m. As a technological solution, the application of the plastic perforation method—which preserves the integrity of the well's cement sheath and minimizes the colmation effect in the near-wellbore area—was justified.

Re-perforation operations were conducted at an active oil field in Azerbaijan, and the five-month performance data were plotted on a graph. Practical application shows that based on the implemented methodology, stable oil production was achieved during the first two months while maintaining a minimal water cut (10-20%). From the third month onwards, an increase in the water cut was observed due to energy depletion in the mature field and the effect of bottom-water coning toward the wellbore. This article demonstrates the possibility of restoring well productivity, albeit in the short term, by optimizing the perforation interval and proves the effectiveness of an integrated engineering approach in the process.

Keywords: reperforation, perforation interval, plastic perforator, hydromechanical perforation, optimal interval.

QUYULARIN PERFORASIYA İNTERVALININ OPTİMALLAŞDIRILMASI VƏ PERFORATORUN SEÇİLMƏSİ

Murad Bəhrəmzadə

Azərbaycan Dövlət Neft və Sənaye Universiteti,

Xülasə

Məqalədə köhnə(istifadədə olan) fondun quyularında hasilatın bərpası, həmçinin layın qalıq karbohidrogen ehtiyatlarının(neft və qaz) yenidən istismara cəlb edilməsi üçün perforasiya intervallarının kompleks geofiziki və geoloji metodlarla optimallaşdırılması araşdırılmışdır. Bu tədqiqat çərçivəsində Petrel proqramı mühitində struktur-geoloji modelləşdirmə, əlavə olaraq, quyulararası korrelyasiya analizləri aparılaraq, quyu layının süzülmə-tutum xassələrinə əsaslanaraq 1225–1235 m dərinlik intervalında yerləşən ən perspektivli zonalar təyin olunmuşdur. Texnoloji həll kimi, quyunun sement həlqəsinin bütövlüyünü qoruyan, həmçinin quyudibi ərazidə kolmatasiya effektini minimallaşdıran yarıqlı perforasiya metodunun tətbiqi əsaslandırılmışdır.

Azərbaycanda hazırda istismarda olan Neft yatağının birində reperforasiya işləri aparılıb 5 aylıq göstəricilər qrafik üzərində yerləşdirilib. Praktiki tətbiqində qeyd edilir ki, tətbiq edilən metodologiya əsasında istismarın ilk iki ayında su payı minimal həddə (10-20%) saxlanılmaqla sabit neft hasilatı əldə edilmişdir. Üçüncü aydan sonra isə köhnə yataqda enerji tükənməsi və daban sularının quyudibi hissəyə doğru konuslaşma effekti nəticəsində quyu debitində su payının artışı müşahidə olunmuşdur. Bu məqalədə quyunun perforasiya intervalını optimallaşdırmaq vasitəsilə quyu məhsuldarlığının qısamüddətlidə olsa bərpasına nail olmağın mümkünlüyünü və əlavə olaraq prosesdə kompleks mühəndislik baxışının effektivliyini sübut edir.

Açar sözlər: reperforasiya, perforasiya intervalı, yarıqlı perforator, hidromexaniki perforasiya, optimal interval.

Giriş

Perforasiya əməliyyatı neft-qaz quyularının tamamlanma hissəsinin ən mühim halqası hesab edilir. Bu texnoloji proses lay və quyu arasında hidrodinamik əlaqə təmin edərək, quyunun bütün istismar müddətindəki hasilat dinamikasını müəyyənləşdirir. Müasir neft-qaz sənayesində, xüsusilə

köhnə və ya yeni yataqların qalıq ehtiyatlarının mənimsənilməsində perforasiya intervallarının düzgün seçilməsi həmçinin uyğun metodun tətbiqi həm nəzəri, həm də praktik aktuallığa malikdi.

1.1. Quyudibi hissənin Filtrasiya Xüsusiyyətlərinin Tədqiqi: Perforasiya prosesində əmələ gələn yüksək təzyiq dalğası süxurun quruluşunu dağıdaraq kanal ətrafında “Şliftənmiş hissə” formalaşdırır. Bell (1) və Behrmannın (5) laboratoriya sınaqları təsdiqləmişdilər ki, bu hissədə keçiricilik layın ilkin keçiriciliyindən 4–10 dəfə aşağı olur. Klassik mühəndislikliyə görə, quyudibinin ($R=1$ m radiusunda) cüzi zədələnməsində quyu məhsuldarlığının (60-70%) düşməsinə gətirib çıxarır (13). Bu mənfi təsirlərin aradan qaldırılmasına görə depressiya altında perforasiya və ya Azərbaycan mühəndisliyində geniş tədqiq olunan mexaniki-kimyəvi təsir üsullarının (şırnaq və turşu emalı) integrasiyası ən effektiv həll yolu kimi qəbul edilir (14, 15).

1.2. Həndəsi Parametrlərin və Texnoloji Seçimin Əsaslandırılması: Analitik tədqiqatlar göstərir ki, quyu səmərəliliyi üçün atış sıxlığından daha çox, nüfuzetmə dərinliyi həlledici faktordur (4). Thompsonun (3) qeyd etdiyi kimi, bu dərinlik birbaşa süxurun mexaniki möhkəmliyi ilə tərs mütənəsbidir. Kanalin faza bucağına gəldikdə isə, Harris (2) 90° fazanın maksimal drenaj zonası yaratdığını sübut etmişdir. Bununla belə, Zhou və digərləri (9) vurğulayırlar ki, atış sıxlığının 8 P/m həddindən artıq artırılması hər zaman məhsuldarlıq artımına səbəb olmur. Digər tərəfdən, Əlşərfi və Bodi (10) şaquli quyularda yüksək atış sıxlığına malik sistemlərin skin-faktoru minimallaşdırmaqda üstünlüyünü nümayiş etdirmişlər.

1.3. Geomexaniki Risklər və Laylararası İzolyasiya: Perforasiya yalnız hidrodinamik deyil, həm də geomexaniki bir prosesdir. Halleck (6) sübut etmişdir ki, lay şəraitindəki effektiv gərginlik perforatorun gücünü laboratoriya sınaqları ilə müqayisədə əhəmiyyətli dərəcədə azaldır. Bu səbəbdən, Mirzəcanzadənin (12) metodologiyasında qeyd etdiyi kimi, süxur nəmliyi və dağ təzyiqi seçilən perforasiya üsuluna birbaşa təsir edir. Guan və Yan (11) isə göstərişlər ki, perforasiya şoku zamanı sement həlqəsində mikroçatlara yaranaraq laylararası izolyasiyanı poza bilər. Buna görə, apardığımız işdə tətbiq edilən hidromexaniki yarıqlı perforasiya metodu həm sement həlqəsinin bütövlüyünü qorumaq, həm də qum gəlməsi riskini (Venkitaramanın qeyd etdiyi kimi (7)) minimallaşdırmaq baxımından müasir alternativ kimi çıxış edir.

Tədqiqatın əsas yeniliyi "Petrel" proqram təminatında qurulmuş struktur-geoloji modelləşdirmə ilə hidromexaniki perforasiya texnologiyasının sintezindən ibarətdir. Wang və digərlərinin (8) qeyd etdiyi kimi, perforasiya intervallarının riyazi və geoloji metodlarla optimallaşdırılması quyunun "yaşam dövrü" ərzində maksimum neftvermə əmsalına nail olmağa imkan verir.

İşin məqsədi

Təqdim olunan tədqiqat işinin əsas məqsədi, mürəkkəb geoloji quruluşa malik neft yataqlarında quyuların istismar müddətini maksimuma çatdırmaq və layın karbohidrogen potensialından səmərəli istifadə etmək üçün perforasiya intervallarının kompleks geofiziki-geoloji metodlarla optimallaşdırılması və texnoloji cəhətdən ən uyğun perforasiya metodunun seçilməsini elmi və praktik cəhətdən əsaslandırmaqdır.

Bu məqsədə nail olmaq üçün işin gedişatında aşağıdakı konkret vəzifələrin icrası nəzərdə tutulmuşdur:

1. İlk öncə yatağın struktur-geoloji modelini tapılmalı.(antiklinal,sinklinal,monoklinal və s.)

2. Strukturda quyunun yeri müəyyənləşməli.(qanad və ya mərkəz)
3. Su-neft və ya qaz-neft kontaktlarının(SNK və QNK) 2D xəritəsi qurulur.
4. Ənənəvi perforasiyalarda baş verən mənfi təsirləri azaltmaq (Şliftlənmiş zona,sement halqasında mikroçatların yaranması və s.) üçün alternativ texnoloji həlli müəyyənləşdirmək
5. Tapılan yarıqlı hidromexaniki perforasiyanın üstünlüklərini elmi-praktiki tərəfdən təhlil etmək.
6. Perforasiya intervalının seçilməsi zamanı su konuslaşmasına diqqət etməklə susuz dövrü uzatmaq.
7. Təqdim etdiyimiz metodologiyanın hər hansı quyuda tətbiq edərək nəticəsinə nəzər edib susuz və sulu dövrünü müəyyənləşdirməklə iqtisadi səmərəliliyini və texnoloji etibarlılığını sübut etmək.

Bizim göstərdiyimiz metodologiyanın yeniliyi budur ki , burada tək bir texnoloji əməliyyat deyil, həmçinin geoloji modelləşdirməylə mühəndislik həllərinin integrasiyası təqdim olunur. Bu yanaşma, quyunun iş müddəti ərzində minimum kapitalla maksimum neftvermə əmsalına nail olmağa xidmət edir.

Tədqiqatın Metodologiyası

- Struktur-geoloji təhlil: Quyunun yerləşdiyi strukturun tipi (antiklinal, sinklinal, monoklinal) və quyu lüləsinin struktur daxilindəki mövqeyi (nüvə və ya qanad hissəsi) dəqiqləşdirilməlidir,çünki sinklinal quruluşlu laylarda nüvənin smentlənməsi zəif olur qanadlara getdikcə qədim süxurlar olduğu üçün bərkiyi antiklinalda isə əksinədir,buda perforatorun seçilməsində əsas faktordur. Həmçinin bu, lay daxilində flüidlərin paylanma dinamikasını anlamaq üçün zəruridir.
- Lay sərhədlərinin və flüid kontaktlarının təyini: İstismar obyektinin tavan və daban sərhədləri, həmçinin Su-Neft (SNK) və Qaz-Neft (QNK) kontakt xətləri yüksək dəqiqliklə müəyyənləşdirilməlidir.
- Kollektor xüsusiyyətlərinin qiymətləndirilməsi: Layın petrofiziki parametrləri — məsaməlilik, keçiricilik, gillilik dərəcəsi və anizotropluq əmsalı kimi parametrlər analiz edilməlidir. Eyni zamanda, quyu lüləsində kəmərxası sementlənmə keyfiyyəti (sement daşının bütövlüyü) yoxlanılmalıdır.
- Hidrodinamik risklərin minimallaşdırılması: Perforasiya intervalı elə seçilməlidir ki, istismar dövründə yaranan depressiya nəticəsində qaz və su konuslaşması baş verməsin. Bunun üçün intervalın kənar hüdudlarından flüid kontaktlarına qədər təhlükəsiz məsafə saxlanılmalıdır.
- Konstruktiv və mexaniki məhdudiyyətlər: Perforasiya yarığının istismar kəmərinin birləşmə muftalarına düşməməsi üçün dəqiq dərinlik korreksiyası aparılmalıdır. Perforatorun seçimi isə süxurun mexaniki dayanıqlığı və layın gərginlik vəziyyəti ilə uzlaşdırılmalıdır.
- Qravitasiya faktorunun və lay enerjisinin idarə olunması: İstismar müddətinin son mərhələlərinə qədər hasilatın stabilliyini təmin etmək məqsədilə perforasiya intervalının layın orta hissəsindən bir qədər aşağı zonada yerləşdirilməsi prioritet hesab olunur. Bu yanaşma, ağırlıq qüvvəsinin, yəni qravitasiya faktoru filtrasiya prosesinə müsbət təsirdən maksimum istifadə etməyə və lay təzyiqinin şaquli istiqamətdə paylanma xüsusiyyətləri hesabına quyudibi zonada daha yüksək təzyiq qradientini saxlamağa imkan verir. Beləliklə, layın enerji resurslarından istifadə səmərəliliyi artırılır və flüidin quyuya axın dinamikası optimallaşdırılır.

Təklif olunan metodologiyanın praktiki tətbiqi

Təklif edilmiş kompleks metodologiyanın effektivliyini qiymətləndirmək məqsədilə, Azərbaycanın neft yataqlarından birində qazılmış istismar quyusunda perforasiya əməliyyatı layihələndirilmiş və icra edilmişdir. Praktiki tətbiq prosesi aşağıdakı ardıcıl mərhələlər üzrə həyata keçirilmişdir:

Struktur-Geoloji Modelləşdirmə və Quyuların Seçilməsi

İstismar obyektinin struktur quruluşunu və layın yatım istiqamətini dəqiqləşdirmək üçün Petrel program təminatı vasitəsilə quyuların sahə üzrə paylanma sxemi tərtib edilmişdir. Tədqiqat üçün istismar quyusundan müvafiq olaraq 90 m və 180 m məsafədə yerləşən iki tədqiqat quyusu seçilmişdir. Bu üç nöqtəli analiz metodu layın struktur kəsilməzliyini və flüid kontaktlarının dinamikasını izləməyə imkan vermişdir.

Tədqiqat prosesinin növbəti mərhələsində seçilmiş tədqiqat quyularında (şərti olaraq K-1 və K-2 quyuları) kompleks radioaktiv karotaj (İNK - impuls-neutron karotajı və s.) ölçmələri yerinə yetirilmişdir. Bu tədqiqatlar vasitəsilə məhsuldar layın flüid doyumluluq nisbətləri (neft, qaz və su doyumluluğu) və lay təzyiqinin paylanma qanunauyğunluqları müəyyən edilmişdir.

Geofiziki Interpretasiya və Quyulararası Korrelyasiya

Hər üç quyuda aparılmış kompleks karotaj işlərinin (YK, QQK, AK və s.) nəticələri sintez edilərək fərdi interpretasiya diaqramları qurulmuşdur. Quyulararası korrelyasiya əmsallarının hesablanması nəticəsində məhsuldar layın tavan və daban sərhədləri yüksək dəqiqliklə müəyyən edilmişdir. Aparılan petrofiziki analizlər nəticəsində iki əsas yüksək məhsuldar interval identifikasiya olunmuşdur (perforasiya ediləcək lay 56-60% neftlidir):

- **Interval I:** 1225 – 1230 m
- **Interval II:** 1231.5 – 1235 m

Həmin intervallar üzrə karbohidrogenlərin kütlə miqdarı və doyumluluq dərəcəsi təyin edilərək cədvələ daxil edilmişdir.

Cədvəl 1

Sıra sayı	Quyuy	Play, atm	Cəm hasilat, ton		
			Neft	Su	Maye
1	1	32	15045	351	15396
2	2	30	2436	15	2451

Hidromexaniki Perforatorun Konstruktiv İş Prinsipi

Cihazın iş mexanizmi aksial (oxboyu) mexaniki qüvvənin kəsici elementlərin radial yerdəyişməsinə transformasiyası və ardıcıl hidrodinamik stimullaşdırma prinsiplərinə əsaslanır. Qurğunun fəaliyyət dövrəsi aşağıdakı ardıcıl mərhələlərlə icra edilir:

- Aktivləşmə və Kəsim: Korpus (1) içərisindəki paza oxşar piston-itici (2) aşağı hərəkət edərək kəsici bloka (3) təsir edir. Pistonun basması ilə şaft (10) üzərində montaj edilmiş balans qolunun (6) yuxarı seqmenti (7) sıxılır. Bu zaman korpusla sərt bərkidilmiş yönləndirici paz (9) aşağı qolu (8) əks istiqamətdə basaraq, uzadıla bilən kəsici alətləri (4 və 5) radial istiqamətdə kənarlara doğru açır.
- Hidrodinamik Gücləndirmə: Kəsimmə sinxron olaraq, korpus (1) və ya piston (2) üzərindəki yüksək təzyiqli su püskürtmə ştuserləri (14) vasitəsilə qum-maye şırnağı sement həlqəsinə yönəldilir. Bu, kanalın dərinliyini artırır və quyuətrafi zonada hidrodinamik müqaviməti minimallaşdırır.
- Geri Çəkilmə və Sabitlənmə: Proses bitdikdə, pistonun (2) yuxarı hərəkəti ilə ona qoşulmuş dayaq çubuqları (13) balans qolu (6) üzərindəki istiqamətləndirici yarıq (12) boyunca hərəkət edir. Bu mexanizm kəsici alətləri avtomatik olaraq nəqliyyat mövqeyinə qaytarır.

Yenidən Perforasiya Olunmuş Quyunun İstismar Göstəricilərinin Dinamik Təhlili

Tədqiqat daxilində seçilmiş obyekt köhnə fondun quyusu olduğundan, yenidən perforasiya əməliyyatından sonrakı 5 aylıq istismar zamanı ətraflı təhlil edilmişdir. Bu proses ərzində hasilatın dinamikasında aşağıdakı qanunauyğunluqlar müşahidə olunmuşdur:

- İlk Stabil Dövr : İstismar dövrünün ilk iki ayında təklif olunan yarıqlı hidromexaniki perforasiya metodu ilə quyudibi zonada effektiv süzülmə səthi yaradılmış və neft hasilatı stabil dinamika ilə davam etmişdir. Bu mərhələdə su amili texnoloji minimal hədlərdə (10-20%) saxlanılmışdır.
- Sulaşma mərhələsi: İstismarın 3-cü ayından başlayaraq quyu məhsulunda suyun faizi kəskin artmağa başlayıb maksimum olub debitdə neft-su nisbəti eyniləşmişdir. Bu fenomen köhnə yataqlar üçün xarakterik olan lay enerjisinin tükənməsi və depressiya nəticəsində daban sularının quyudibinə doğru "konuşlaşma" effekti ilə izah edilir.
- Debitdə su amilinin üstünlüyü: İstismarın son iki ay nəticələrində, quyu debitində suyun miqdarı neft hasilatını üstələmişdir. Amma qeyd edilməlidir ki, yenidən perforasiya olunmuş köhnə quyu üçün ilk aylarda əldə edilən təmiz neft hasilatı tətbiq edilən metodun layın qalıq ehtiyatlarını hərəkətə gətirmək qabiliyyətini sübut edir.

Nəticələr və Müzakirə

Azərbaycanın neft yataqlarından birində, köhnə fondun quyusunda perforasiya intervallarının optimallaşdırılması və texnoloji seçimin əsaslandırılması istiqamətində aparılan tədqiqatlar nəticəsində aşağıdakı elmi-praktiki nəticələr əldə edilmişdir:

1. Kompleks Modelləşdirmənin Effektivliyi: "Petrel" proqram təminatı vasitəsilə qurulmuş struktur-geoloji model və quyulararası korrelyasiya analizləri, köhnə yataqların mürəkkəb şəraitində məhsuldar layın tavan və daban sərhədlərini, eləcə də flüid kontaktlarını (SNK)

yüksək dəqiqliklə müəyyən etməyə imkan vermişdir. Bu, reperforasiya üçün optimal intervalların (1225–1235 m) düzgün seçilməsində həlledici rol oynamışdır.

2. Texnoloji Seçimin Üstünlüyü: Hidromexaniki yarıqlı perforasiya metodunun tətbiqi, ənənəvi kumulyativ perforasiyadan fərqli olaraq, istismar kəmərinə və sement həlqəsində dağıdıcı şok yüklərinin yaranmasının qarşısını almışdır. Bu isə laylararası izolyasiyanın qorunmasını və quyudibi zonada kolmatasiya müqavimətinin minimuma endirilməsini təmin etmişdir.
3. İlk Hasilatın Sabitliyi: Praktiki tətbiqin ilk iki ayı ərzində su amilinin minimal həddə (10-20%) saxlanması və neft hasilatının sabit dinamikası, seçilmiş perforasiya intervalının daban sularından kifayət qədər təhlükəsiz məsafədə yerləşdiyini və metodologiyanın qısamüddətli dövrdə yüksək effektivliyini sübut edir.
4. Hidrodinamik Proseslərin Təhlili: İstismarın 3-cü ayından başlayaraq suyun miqdarının artması texnoloji seçim xətası deyil, köhnə yataqlar üçün qaçılmaz olan lay enerjisinin tükənməsi və depressiya nəticəsində yaranan "konuşlaşma" effekti ilə əsaslandırılmışdır. Bu, köhnə fondun quyularında hətta ən optimal perforasiya metodundan sonra belə, gələcəkdə əlavə izolyasiya və ya suyun bağlanması əməliyyatlarının zəruriliyini göstərir.

ƏDƏBİYYAT

1. Bell, W. T., Brieger, E. F., & Harrigan, J. W. (1972). Laboratory Flow Characteristics of Gun Perforation. *Journal of Petroleum Technology (JPT)*, 24(09), 1095-1103.
2. Harris, M. H. (1966). The Effect of Perforating on Well Productivity. *Journal of Petroleum Technology*, 18(04), 518-528.
3. Thompson, G. D. (1962). Effects of Formation Compressive Strength on Perforator Performance. *Drilling and Production Practice, API-62-191*, 191-197.
4. McDowell, J. M., & Muskat, M. (1950). The Effect on Well Productivity of Formation Penetration Beyond Perforated Casing. *Transactions of the AIME*, 189(01), 309-312.
5. Behrmann, L. A., Pucknell, J. K., Bishop, S. R., & Hsia, T. Y. (1991). Measurement of Additional Skin Resulting From Perforation Damage. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition, SPE-22809-MS*, Dallas, Texas.
6. Halleck, P. M., Saucier, R. J., Behrmann, L. A., & Ahrens, T. J. (1988). Reduction of Jet Perforator Penetration in Rock Under Stress. *63rd Annual Technical Conference and Exhibition of SPE, SPE-18242-MS*, Houston.
7. Venkitaraman, A., Behrmann, L. A., & Noordermeer, A. H. (2000). Perforating Requirements for Sand Prevention. *SPE International Symposium on Formation Damage Control, SPE-58715-MS*, Lafayette, Louisiana.

8. Wang, Z., Wei, J., Zhang, J., Gong, B., & Yan, H. (2010). Optimization of perforation distribution for horizontal wells based on genetic algorithms. *Petroleum Science*, 7(2), 232-238.
9. Zhou, S. T., Ma, D. Q., & Liu, M. (2002). Optimization of perforation tunnel distribution in perforated horizontal wells. *Journal of the University of Petroleum, China*, 26(3), 52-54.
10. Elsharafı, M. O., & Bodi, T. (2017). Evaluation of the productivity of vertical oil wells by using different high shot density (HSD) guns. *International Journal of Petrochemical Science & Engineering*, 2(2), 55-61.
11. Yan, Y., Guan, Z., Yan, W., & Wang, H. (2019). Analysis method of cement sheath damage zone after perforation. *SPE/ IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition*, SPE-196316-MS, Bali, Indonesia.
12. Mirzəcanzadə, A. X., İsgəndərov, M. Ə., & Sadıxzadə, Ə. S. (1960). Neft və qaz yataqlarının işlənməsi və istismarının nəzəri əsasları. Bakı: Azərnəşr, 140-142.
13. Abdullayev, M. Ə., Ağayev, R. Q., & Əmirov, Ə. C. (1970). Neft və qaz yataqlarının işlənməsi və istismarı. Bakı: Maarif, 90-92.
14. Əmirov, Ə. D., Mirzəcanzadə, A. X., və b. (2000). Neft və qaz quyularının istismarı. Bakı: Elm.
15. Ибатуллин, Р. Р., и др. (2012). Технология гидropескоструйной перфорации с одновременной кислотной обработкой. *Нефтяное хозяйство*, №4.

ОПТИМИЗАЦИЯ ИНТЕРВАЛОВ ПЕРФОРАЦИИ СКВАЖИН И ВЫБОР ПЕРФОРАЦИОННЫХ ПУШЕК

Мурад Бахрамзаде

Азербайджанский Государственный Университет Нефти и Промышленности,

Кафедра «Нефтегазовая инженерия»,

Магистрант, mbehremzade@list.ru

Аннотация

В статье исследованы вопросы восстановления добычи на скважинах старого (действующего) фонда, а также оптимизация интервалов перфорации комплексными геофизическими и геологическими методами для повторного вовлечения в эксплуатацию остаточных запасов углеводородов (нефти и газа). В рамках данного исследования в среде программного обеспечения Petrel было проведено структурно-геологическое моделирование, а также выполнен анализ межскважинной корреляции, на основе чего по фильтрационно-емкостным свойствам пласта были определены наиболее перспективные зоны в интервале глубин 1225–1235 м. В качестве технологического решения обосновано применение метода пластическая перфорация, обеспечивающего сохранение целостности цементного кольца скважины и минимизирующего эффект кольтматации в призабойной зоне.

На одном из эксплуатируемых нефтяных месторождений Азербайджана были проведены работы по реперфорации, и показатели за 5 месяцев отражены на графике. В ходе практического применения отмечается, что на основе внедренной методологии в первые два месяца эксплуатации была достигнута стабильная добыча нефти при сохранении обводненности на минимальном уровне (10-20%). После третьего месяца, вследствие истощения энергии старого месторождения и эффекта конусообразования подошвенных вод в сторону забоя, наблюдался рост доли воды в дебите скважины. Данная статья доказывает возможность восстановления продуктивности скважины, хотя и в краткосрочной перспективе, посредством оптимизации интервала перфорации, а также подтверждает эффективность комплексного инженерного подхода в данном процессе.

Ключевые слова: реперфорация, интервал перфорации, пластическая перфорация, гидромеханическая перфорация, оптимальный интервал.

INCREASING THE EFFICIENCY OF WELLBOT ZONE STRENGTHENING TO REDUCE SAND FORMATION

Sudabe Novruzova¹ Yasaman Piriyea²

^{1,2}Azerbaijan State University of Oil and Industry,

^{1,2}Department of "Oil and Gas Engineering,"

¹ Associate Professor , sudaba.novruzova@mail.ru

² Master's degree , yasamanpiriyeva@gmail.com

Abstract

One of the most significant problems that can happen in the process of extracting hydrocarbons from unconsolidated or weakly cemented reservoirs is sand production. It can cause serious damage to the equipment, decrease the well productivity, increase the costs of well maintenance, and, most importantly, raise serious environmental and safety concerns. Thus, wellhead reinforcement technologies are of utmost importance in managing sand production, ensuring the stability of the oil well, and increasing its productivity.

The purpose of this research is to investigate various measures to improve the effectiveness of wellhead reinforcement in order to reduce sand production in oil wells. The research discusses the main reasons for sand production, the role of reservoir characteristics, and the effectiveness of various well reinforcement technologies, including gravel packing, sand control screens, resin consolidation, and mechanical barriers.

Particular emphasis is laid on contemporary engineering strategies that focus on reinforcing the wellhead's stability, reducing the rate of equipment erosion, and ensuring uniformity in the performance of the well. The study also focuses on the technological and economic advantages of the utilization of efficient sand control technologies.

From the study's findings, it is evident that reinforced wellheads are instrumental in controlling sand, boosting well productivity, and increasing the lifespan of equipment. Therefore, the utilization of integrated sand control measures is vital for sustainable hydrocarbon exploitation.

Keywords: Sand production, sand control, oil wells, gravel packing, formation stability,

QUM TƏZAHÜRÜNÜN AZALDILMASI MƏQSƏDİ İLƏ QUYUDİBİ ZONANIN BƏRKİDİLMƏSİNİN SƏMƏRƏLİYİNİN ARTIRILMASI

Südabə Novruzova¹ Yasəmən Piriyeva²

^{1,2}Azərbaycan Dövlət Neft və Sənaye Universiteti

^{1,2}Neft və Qaz Mühəndisliyi Kafedrası

1 Dosent, sudaba.novruzova@mail.ru

2 Magistr Tələbəsi, yasamanpiriyeva@gmail.com

Xülasə

Konsolidasiya olunmamış və ya zəif sementlənmiş yataqlardan karbohidrogenlərin çıxarılması prosesində yarana biləcək ən əhəmiyyətli problemlərdən biri qum təzahürüdür. Bu, avadanlıqlara ciddi ziyan vura, quyu məhsuldarlığını azalda, quyuların texniki xidmət xərclərini artırır və ən əsası ciddi ekoloji və təhlükəsizlik problemləri yarada bilər. Beləliklə, quyu ağzının möhkəmləndirilməsi texnologiyaları qum təzahürünü idarə olunmasında, neft quyusunun sabitliyinin təmin edilməsində və məhsuldarlığının artırılmasında son dərəcə vacibdir.

Bu tədqiqatın məqsədi neft quyularında qum təzahürünü azaltmaq üçün quyu ağzının möhkəmləndirilməsinin effektivliyini artırmaq üçün müxtəlif tədbirləri araşdırmaqdır. Tədqiqatda qum təzahürünün əsas səbəbləri, yataq xüsusiyyətlərinin rolu və çınqıl qablaşdırması, qum nəzarət ekranları, qatran konsolidasiyası və mexaniki maneələr daxil olmaqla müxtəlif quyu möhkəmləndirmə texnologiyalarının effektivliyi müzakirə olunur.

Xüsusilə quyu ağzının dayanıqlığını artırmağa, avadanlıqların eroziyasını minimuma endirməyə və ardıcıl istehsal göstəricilərini təmin etməyə yönəlmiş müasir mühəndislik yanaşmalarına diqqət yetirilir. Tədqiqat həmçinin qabaqcıl qum nəzarəti texnologiyalarının tətbiqi ilə əlaqəli texnoloji və iqtisadi faydaları təhlil edir.

Nəticələr göstərir ki, quyu ağzının möhkəmləndirilməsinin təkmilləşdirilməsi qum hasilatını effektiv şəkildə azalda, quyu məhsuldarlığını artırır və avadanlıqların istismar müddətini uzada bilər. Buna görə də, integrasiya olunmuş qum nəzarəti metodlarının tətbiqi davamlı karbohidrogen hasilatına nail olmaqda mühüm rol oynayır.

Açar sözlər: Qum təzahürü, qum nəzarəti, neft quyuları, çınqılın doldurulması, lay sabilliyi.

Giriş

Yeraltı yataqdan karbohidrogenlərin uğurlu hasilatı quyuların mürəkkəb geoloji və mexaniki şəraitdə sabit işləməsinə tələb edir. Neft və qaz hasilatı zamanı baş verən ən çox yayılmış problem quyuda qum hissəciklərinin miqrasiyasıdır. Qum təzahürü, lay strukturunun mayələrin istehsalı zamanı baş verən mexaniki şəraitə tab gətirmək üçün kifayət qədər mexaniki möhkəmliyə malik olmadığı zəif konsolidasiya olunmuş yataq layında baş verir.

Quyuda qum hissəciklərinin miqrasiyası müxtəlif əməliyyat problemlərinə səbəb ola bilər. Quyudakı qum hissəcikləri borularda və səth avadanlıqlarında eroziyaya səbəb ola bilər. Quyudakı qum hissəcikləri həmçinin quyunun ümumi səmərəliliyinin azalmasına səbəb ola bilər. Bəzi hallarda, quyudakı qum hissəcikləri hətta quyunun sıradan çıxmasına səbəb ola bilər.

Buna görə də, quyu ağzının möhkəmləndirilməsi bu məsələlərin həllində əhəmiyyətlidir, çünki o, qum girişini minimuma endirərkən quyunun bütövlüyünün qorunmasına imkan verir. Quyu lüləsi ətrafındakı layı gücləndirmək məqsədilə quyuların möhkəmləndirilməsində müxtəlif üsullardan istifadə edilmişdir. Bu, hasilat zamanı qum hissəciklərinin idarə olunmasından əlavədir.

Müasir neft mühəndisliyində qum nəzarətinin əhəmiyyətini qiymətləndirməmək olmaz. Bu, əsasən mürəkkəb geoloji formasiyalara malik quyuların kəşfiyyatının artması ilə əlaqədardır. Bu yaxınlarda kəşf edilmiş karbohidrogen yataqları konsolidasiya olunmamış laylarda aşkar edilmişdir. Belə laylar qumtəzahürünə çox meyillidir. Buna görə də, neft və qaz sektorunda quyu ağzının möhkəmləndirilməsi texnologiyalarının təkmilləşdirilməsinə diqqət artırılmışdır.

Bu tədqiqatın aparılması əsas məqsədi qum təzahürünü minimuma endirmək məqsədilə quyu ağzının möhkəmləndirilməsinin effektivliyinin artırılması yollarını araşdırmaqdır. Tədqiqat neft quyularında qum təzahürünə səbəb olan amilləri müəyyən etmək, neft quyularında istifadə olunan üsulları qiymətləndirmək və qum nəzarət sistemlərinin optimallaşdırılması yollarını müəyyən etmək məqsədi daşıyır.

Neft quyularında qum yaranmasının səbəbləri

Neft hasilatında qum təzahürünə əsasən geoloji, mexaniki və istismar amilləri təsir göstərir. Qumu effektiv şəkildə idarə etmək üçün bu amilləri müəyyən etmək və anlamaq vacibdir. Neft quyularında qum təzahürünün əsas səbəblərindən biri qum hissəciklərinin kifayət qədər sementləşməməsidir. Konsolidasiya olunmamış qumlarda hissəciklər arasında boş bir əlaqə olur. Buna görə də, bu tip süxurdan mayələr keçərsə, hissəciklərin yerindən çıxması ehtimalı var.

Neft quyularında qum təzahürünə töhfə verən digər bir amil yüksək istehsal təzyiqi qradiyentlərinin olmasıdır. Quyudan neft və qaz hasil edildikdə, karbohidrogenlərin sürətli axını olur. Karbohidrogenlərin bu sürətli axını quyu ilə lay arasında təzyiq qradiyenti yaradır.

Qum təzahürünə səbəb olacaq qədər əhəmiyyətli hesab edilən digər bir amil mexaniki gərginliklərdir. Neft və ya qaz laydan çıxarıldıqca laydakı təzyiq tədricən azalır. Təzyiqin bu azalması effektiv gərginliyin artmasına səbəb olur ki, bu da matrisin sıradan çıxmasına səbəb ola bilər. Nəticədə, qum quyuya buraxılır.[1]

Prosesdə iştirak edən şərtlər də qum təzahürü problemlərinin daha çox nəzərə çarpmasına səbəb ola bilər. Əgər hasilat yüksəkdirsə, quyunun tamamlanması düzgün deyilsə və qumun idarə olunması qeyri-kafi və ya səmərəsizdirsə, qum təzahürü ilə bağlı problemlər daha çox nəzərə çarpa bilər.

Bundan əlavə, layda mövcud olan ətraf mühit şəraiti qumun əmələ gəlməsinə səbəb ola bilər. Buraya layda mövcud olan temperatur şəraiti, maye tərkibi və layda vurulan mayelərlə laydakı materiallar arasındakı qarşılıqlı təsir daxildir. Bu, matrisin sıradan çıxmasına səbəb ola bilər və qum təzahürü ehtimalını artırır.[2]

Qum təzahürünün quyu fəaliyyətinə təsiri

Həmçinin qum hasilatının neft quyularının səmərəliliyinə və uzunömürlülüyyəinə əhəmiyyətli dərəcədə təsir göstərə biləcəyi gözlənilir. Neft hasilatı sistemindəki qum hissəcikləri neft quyularında istifadə olunan avadanlıqların, məsələn, boruların və nasosların əhəmiyyətli dərəcədə aşınmasına və yırtılmasına səbəb ola bilər.

Neft quyularında qum hasilatının ən əhəmiyyətli təsirlərindən biri neft quyularında istifadə olunan avadanlıqlara vura biləcəyi zərərdir. Qum hissəcikləri avadanlığın metal səthlərinin əhəmiyyətli dərəcədə aşınmasına səbəb ola bilər ki, bu da sızmalar və avadanlıqların sıradan çıxması kimi ciddi problemlərə səbəb ola bilər. Bu cür problemlər neft və qaz sahəsində potensial təhlükəsizlik təhlükələri də yarada bilər.[3]

Bundan əlavə, qum hasilatı neft quyularının məhsuldarlığına da mənfi təsir göstərə bilər. Neft quyularındakı qum hissəcikləri quyulardakı mayelərin axınında ciddi problemlər yarada bilər ki, bu da neft və qaz hasilatının səmərəliliyinə təsir göstərə bilər. Qum hissəcikləri həmçinin neft quyularında tıxanmalara səbəb ola bilər ki, bu da quyuların açılması üçün bahalı əməliyyatlar tələb edə bilər.

Qum təzahürü də lay zədələnməsinə səbəb ola bilər. Qum hissəcikləri layda daşındıqda, məsamə boşluğunu tıxaya və nəticədə keçiriciliyi azalda bilər. Buna görə də, quyunun məhsuldarlığı azala bilər və yatağın son bərpası azala bilər.[12]

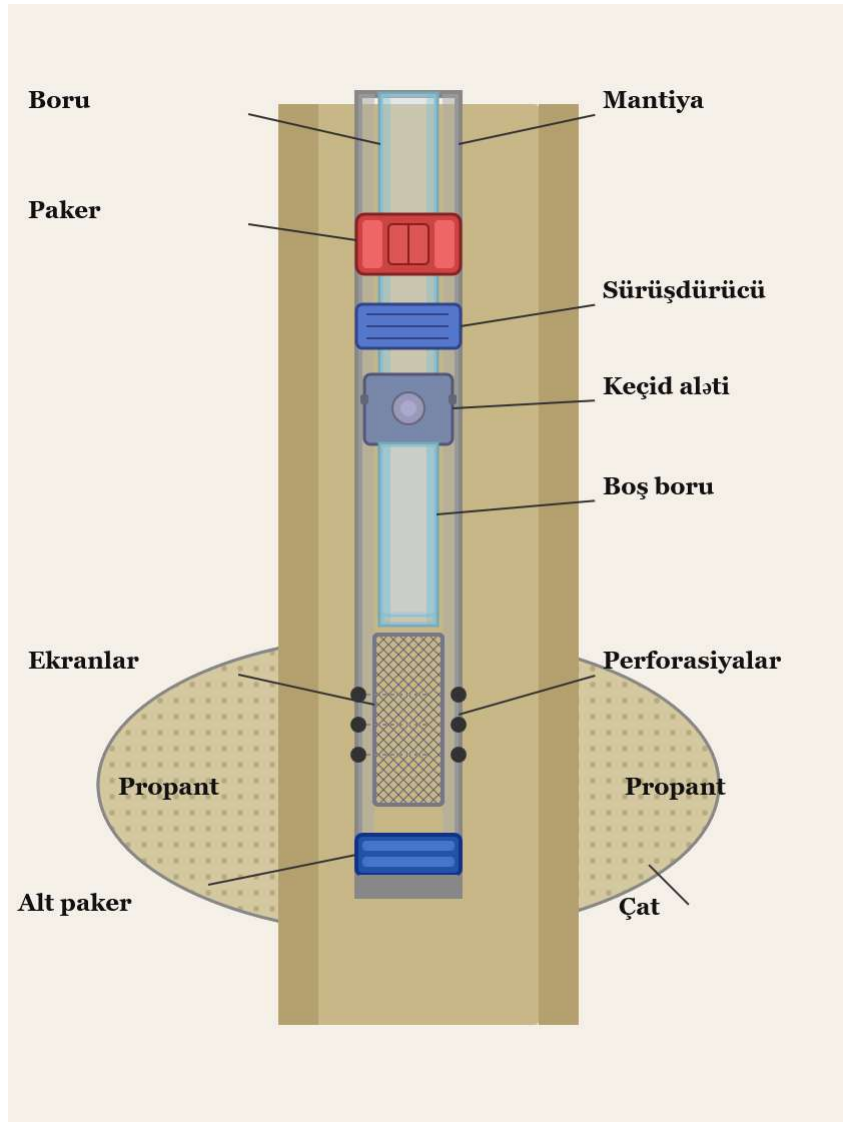
Bundan əlavə, qum təzahürü idarə olunmazsa, ətraf mühit problemləri yarana bilər. Mayelərin utilizasiyasından əvvəl xüsusi emal tələb oluna bilər və bu, neft və qaz quyularının ətraf mühitə təsirini artırır.[6]

Quyu ağzının möhkəmləndirilməsi üsulları

Çınqıl doldurma

Çınqılın doldurma prosesi neft və qaz sənayesində ən çox istifadə edilən üsullardan biridir. Bu prosedür quyu torunu əhatə etmək üçün çınqılın istifadə edilməsi daxildir ki, bu da qum hissəciklərinin quyuya daxil olmasının qarşısını alan filtr rolunu oynayır.

Çınqıl paketi qumu tutarkən mayelərin keçməsinə imkan verən filtr rolunu oynayır. Prosesin səmərəliliyini maksimum dərəcədə artırmaq üçün düzgün çınqıl növünü seçmək vacibdir.[5]

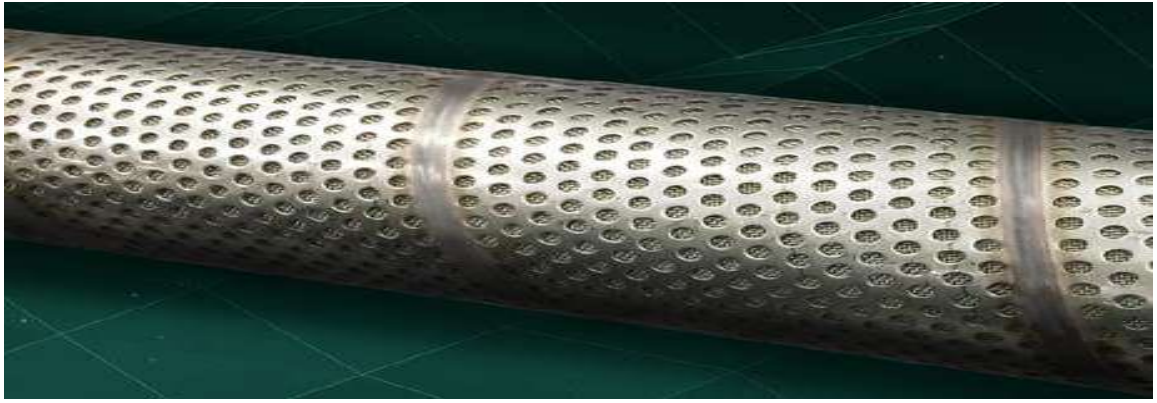


Şəkil 1. Çınqıl doldurulma mexanizmi

Qum süzgəcləri

Qum süzgəcləri, qum hissəciklərinin istehsal axınına daxil olmasının qarşısını almaq üçün quyuların tamamlanmasında istifadə olunan mexaniki qurğulardır. Qum süzgəcləri adətən korroziyaya davamlı paslanmayan polad materiallardan hazırlanır.

Qum süzgəcləri mayelərin keçməsinə imkan verən və qum hissəciklərinin quyuya daxil olmasının qarşısını alan kiçik dəliklər var. Müasir qum süzgəci dizaynları məftillə bükülmüş ekranlar, yüksək performanslı tor ekranlar və genişləndirilə bilən ekranlar şəklində mövcuddur.[4]



Şəkil 2. Qum süzgəci

Qatran konsolidasiyası

Bu, quyu lüləsi ətrafındakı sahəni konsolidasiya etməyə kömək edən kimyəvi əsaslı bir texnikadır. Bu texnikada qum dənəciklərini bir yerdə saxlamağa kömək edən qatran məhlulu quyuya vurulur. Qatran məhlulu bərkidildikdən sonra qumun quyuya daxil olmasının qarşısını alan möhkəm bir quruluş əmələ gətirir. Bu texnika mexaniki qum nəzarətinin tətbiqinin çətin olduğu laylarda üstünlük təşkil edir.[7]

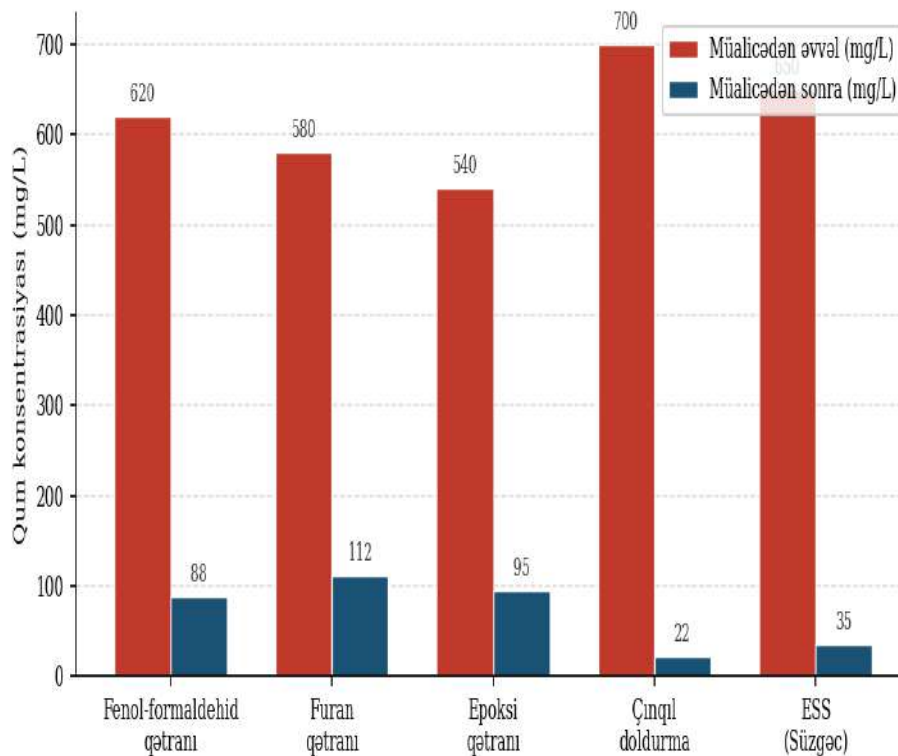
Mexaniki maneələr

Quyu ağzını möhkəmləndirmək və qum təzahürünü azaltmaq üçün qablaşdırıcılar, laynerlər və qollar kimi mexaniki cihazlardan istifadə etmək olar. Bu cihazlar quyuya dəstək verir və mexaniki gərginliyin azaldılmasına kömək edir. Müasir quyu tamamlama üsulları quyuların işini yaxşılaşdırmaq üçün müxtəlif möhkəmləndirmə tədbirlərini əhatə edir.[8]

Qum təzahürü üçün müasir texnologiyalar

Neft mühəndisliyindəki son irəliləyişlər qumu idarə etməyin yeni və yaradıcı yollarının tətbiqinə səbəb olmuşdur. Qumun idarə olunmasının yeni yollarından biri genişləndirilə bilən qum ekranlarının istifadəsini əhatə edir. Qum ekranları quraşdırıldıqdan sonra ölçüsünü artırmaq üçün nəzərdə tutulmuşdur ki, bu da onların lay divarına sıx şəkildə oturmasına imkan verir. Bu, filtrasiyanı yaxşılaşdırmağa və qum keçidlərinin baş verməsini azaltmağa kömək edir.[14]

Qumun idarə olunmasının digər yeni yolu ağıllı quyu tamamlamalarını əhatə edir. Ağıllı quyu tamamlamaları qum təzahürü izləmək və onu idarə etmək üçün nəzərdə tutulmuşdur. Bu, qumun quyuya daxil olmasının qarşısını almağa kömək edir. Nanotexnologiya və yeni materiallar da qumu idarə etməyin yeni bir yolu kimi qəbul edilir. Yeni örtüklərin və filtrasiya vasitələrinin tətbiqi qum nəzarəti avadanlıqlarının işini xeyli yaxşılaşdırmağa bilər.[10]



Şəkil 3. Müxtəlif bərkitmə üsullarında qum konsentrasiyasının tətbiqindən əvvəl və sonra müqayisəsi

Quyu ağzının səmərəli möhkəmləndirilməsinin iqtisadi faydaları

Neft və qaz şirkətlərinin quyu ağzının möhkəmləndirilməsini təkmilləşdirməklə əldə edə biləcəyi iqtisadi faydalar olduqca əhəmiyyətlidir.

Birincisi, qum nəzarəti avadanlıqların sıradan çıxmasının qarşısını almağa kömək edir. Bu, texniki xidmət işlərinin tezliyinin azaldığını göstərir. Buna görə də, əməliyyatların ümumi dəyəri azalır.

İkincisi, möhkəmləndirilmiş quyuların uzun ömürlü olması ehtimalı var. Bunun səbəbi qumun zərərinin təsirinin azalmasıdır. Nəticə etibarilə, istehsal səviyyələri uzun müddət ərzində sabit qalır.

Üçüncüsü, quyularda qum nəzarətinin optimallaşdırılması karbohidrogenlərin bərpasının artırılmasına kömək edir. Bunun səbəbi, yataqların bütövlüyünün qorunmasıdır. Nəticə etibarilə, yataqların keçiriciliyi qorunur.[9,13]

Ətraf mühit və təhlükəsizlik mülahizələri

Qumla mübarizədə istifadə olunan texnologiyalar ətraf mühitdəki nəticələrin və neft hasilatında təhlükəsizliyin yaxşılaşdırılmasında da mühüm rol oynayır.

Qum təzahürünün məhdudlaşdırılması avadanlıqların zədələnməsi və neft sızması risklərinin azaldılmasına kömək edir ki, bu da öz növbəsində ekosistemin qorunmasına və ətraf mühit təhlükələrinin azaldılmasına kömək edir.

Bundan əlavə, quyu ağzının möhkəmləndirilməsinin təkmilləşdirilməsi mexaniki nasazlıq risklərini azaltmaqla istehsal müəssisəsinin təhlükəsizliyinin artırılmasına kömək edir.[11,15]

Nəticə

Qum təzahürü məsələsi, xüsusən də konsolidasiya olunmamış yataqlarda neft quyularının kəşfiyyatı və istismarında çətinlik olaraq qalır. Bunun səbəbi, yüksək səviyyəli qum təzahürünün avadanlıqların sıradan çıxmasına, istehsalın səmərəliliyinin azalmasına, əməliyyat xərclərinin artmasına və ətraf mühit üçün risklər yaratmasına səbəb olmasıdır.

Bu tədqiqatda təqdim olunan nəticələr göstərir ki, quyu ağzının möhkəmləndirilməsinin effektivliyi qum təzahürü probleminin əsas həlli ola bilər. Çünki çınqıl qablaşdırması, qumun süzülməsi, qatran konsolidasiyası və mexaniki maneələr kimi üsullar problemin etibarlı həlli olur.

Qum nəzarəti texnologiyalarında müasir irəliləyişlər, məsələn, genişləndirilə bilən ekranların və ağıllı monitoring sistemlərinin tətbiqi, quyunun səmərəliliyini artırmaq və əməliyyat risklərini azaltmaq üçün yeni imkanlar açır.

Hərtərəfli qum nəzarəti tədbirlərinin tətbiqi quyunun səmərəliliyinin artırılmasına kömək edir və karbohidrogen hasilatı fəaliyyətlərinin davamlılığına töhfə verir.

ƏDƏBİYYAT

1. Aborisade OM (2011) Practical approach to efective sand prediction , control and management.
2. E. Khamelchi, E. Reisi, "Sand production prediction using ratio of shear modulus to bulk compressibility (case study)," Egyptian Journal of Petroleum, vol. 24 no. 2, pp. 113-118, DOI: 10.1016/j.ejpe.2015.05.002, 2015.
3. Ahad, N. A., Jami, M., Tyson, S. (2020). A review of experimental studies on sand screen selection for unconsolidated sandstone reservoirs. Journal of Petroleum Exploration and Production Technology, 10, 1675–1688.
4. Talaghat, M. R., Esmailzadeh, F., Mowla, D. (2009). Sand production control by chemical consolidation. Journal of Petroleum Science and Engineering, 67(1–2), 34-40
5. P. G. Ranjith, M. S. A. Perera, W. K. G. Perera, B. Wu, S. K. Choi, "Effective parameters for sand production in unconsolidated formations: an experimental study," Journal of Petroleum Science and Engineering, vol. 105, pp. 34-42, DOI: 10.1016/j.petrol.2013.03.023, 2013.
6. https://oilgasjournal.ru/vol_10/kaushansky.pdf
7. <https://www.halliburton.com/en/completions/well-completions/sand-control/screen-technology>

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ УКРЕПЛЕНИЯ ЗОНЫ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ ДЛЯ СНИЖЕНИЯ ОБРАЗОВАНИЯ ПЕСКА

Судаба Новрузова¹ Ясаман Пириева²

^{1,2} Азербайджанский Государственный Университет Нефти и Промышленности,

^{1,2} Кафедра «Нефтегазовая инженерия»,

¹ Доцент, кандидат технических наук, sudaba.novruzova@mail.ru

² Магистрант, yasamanpiriyeva@gmail.com

Аннотация

Одной из наиболее существенных проблем, возникающих в процессе добычи углеводородов из неконсолидированных или слабоцементированных пластов, является вынос песка. Это может привести к серьезному повреждению оборудования, снижению продуктивности скважины, увеличению затрат на ее обслуживание и, что наиболее важно, вызвать серьезные экологические проблемы и проблемы безопасности. Таким образом, технологии укрепления устья скважины имеют первостепенное значение в управлении выносом песка, обеспечении стабильности нефтяной скважины и повышении ее продуктивности.

Целью данного исследования является изучение различных мер по повышению эффективности укрепления устья скважины для снижения выноса песка в нефтяных скважинах. В исследовании рассматриваются основные причины выноса песка, роль характеристик пласта и эффективность различных технологий укрепления скважины, включая гравийную обсыпку, пескоотводящие сетки, смоляную консолидацию и механические барьеры.

Особое внимание уделяется современным инженерным стратегиям, направленным на укрепление стабильности устья скважины, снижение скорости эрозии оборудования и обеспечение равномерности работы скважины. В исследовании также рассматриваются технологические и экономические преимущества использования эффективных технологий контроля выноса песка.

Результаты исследования показывают, что усиленные устья скважин играют важную роль в контроле выноса песка, повышении продуктивности скважин и увеличении срока службы оборудования. Следовательно, использование комплексных мер по контролю выноса песка имеет жизненно важное значение для устойчивой добычи углеводородов.

Ключевые слова: Пескопроявление, контроль пескопроявления, нефтяные скважины, гравийная набивка, устойчивость пласта.

THE IMPACT OF ENVIRONMENTAL FACTORS ON THE OPERATIONAL RELIABILITY OF MARINE HYDROTECHNICAL STRUCTURES

Nasibli Ilkin¹ Shukurov Mahammad²

^{1,2}Azerbaijan State Oil and Industry University

^{1,2}Department of Oil and Gas Engineering

^{1,2} Master's student

Abstract

The article presents a comprehensive study of the main environmental factors affecting the operational reliability of marine hydrotechnical structures and analyzes their influence on structural stability, technical safety, and long-term service performance from both theoretical and applied perspectives. The research systematically examines hydrodynamic loads, meteorological and climatic impacts, metocean parameters, chemical and biological degradation mechanisms such as corrosion and biofouling, as well as monitoring, diagnostics, and risk-based operational approaches.

The study shows that the risks affecting the reliability of marine structures are generally formed not by a single factor in isolation, but by the interaction and combined action of multiple environmental influences. In particular, the joint impact of waves, wind, and currents together with corrosion, fatigue, seabed scour, and geotechnical uncertainties creates a significantly more severe effect on the technical condition of offshore structures.

The article substantiates that the reliable and safe operation of marine hydrotechnical facilities cannot be ensured solely through correct design calculations; it also requires the integration of material selection, protective coating and cathodic protection systems, geotechnical assessment, structural monitoring, and diagnostic measures within a unified management framework. The findings demonstrate that the implementation of risk-based monitoring, multilayer protection models, and preventive maintenance strategies plays a crucial role in improving structural durability, reducing the probability of failures, and ensuring more efficient management of operational resources in marine engineering practice.

Keywords: offshore hydrotechnical structures, hydrodynamic loads, corrosion, risk-based operation.

DƏNİZ HİDROTEKNIKİ QURĞULARININ İSTİSMAR ETİBARLILIĞINA ƏTRAF MÜHİT AMİLLƏRİNİN TƏSİRİ

Nəsimli İlkin¹ Şükürov Məhəmməd²

^{1,2} Azərbaycan Dövlət Neft və Sənaye Universiteti

^{1,2} Neft və Qaz Mühəndisliyi Kafedrası

^{1,2} Magistr tələbəsi

Xülasə

Məqalədə dəniz hidrotexniki qurğularının istismar etibarlılığına təsir göstərən əsas xarici mühit amilləri kompleks şəkildə araşdırılmış və onların konstruktiv dayanıqlığa, texniki təhlükəsizliyə və uzunmüddətli istismar göstəricilərinə təsiri elmi-nəzəri və tətbiqi baxımdan təhlil edilmişdir. Tədqiqat çərçivəsində hidrodinamik yüklər, meteoroloji və iqlim təsirləri, metocean parametrləri, korroziya və bioörtük kimi kimyəvi-bioloji degradasiya mexanizmləri, həmçinin monitoring, diaqnostika və riskəsaslı istismar yanaşmaları sistemli şəkildə öyrənilmişdir.

Müəyyən edilmişdir ki, dəniz qurğularının etibarlılığına təsir edən risklər əksər hallarda tək bir amilin deyil, müxtəlif təsirlərin qarşılıqlı əlaqədə və kombinə olunmuş şəkildə təsirinin nəticəsi kimi formalaşır. Xüsusilə dalğa, külək və cərəyan kimi hidrometeoroloji yüklərin korroziya, yorulma, dibin oyulması və geotexniki qeyri-müəyyənliklərlə birgə təsiri qurğuların texniki vəziyyətinə daha ciddi təsir göstərir. Məqalədə əsaslandırılır ki, dəniz hidrotexniki qurğularının etibarlı və təhlükəsiz istismarı yalnız layihə hesablarının düzgün aparılması ilə məhdudlaşmır, eyni zamanda material seçimi, qoruyucu örtük və katodik mühafizə sistemləri, geotexniki qiymətləndirmə, struktur monitoringi və diaqnostik tədbirlərin vahid idarəetmə sistemində inteqrasiyasını tələb edir.

Tədqiqat nəticəsində riskəsaslı monitoringin, çoxqatlı mühafizə modelinin və qabaqlayıcı texniki xidmət strategiyalarının tətbiqinin dəniz qurğularının dayanıqlığının artırılması, qəza ehtimalının azaldılması və istismar resurslarının daha səmərəli idarə olunması baxımından mühüm əhəmiyyət daşıdığı müəyyən edilmişdir..

Açar sözlər: dəniz hidrotexniki qurğuları, hidrodinamik yüklər, korroziya, riskəsaslı istismar.

Giriş

Dəniz hidrotexniki qurğuları müasir mühəndisliyin ən mürəkkəb və məsuliyyətli obyektlərindən biri hesab olunur. Bu qurğuların layihələndirilməsi, tikintisi və istismarı zamanı onların yerləşdiyi akvatoriyanın təbii, texnogen və istismar xarakterli xüsusiyyətləri kompleks şəkildə nəzərə alınmalıdır. Dəniz mühitinin dəyişkənliyi, yüklərin çoxkomponentli xarakteri, konstruktiv elementlərin uzunmüddətli istismarı və aqressiv kimyəvi-bioloji mühitin mövcudluğu bu qurğuların təhlükəsizliyini və dayanıqlığını birbaşa müəyyən edən əsas amillər sırasındadır.

Dəniz hidrotexniki qurğularının etibarlılığı məsələsi yalnız onların ilkin konstruktiv möhkəmliyi ilə məhdudlaşmır. Açıq dəniz şəraitində fəaliyyət göstərən platformalar, estakadalar, svay dayaqları, keçid qurğuları, üzən hasilat sistemləri və sualtı istismar elementləri istismar müddəti boyunca hidrodinamik, meteoroloji, korroziya, biofouling və geotexniki təsirlərin davamlı təsiri altında olur. Bu təsirlər ayrı-ayrı hallarda lokal zədələnmələrə, kəsiyin nazilməsinə, yorulma çatlarının yaranmasına, dayaq sabitliyinin zəifləməsinə və nəticə etibarilə konstruktiv etibarlılığın azalmasına səbəb ola bilər.

Müasir mühəndis yanaşmalarına görə dəniz qurğularının təhlükəsizliyi yalnız layihə mərhələsində qəbul edilmiş ehtiyat əmsalları ilə deyil, həm də istismar boyu həyata keçirilən monitoring, diaqnostika və riskin idarə olunması tədbirləri ilə təmin olunur. Bu səbəbdən dəniz hidrotexniki qurğularına təsir edən ətraf mühit amillərinin sistemli öyrənilməsi nəzəri baxımdan mühüm elmi əhəmiyyətə, praktiki baxımdan isə yüksək tətbiqi dəyərə malikdir.

Bu məqalənin məqsədi dəniz hidrotexniki qurğularına təsir edən əsas mühit amillərini elmi-texniki baxımdan təhlil etmək, həmin amillərin konstruktiv və istismar nəticələrini ümumiləşdirmək və təhlükəsiz istismar üçün integral mühəndis yanaşmasını əsaslandırmaqdan ibarətdir..

Dəniz hidrotexniki qurğularının nəzəri əsasları və funksional xüsusiyyətləri

Dəniz hidrotexniki qurğuları müxtəlif funksional təyinatlara malik mühəndis sistemləri olmaqla, dəniz neft-qaz yataqlarının kəşfiyyatı, qazılması, hasilatı, emalı, saxlanması, nəqli və yüklənməsi kimi proseslərin texniki təminatını həyata keçirir. Bu qurğuların konstruktiv quruluşu, ölçüləri, dayaq sistemi və istismar prinsipi əsasən suyun dərinliyi, yatağın xüsusiyyətləri, ətraf mühitin sərtliyi, gözlənilən istismar müddəti və iqtisadi səmərəlilik meyarları ilə müəyyən edilir.

Dəniz qurğularının əsas növlərinə stasionar platformalar, üzən hasilat qurğuları, yarımbatırılmış sistemlər, jack-up tipli qazma qurğuları, SPAR və TLP tipli platformalar, həmçinin sualtı istismar sistemləri aid edilir. Bu sistemlərin hər biri fərqli dərinlik, yük və istismar mühiti üçün nəzərdə tutulduğundan onların konstruktiv davranışı da fərqlənir. Stasionar platformalar adətən dayaz və orta dərinlikli sulara tətbiq olunur və svaylar və ya qravitasiya əsaslı sistemlərlə dəniz dibinə bərkidilir. Üzən sistemlər isə daha dərin sulara istifadə edilir və onların etibarlılığı əsasən üzmə qabiliyyəti, sabillik, mooring sistemi və dinamik cavabla müəyyən olunur.

Dəniz strukturlarının mühəndis baxımından əsas özəlliklərindən biri onların çoxsaylı qaynaqlı və düyünlü elementlərdən ibarət olmasıdır. Boruvari elementlərin qaynaq birləşmələrində lokal gərginlik konsentrasiyaları, həndəsi qeyri-bərabərliklər və qabıq davranışı yorulma baxımından həssas zonalar yaradır. Buna görə də bu tip konstruksiyalarda material seçimi, qaynaq texnologiyası, birləşmələrin həndəsi optimallaşdırılması və yerli gərginliklərin azaldılması yüksək əhəmiyyət kəsb edir. Xüsusilə sərt dəniz mühitində işləyən konstruksiyalar üçün yüksək möhkəmliyə, qaynaq qabiliyyətinə və korroziyaya davamlılığa malik materialların seçilməsi əsas şərtlərdəndir. Bu yanaşma sənin təqdim

etdiyin materialda da yerli gərginliklər və qaynaqlı boru birləşmələri ilə bağlı vurğulanan fikirlərlə uyğunluq təşkil edir.

Dəniz hidrotexniki qurğularına təsir edən əsas ətraf mühit yükləri

Dəniz hidrotexniki qurğularına təsir edən ən mühüm xarici amillərdən biri hidrodinamik yüklərdir. Dalğa hündürlüyü, periodu, yaxınlaşma bucağı, cərəyan sürəti və suyun dərinliyi konstruksiya üzərində yaranan təzyiq paylanması və ümumi qüvvə səviyyəsini müəyyən edir. Kiçik diametrli svay və dayaqalarda sürükləmə və inersiya qüvvələrinin birgə nəzərə alındığı yanaşmalar tətbiq edildiyi halda, iriölçülü sərt cisimlərdə diffraksiya və radiasiya təsirləri daha qabarıq olur. Bu baxımdan dəniz qurğularının layihələndirilməsi zamanı hidrodinamik yüklər yalnız nominal yük kimi deyil, həm də stoxastik və dəyişkən təsir kateqoriyası kimi qəbul edilməlidir. Bu məntiq sənin mətnində hidrodinamik təsirlərin “hesab yükü” ilə yanaşı “monitorinq edilən təhlükə göstəricisi” kimi nəzərdən keçirilməsi fikri ilə də uyğun gəlir.

Cərəyan yükləri, dalğa təsiri ilə müqayisədə daha az impulsiv xarakter daşısa da, onların uzunmüddətli təsiri konstruktiv dayanıqlıq baxımından ciddi əhəmiyyət kəsb edir. Dayaq ətrafında vorteks əmələgəlməsi, geri axın zonaları və dibin oyulması prosesi svaylı sistemlərdə, estakadalarda və dayaq platformalarda vibrodayanıqlığın zəifləməsinə və fundament sabitliyinin pisləşməsinə səbəb ola bilər. Bundan başqa, hidrostatik təzyiq, üzmə qüvvəsi, slamming və impuls tipli qısamüddətli yüklər də müəyyən konstruksiya tiplərində nəzərə alınmalı olan mühüm təsirlər sırasındadır. Xüsusilə su səthinə yaxın elementlərdə və aşağı səviyyəli platformalarda bu təsirlər lokal zədələnmələrin yaranmasına şərait yarada bilər.

Meteoroloji və iqlim təsirləri də dəniz qurğularının istismarı üçün həlledici əhəmiyyətə malikdir. Güclü küləklər üstqurğularda, keçid körpülərində, xidmət platformalarında, rabitə avadanlıqlarında və iri səthli elementlərdə əlavə üfüqi yüklənməyə, əyilməyə, vibrasiyaya və yorulma gərginliklərinin artmasına səbəb olur. Temperatur və rütubət dəyişmələri isə materialların fiziki-mexaniki xassələrinə, qaynaq tikişlərinə, bolt birləşmələrinə, qoruyucu örtüklərə və elektrik avadanlıqlarına təsir göstərir. Xüsusilə dəniz aerozolları və duzlu atmosfer metal səthlərdə atmosfer korroziyasını sürətləndirir, örtük sistemlərinin deqradasiyasını gücləndirir və uzunmüddətli istismar riskini artırır. Sənin təqdim etdiyin materialda meteoroloji və iqlim təsirlərinin yalnız xarici yük kimi deyil, həm də material deqradasiyasını sürətləndirən mühit faktoru kimi izah olunması akademik baxımdan çox düzgün yanaşmadır.

Soyuq iqlim zonalarında buz yükləri ayrıca xüsusi təsir qrupu kimi nəzərdən keçirilməlidir. Buzun hərəkəti, təması, sıxılması, qopması və təkrarlanan zərbələri konstruksiya elementlərində lokal gərginliklər yaradır, örtük sistemlərinin pozulmasına və sonrakı mərhələdə korroziya riskinin artmasına səbəb olur. Bu şəraitdə dəniz qurğularının konstruktiv forması, ön səth həndəsəsi, örtük sistemləri və inspeksiya proqramları buz mühitinə uyğunlaşdırılmalıdır.

Şəkil 1-də təqdim edilən monitorinq dövrü elmi-tədqiqat təcrübəsi çərçivəsində işlənmiş idarəetmə məntiqini göstərir. Burada müşahidə, analitik qiymətləndirmə, mühəndis qərarı, icra və yenidən qiymətləndirmə mərhələləri bir-birinə qayıdan çevik dövrə kimi təsəvvür edilmişdir. Belə model istismar təhlükəsizliyinin statik deyil, daimi yenilənən proses olduğunu nümayiş etdirir.



Şəkil 1. İstismar etibarlılığının monitoring dövrü

Hidrometeoroloji ekstremalların təsiri

Offshore mühəndislikdə “metocean” anlayışı meteoroloji və okeanoqrafik parametrlərin vahid sistem daxilində qiymətləndirilməsini ifadə edir. Bu yanaşmanın əsas mahiyyəti ondan ibarətdir ki, dəniz qurğusuna təsir edən külək, dalğa, cərəyan, su səviyyəsi, temperatur və bəzi hallarda buz şəraiti ayrıca deyil, qarşılıqlı əlaqədə təhlil edilir. Belə kompleks yanaşma qurğunun real istismar mühitini və konstruktiv cavabını daha düzgün qiymətləndirməyə imkan verir. Sənin verdiyin mətnə bu anlayış artıq yaxşı qurulub, lakin akademik üslubda təqdim edildikdə onu layihələndirmə fəlsəfəsi ilə əlaqələndirmək daha məqsədəuyğundur.

Hidrometeoroloji ekstremallar offshore qurğular üçün ən təhlükəli təsir ssenarilərindən birini təşkil edir. Güclü fırtınalar, yüksək dalğalar, anormal cərəyan kombinasiyaları və bəzi regionlarda buz təzyiqi qısa müddətdə yüksək intensivlikli yüklər yaradaraq konstruktiv ehtiyatları kəskin şəkildə azalda bilər. Sabit platformalarda bu yüklər dayaq karkasına, brace elementlərinə, sualtı boruvari hissələrə və fundamental birbaşa hidrodinamik qüvvə kimi ötürülür. Üzən qurğularda isə məsələ daha mürəkkəb xarakter alır, çünki burada külək, dalğa və cərəyan yalnız xarici qüvvə deyil, həm də qurğunun dinamik hərəkət cavabını formalaşdıran amildir. Nəticədə heave, roll, pitch, surge, sway və mooring xətlərindəki gərginliklər birbaşa metocean şərtlərindən asılı olur.

Bu yüklərin ən mühüm nəticələrindən biri təkrarlanan yük təsiri altında yorulma zədələnməsinin sürətlənməsidir. Dalğa spektrinin və yüksək külək hadisələrinin yaratdığı dövrü gərginliklər qaynaq birləşmələrində, düyün nöqtələrində və yüksək gərginlik konsentrasiyası olan sahələrdə çat başlanmasını asanlaşdırır. Digər tərəfdən, ekstremal fırtınalar zamanı wave-in-deck, overtopping və impuls tipli lokal zərbə təsirləri də baş verə bilər. Belə hallarda zədələnmə yalnız ümumi daşıma qabiliyyəti baxımından deyil, həm də lokal struktur davranışı baxımından qiymətləndirilməlidir. Bu, sənin yazdığın hissədə yaşlanan platformalarda və qüsurlu elementlərdə daha ağır nəticələrin yaranması fikrini daha elmi və sistemli şəkildə gücləndirir.

Kimyəvi-bioloji degradasiya: korroziya, duzluluq, temperatur və bioörtük

Dəniz qurğularının istismar etibarlılığına ən ciddi təsir göstərən amillərdən biri kimyəvi-bioloji mühitdir. Metal elementlər atmosfer zonası, splash zonası, sualtı zona və çöküntü zonası kimi fərqli korroziya mühitlərində işlədiyindən onların degradasiya sürəti və xarakteri də müxtəlif olur. Xüsusilə splash zonası fasiləli islanma-quruma, oksigenləşmə, xloridlərin toplanması və mexaniki təsirlərin birgə mövcudluğu səbəbilə ən aqressiv korroziya mühitlərindən biri hesab olunur. Buna görə bu zonada yerləşən elementlər həm qoruyucu örtük, həm də daha sıx monitoring baxımından xüsusi nəzarət tələb edir.

Korroziyanın təhlükəliliyi yalnız material itkisində ifadə olunmur. O, kəsiyin nazilməsi, yerli çuxurlaşma, səth kobudluğunun artması və gərginlik konsentrasiyalarının yüksəlməsi vasitəsilə konstruktiv dayanıqlığı zəiflədir. Korroziya pitləri yorulma çatlarının başlanmasını asanlaşdırdığından korroziya ilə yorulma arasında sinergetik təsir meydana çıxır. Bu səbəbdən dəniz mühitində korroziya ayrıca material problemi deyil, struktur etibarlılığı problemi kimi qəbul olunmalıdır. Sənin mətnində korroziyanın “uzunmüddətli degradasiya mexanizmi” kimi təqdim edilməsi metodoloji baxımdan tam düzgündür.

Duzluluq, temperatur, həll olmuş oksigen, pH və mikrobioloji aktivlik korroziya prosesinin intensivliyini birbaşa müəyyən edir. Dəniz suyunun duzluluğu artdıqca elektrolit keçiriciliyi yüksəlir və elektrokimyəvi reaksiyalar daha aktiv gedir. Temperatur dəyişmələri isə həm reaksiyaların kinetikasına, həm də qoruyucu qatların davranışına təsir göstərir. Bioörtük də bu mühitdə mühüm rol oynayır. Səthlərdə yosunlar, molyusklar, bakterial biofilmlər və digər orqanizmlərin toplanması sualtı elementlərin effektiv diametrini və səth kobudluğunu dəyişdirərək drag əmsalını artırır, əlavə hidrodinamik yük yaradır və inspeksiya işlərini çətinləşdirir. Bundan əlavə, bioörtük lokal mikro-mühit formalaşdıraraq mikrobioloji korroziyanın inkişafı üçün əlverişli şərait yarada bilər. Bu baxımdan bioörtük sadəcə bioloji örtük deyil, həm konstruktiv, həm də istismar riskini artıran mürəkkəb amildir.

Bu tip risklərin azaldılması üçün qoruyucu örtüklər, səth hazırlığı, katodik mühafizə, periodik qalınlıq ölçmələri, vizual və qeyri-dağıdıcı nəzarət üsulları vahid qoruma sistemində birləşdirilməlidir. Akademik dildə desək, kimyəvi-bioloji degradasiya ilə mübarizə yalnız materialşünaslıq səviyyəsində deyil, bütöv aktiv bütövlük idarəetməsi səviyyəsində həll edilməlidir.

Monitoring, diaqnostika və riskəsəli istismar konsepsiyası

Müasir dövrdə dəniz hidrotexniki qurğularının təhlükəsiz istismarı yalnız normativ layihə ehtiyatları ilə təmin edilmir. İstismar müddətində yük rejimlərinin dəyişməsi, mühit təsirlərinin yığılması, material degradasiyası və lokal zədələnmələrin inkişafı qurğunun faktiki texniki vəziyyətinin davamlı nəzarətdə saxlanması zəruri edir. Bu baxımdan monitoring və diaqnostika sistemləri müasir offshore idarəetməsinin əsas komponentlərindən birinə çevrilmişdir.

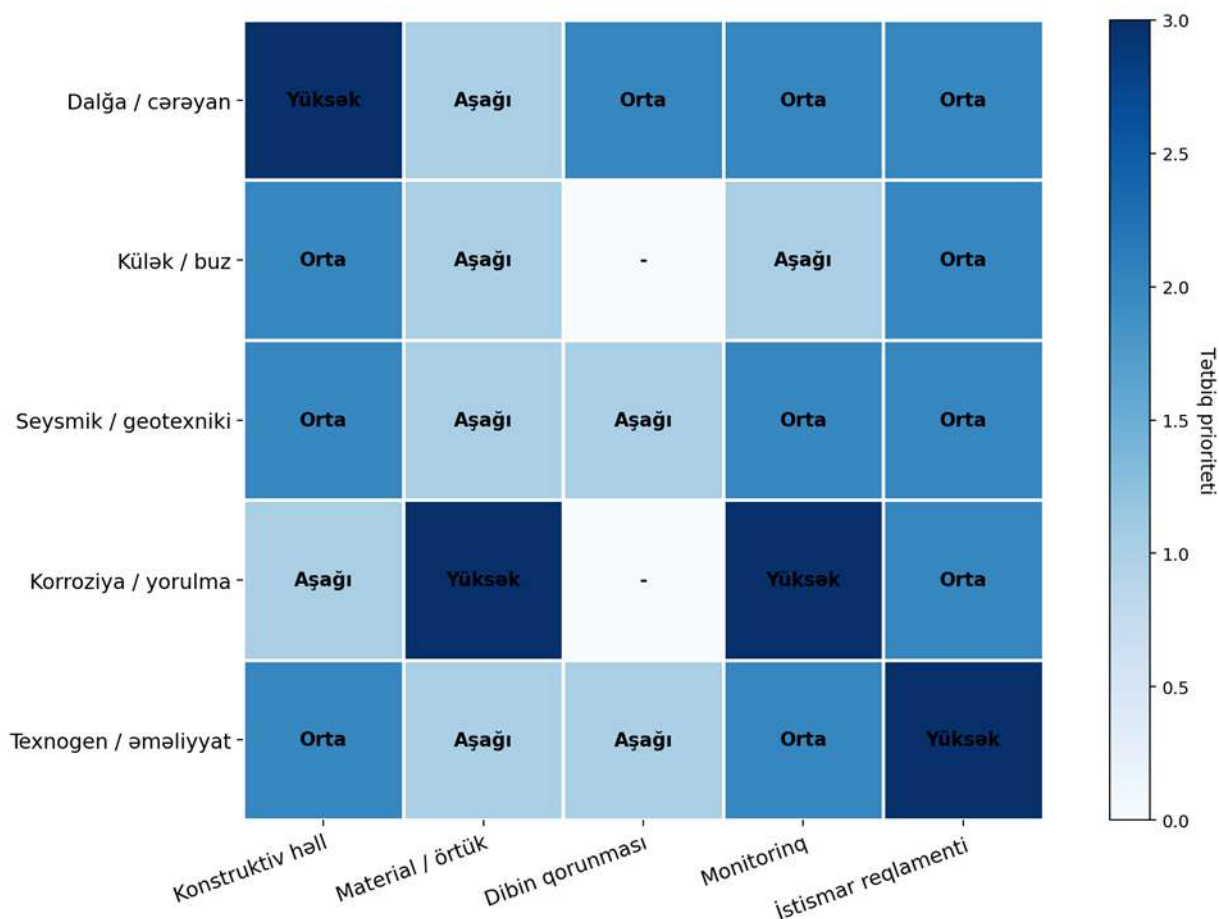
Struktur sağlamlığının monitoringi deformasiya, vibrasiya, korroziya, qalınlıq itkisi, dibin oyulması, qaynaq tikişlərində çat başlanğıcı və digər təhlükəli proseslərin erkən mərhələdə aşkarlanmasına imkan verir. Bu məqsədlə strain-gauge sistemləri, optik lif sensorları, akselerometrlər, korroziya kuponları, UT qalınlıq ölçmələri, ROV və AUV inspeksiyaları, sonar və batimetrik üsullar geniş istifadə olunur. Bu metodların integrasiyası qurğunun faktiki vəziyyəti haqqında daha obyektiv məlumat verir və nasazlıqların proqnozlaşdırılması imkanını genişləndirir. Sənin mətnində bu hissənin xüsusilə güclü tərəfi ondan ibarətdir ki, monitoring sadəcə texniki baxış kimi deyil, qərar qəbul etmə aləti kimi təqdim olunur.

Riskəsaslı istismar modelində əsas ideya ondan ibarətdir ki, bütün elementlər eyni prioritetlə yoxlanılır. Əvvəlcə kritik elementlər və yüksək nəticəli nasazlıq ssenariləri müəyyən edilir, daha sonra həmin ssenarilərə uyğun monitoring parametrləri seçilir. Yorulmaya həssas qaynaq düyünləri üçün vibrasiya və deformasiya nəzarəti, korroziyaya açıq zonalar üçün qalınlıq itkisi ölçmələri, dib oyulması riski olan sahələr üçün batimetrik nəzarət daha məqsəduyğun hesab edilir. Beləliklə, texniki xidmət tədbirləri təqvim üzrə deyil, risk və faktiki vəziyyət üzrə planlaşdırılır. Bu yanaşma həm qəza ehtimalını azaldır, həm də resurslardan daha səmərəli istifadəyə imkan verir.

Rəqəmsal texnologiyalar və rəqəmsal əkiz yanaşması monitoring və diaqnostika sistemlərinin inkişafında yeni mərhələ açmışdır. Qurğunun vəziyyətinin real zamana yaxın izlənməsi, verilənlərin avtomatlaşdırılmış emalı və proqnozlaşdırıcı analiz imkanları riskəsaslı idarəetməni daha səmərəli edir. Beləliklə, monitoring, diaqnostika və risk qiymətləndirilməsi vahid dövrə şəklində tətbiq edildikdə dəniz qurğularının uzunmüddətli etibarlılığı əhəmiyyətli dərəcədə artır.

Praktik mühəndislikdə daha düzgün yanaşma - konstruktiv həll, material və örtük sistemi, təməl və dib mühafizəsi, monitoring və istismar rəqlamentinin birləşlədiyi çoxqatlı mühafizə modelidir.

Şəkil 2-də verilən matris bu məntiqi əyani şəkildə əks etdirir.



Şəkil 2. “Qüvvə - risk - qarşı tədbir” matrisi

Nəticə

Aparılmış elmi-texniki təhlil göstərir ki, dəniz hidrotexniki qurğularının istismar etibarlılığına təsir edən əsas təhlükələr ayrı-ayrı amillərin deyil, onların qarşılıqlı və kombinə olunmuş təsirinin nəticəsi kimi formalaşır. Hidrodinamik və hidrometeoroloji yüklər, kimyəvi-bioloji degradasiya, geotexniki qeyri-müəyyənliklər və istismar amilləri birlikdə qurğunun konstruktiv və funksional vəziyyətini müəyyən edir. Bu baxımdan dəniz qurğularının təhlükəsizliyi yalnız layihələndirmə mərhələsində deyil, bütün həyat dövrü boyunca dinamik və davamlı idarə olunan proses kimi qəbul edilməlidir.

Təhlil nəticəsində müəyyən edilmişdir ki, qurğuların etibarlı istismarı üçün universal və tək bir mühəndis həlli mövcud deyildir. Ən səmərəli yanaşma konstruktiv optimallaşdırma, düzgün material seçimi, korroziyadan mühafizə, dib və fundament sabitliyinin təmin olunması, monitoring və riskəsaslı texniki xidmət tədbirlərinin vahid sistem daxilində tətbiqindən ibarətdir. Xüsusilə hidrometeoroloji ekstremallar, korroziya-yorulma təsiri və monitoringin adekvat təşkili dəniz hidrotexniki qurğularının xidmət müddəti və qəza təhlükəsizliyi baxımından həlledici rol oynayır.

References

1. ISO 19901-1:2015. Petroleum and natural gas industries — Specific requirements for offshore structures — Part 1: Metocean design and operating considerations.
2. ISO/FDIS 19901-1. Oil and gas industries including lower carbon energy — Specific requirements for offshore structures — Part 1: Metocean design and operating considerations.
3. DNV-RP-C205. Environmental conditions and environmental loads.
4. NORSOK M-501:2022. Surface protection and protective coating.
5. DNV-RP-B401. Cathodic protection design.
6. BSEE. Hurricane Season Information və əlaqəli offshore severe weather guidance..

ВЛИЯНИЕ ФАКТОРОВ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ НА ЭКСПЛУАТАЦИОННУЮ НАДЁЖНОСТЬ МОРСКИХ ГИДРОТЕХНИЧЕСКИХ СООРУЖЕНИЙ

Насыбли Илькин¹, Шукуров Магомед²

^{1,2}Азербайджанский Государственный Университет Нефти и Промышленности,

^{1,2}Кафедра «Нефтегазовая инженерия»,

^{1,2}Магистрант

Аннотация

В статье комплексно исследованы основные факторы внешней среды, влияющие на эксплуатационную надёжность морских гидротехнических сооружений, а также проанализировано их воздействие на конструктивную устойчивость, техническую безопасность и долговечность сооружений с теоретической и прикладной точек зрения. В рамках исследования системно рассмотрены гидродинамические нагрузки, метеорологические и климатические воздействия, параметры metocean, химико-биологические механизмы деградации, включая коррозию и биообрастание, а также подходы к мониторингу, диагностике и риск-ориентированной эксплуатации.

Установлено, что риски, влияющие на надёжность морских сооружений, в большинстве случаев формируются не под воздействием одного фактора, а в результате взаимосвязанного и комбинированного действия нескольких внешних воздействий. В частности, совместное влияние волн, ветра и течений в сочетании с коррозией, усталостным разрушением, размывом грунта и геотехническими неопределённостями существенно ухудшает техническое состояние сооружений.

В статье обосновано, что надёжная и безопасная эксплуатация морских гидротехнических объектов не может быть обеспечена только корректным выполнением проектных расчётов; она также требует интеграции выбора материалов, систем защитных покрытий и катодной защиты, геотехнической оценки, структурного мониторинга и диагностических мероприятий в единую систему управления. Результаты исследования показывают, что применение риск-ориентированного мониторинга, многоуровневой модели защиты и превентивных стратегий технического обслуживания играет важную роль в повышении долговечности сооружений, снижении вероятности аварий и более эффективном управлении эксплуатационными ресурсами.

Ключевые слова: морские гидротехнические сооружения, гидродинамические нагрузки, коррозия, риск-ориентированная эксплуатация.

RENEWABLE ENERGY IN THE AZERBAIJANI CONTEXT AND IMPACT ANALYSIS

Tural Isayev

Azerbaijan State University of Economics,

UNEC Business School

Master's Student

Abstract

The article synthesizes how renewable energy sources affect a country's energy security and geopolitical positioning using a conceptual, indicator-based approach, and provides a brief applied assessment using Azerbaijan as a case study. Energy security is treated not merely as the physical availability and continuity of supply, but as a multidimensional system-performance concept that includes the resilience of the energy-source structure, price stability and exposure to price shocks, resource adequacy, grid reliability, the availability of flexibility, and the governance of external vulnerabilities. This framing reflects the fact that, under the energy transition, the security agenda is expanding beyond traditional supply risks to encompass network constraints, market design, technological dependencies, and institutional capacity.

Azerbaijan illustrates this duality particularly clearly. While the country's export position in crude oil and natural gas limits classical import dependence on fuels, the high reliance of domestic electricity generation on thermal power plants ties electricity security closely to gas-market and gas-infrastructure risks. This shifts the focus of the domestic security agenda from import dependence to internal system parameters such as grid reliability, adequacy, flexibility, and operational governance. Official indicators show that thermal generation remains dominant, while renewable generation is increasing in a gradual, staged manner—implying that core system vulnerabilities may not change rapidly in the short term, although a medium-term inflection point is plausible.

At the same time, Azerbaijan's renewable potential is sizable, with solar resources emerging as the dominant pathway; offshore wind and post-conflict reconstructed territories are viewed as long-term scaling zones. However, converting potential into delivered generation depends not only on resource availability, but also on project bankability and financial close, access to the grid, implementation schedules, and a functional institutional market design.

Keywords: energy security, renewable energy sources (RES), geopolitical vulnerability, energy mix structure, scenario analysis.

AZƏRBAYCAN KONTEKSTİNDƏ BƏRPA OLUNAN ENERJİ VƏ TƏSİRİN ANALİZİ

Tural İsayev

Azərbaycan Dövlət İqtisad Universiteti,

UNEC Biznes Məktəbi

Magistr Tələbəsi

Xülasə

Məqalədə bərpa olunan enerji mənbələrinin enerji təhlükəsizliyi və geosiyasi mövqe üzərində yaratdığı təsirlər konseptual və göstərici əsaslı yanaşma ilə ümumiləşdirilir, həmçinin Azərbaycan nümunəsi üzrə qısa tətbiqi qiymətləndirmə təqdim olunur. Enerji təhlükəsizliyi burada yalnız enerjinin fiziki mövcudluğu və fasiləsiz təchizatı kimi deyil, enerji mənbələri strukturunun dayanıqlılığı, qiymət sabitliyi və qiymət şoklarına həssaslığın səviyyəsi, resurs adekvatlığı, şəbəkə etibarlılığı, çeviklik tələblərinin təmin edilməsi, eləcə də xarici həssaslıqların idarə olunması kimi çoxölçülü sistem performansını kimi şərh edilir. Bu yanaşma enerji keçidi dövründə təhlükəsizlik gündəliyinin genişləndiyini və klassik təchizat riskləri ilə yanaşı şəbəkə, bazar dizaynı, texnoloji asılılıqlar və institusional idarəetmə keyfiyyəti kimi faktorların da həlledici rol oynadığını nəzərə almağa imkan verir.

Azərbaycan nümunəsi enerji təhlükəsizliyi baxımından ikili xüsusiyyət nümayiş etdirir. Ümumi enerji balansında xam neft və təbii qaz ixracatçısı mövqeyi klassik mənada xaricdən yanacaq asılılığını məhdudlaşdırsa da, daxili elektrik istehsalının yüksək payla istilik elektrik stansiyalarına söykənməsi elektrik təhlükəsizliyini qaz bazarı və qaz-infrastruktur riskləri ilə sıx bağlayır. Bu struktur, enerji təhlükəsizliyi gündəliyində idxal asılılığından daha çox daxili sistem parametrlərinin - şəbəkə etibarlılığı, adekvatlıq, çeviklik və istismar idarəetməsi keyfiyyətinin - ön plana çıxmasına səbəb olur. Rəsmi göstəricilər elektrik istehsalında istilik generasiyası payının yüksək qaldığını, BOEM üzrə istehsalın isə artmasına baxmayaraq hələlik mərhələli xarakter daşdığını göstərir; bu isə qısa müddətdə sistemin əsas həssaslığının tam dəyişmədiyini, lakin orta müddətdə dəyişmə potensialının formalaşdığını ifadə edir.

Eyni zamanda ölkənin BOEM potensialı kəmiyyət baxımından böyükdür və xüsusilə günəş resursu dominant istiqamət kimi seçilir; dənizdə külək və işğaldan azad edilmiş ərazilər isə uzunmüddətli miqyaslandırma zonaları kimi dəyərləndirilir. Bu potensialın real istehsalə çevrilməsi üçün isə resurs bolluğu ilə yanaşı maliyyə bağlantısı, şəbəkəyə çıxış, layihələrin icra qrafiki və institusional bazar dizaynının işləkliyi həlledici şərt rolunu oynayır.

Açar sözlər: enerji təhlükəsizliyi, bərpa olunan enerji mənbələri BOEM, geosiyasi həssaslıq, enerji mənbələri strukturu, ssenari analizi

Giriş

Son onillikdə enerji sistemləri eyni vaxtda iki strateji təzyiq altında inkişaf edir: dekarbonizasiya tələbi və enerji təhlükəsizliyi prioritetlərinin sərtləşməsi. Bu iki istiqamət bəzən bir-birini gücləndirsə də, çox vaxt eyni vaxtda idarə olunmalı olan risklər toplusu yaradır. BOEM-in artımı iqlim siyasətinin əsas alətlərindən biri kimi çıxış etsə də, onun enerji təhlükəsizliyinə təsiri avtomatik nəticə deyil; təsir, əsasən, integrasiya keyfiyyəti, şəbəkə çevikliyi, ehtiyat mexanizmləri, tənzimləyici çərçivənin ardıcılığı və investisiya dinamikası ilə müəyyənləşir. Bu səbəbdən BOEM-in enerji təhlükəsizliyinə töhfəsini qiymətləndirmək üçün həm “müsbət dividendlər” (yanacaq asılılığının azalması, qiymət şoklarına həssaslığın zəifləməsi), həm də “yeni risk kanalları” (dəyişkənlik, curtailment, şəbəkə məhdudiyyətləri, kiber və təchizat zənciri riskləri) paralel nəzərə alınmalıdır.

Enerji təhlükəsizliyinin məzmunu enerji keçidi dövründə genişlənmişdir. Klassik yanaşmalarda enerji təhlükəsizliyi daha çox yanacaq təminatı və təchizatın kəsilməsi risklərinə fokuslanırdı. Müasir yanaşmada isə enerji təhlükəsizliyi enerji mənbələri strukturunun dayanıqlılığı, elektrik sisteminin etibarlılığı, resurs adekvatlığı, qiymət sabitliyi, çeviklik imkanları və institusional idarəetmə keyfiyyəti kimi ölçülə bilən komponentlərlə birləşərək qiymətləndirilir. Bu çərçivə BOEM-in təsirini “yalnız daha çox təmiz enerji” kimi deyil, enerji sisteminin risk arxitekturasını dəyişdirən faktor kimi şərh etməyə imkan verir.

Azərbaycan kontekstində məsələ xüsusilə aktualdır, çünki ölkənin enerji modeli xalis ixracatçı hidrokarbon bazası ilə daxili elektrik sistemində qaz-dominant strukturun üst-üstə düşdüyü “ikili təhlükəsizlik məntiqi” yaradır. İlk enerji istehsalı və ixracın böyük olması xaricdən yanacaq çatışmazlığı riskini zəiflətsə də, elektrik istehsalının böyük hissəsinin istilik stansiyalarında formalaşması daxili elektrik təhlükəsizliyini qaz təminatı, şəbəkə modernləşməsi və əməliyyat çevikliyi məsələləri üzərində cəmləşdirir. Bundan əlavə, son istehlakın sektorlar üzrə bölgüsü (xüsusən ev təsərrüfatları və nəqliyyatın payı) enerji təhlükəsizliyini sosial həssaslıq və fiskal risklərlə də əlaqələndirir. Belə şəraitdə BOEM-in genişlənməsi həm daxili təhlükəsizlik gündəliyində diversifikasiya və qaz qənaəti kanalı açır, həm də regional əməkdaşlıq və “yaşıl enerji dəhlizləri” perspektivləri vasitəsilə geosiyasi mövqenin şaxələnməsi üçün əlavə imkan yaradır.

Bu məqalənin məqsədi dissertasiya məzmununu qısa elmi məqalə formatında təqdim etməklə üç əsas sualı cavablandırmaqdır: (i) BOEM enerji təhlükəsizliyinə hansı mexanizmlərlə təsir edir, (ii) geosiyasi müstəvidə əsas dəyişmə risklərin azalmasıdır, yoxsa risklərin struktur dəyişməsi, (iii) Azərbaycan üçün əsas nəticələr və prioritetlər hansı göstəricilər üzərindən daha düzgün şərh oluna bilər.

Metodoloji yanaşma

Məqalə ikincil məlumatların və rəsmi hesabat göstəricilərinin analizi, konseptual çərçivələşdirmə, göstərici əsaslı qiymətləndirmə və ssenari yanaşmasının sintezinə əsaslanır. Azərbaycan üzrə tətbiqi hissədə enerji sistemi üç səviyyədə təsvir olunur: ilkin enerji balansı, elektrik istehsalının mənbə tərkibi və son istehlak strukturu; daha sonra enerji təhlükəsizliyinə dair seçilmiş indikatorlar (enerji asılılığı, elektrik idxal payı, fosil əsaslı istehsal payı, planlaşdırma ehtiyatı PRM, etibarlılıq göstəriciləri SAIDI/SAIFI, qiymət sabitliyi proksiləri və regional əlaqəlilik) qısa izahla təqdim edilir. Nəticələrin qeyri-müəyyənlik altında qiymətləndirilməsi üçün iki baza ssenarisi və bir stress testi ilə ümumiləşdirilmiş ssenari matrisi istifadə olunur.

Azərbaycanın bərpa olunan enerji potensialı və inkişaf dinamikası

Azərbaycan üzrə bərpa olunan enerji mənbələrinin təhlilində iki ölçünün paralel götürülməsi metodoloji baxımdan daha əsaslandırılmış nəticələr verir. Birinci ölçü təbii resurs bazası və texniki-iqtisadi potensialdır, yəni ölkənin günəş, külək, bioenerji və su ehtiyatlarının hansı həcmdə səmərəli elektrik istehsalına çevrilə biləcəyini göstərir. İkinci ölçü isə bu potensialın reallaşdırılmasını təmin edən institusional mexanizmlər, tənzimləyici çərçivə və layihə portfelinin icra dinamikasıdır. Belə ikili yanaşma potensialın böyüklüyü ilə sistemə integrasiya, maliyyələşmə, şəbəkəyə qoşulma və bazar quruculuğu arasında mövcud ola bilən fərqi analitik şəkildə görünən edir və nəticələrin daha etibarlı şərhinə imkan yaradır.

Faktlar səviyyəsində AREA-nın rəsmi qiymətləndirmələri Azərbaycanın bərpa olunan enerji mənbələri üzrə iqtisadi baxımdan səmərəli texniki potensialının 26 940 MVt olduğunu göstərir. Praktiki müzakirələrdə bu rəqəm tez-tez 27 000 MVt kimi yuvarlaqlaşdırılsa da, analitik dəqiqlik üçün potensialın tərkibinin ayrıca göstərilməsi vacibdir. Belə ki, həmin potensialın əsas hissəsi günəş enerjisinin payına düşür və 23 040 MVt olaraq qiymətləndirilir; külək enerjisi 3 000 MVt, bioenerji 380 MVt, kiçik su elektrik stansiyaları isə 520 MVt səviyyəsində təqdim olunur. Bu struktur ölkənin resurs portfelinə günəşin dominant mövqeyini aydınlaşdırır və quruda külək potensialının nisbətən daha məhdud olduğunu göstərir. Eyni zamanda AREA Xəzər dənizinin Azərbaycan sektorunda dənizdə külək enerjisi üzrə texniki potensialı 157 QVt səviyyəsində qiymətləndirir ki, bu göstərici quruda olan potensialla müqayisədə çox böyük miqyas ifadə edir. Buradan çıxan əsas metodoloji nəticə ondan ibarətdir ki, dənizdə külək uzunmüddətli strateji ehtiyat kimi yüksək perspektiv daşısa da, onun reallaşdırılması daha mürəkkəb texniki həllər, yüksək kapital xərci, dəniz infrastrukturunu, şəbəkəyə ötürmə gücləri və risklərin bölüşdürülməsi mexanizmlərini tələb edir.

AREA-nın işğaldan azad edilmiş ərazilər üzrə ayrıca vurğuları da bu potensialın məkan paylanmasını qiymətləndirmək baxımından əhəmiyyətlidir. Qarabağ və Şərqi Zəngəzur zonasında günəş potensialı təqribən 7 200 MVt, külək potensialı isə təqribən 2 000 MVt kimi təqdim olunur. Bu göstəricilər regional inkişaf və şəbəkə planlaşdırması üçün iki strateji məna kəsb edir. Birincisi, ölkədaxili BOEM inkişafının gələcək mərhələlərində yeni generasiya güclərinin məkan yerləşdirilməsi üçün əhəmiyyətli resurs bazası mövcuddur. İkincisi, həmin resursun real istehsalat çevrilməsi yalnız layihə tikintisi ilə məhdudlaşmır, paralel olaraq ötürmə və paylayıcı şəbəkənin gücləndirilməsi, çeviklik alətlərinin inkişafı və şəbəkə qoşulma proseslərinin institusional baxımdan optimallaşdırılmasını tələb edir. Potensialdan reallaşmaya keçədi qiymətləndirmək üçün ikinci ölçü olaraq mövcud quraşdırılmış güclərin strukturu və istehsal dinamikası əsas göstərici rolunu oynayır. Energetika Nazirliyinin 2025-ci il hesabatında ölkənin enerji sisteminə qoyuluş gücünün 9 732,5 MVt olduğu göstərilir. Bu güc strukturunda 7 903 MVt istilik elektrik stansiyalarının, 1 443,5 MVt su elektrik stansiyalarının, 278,2 MVt günəş stansiyalarının, 63,5 MVt külək stansiyalarının payına düşür. Sənəddə bərk məişət tullantılarının yandırılması əsasında elektrik stansiyasının gücü 37 MVt kimi təqdim edilir. Ümumilikdə su elektrik stansiyaları daxil olmaqla BOEM üzrə elektrik stansiyalarının gücünün 1 829,6 MVt olması və bunun ümumi qoyuluş gücünün təxminən 18,8 faizini təşkil etməsi qeyd olunur (Azərbaycan Energetika Nazirliyi, 2025a). Bu göstəricilər BOEM-in quraşdırılmış gücdə müəyyən artım trayektoriyası nümayiş etdirdiyini göstərsə də, istehsalda payın eyni sürətlə yüksəlməyə bilməsi enerji keçədi üçün tipik keçid dinamikasıdır. Səbəb ondan ibarətdir ki, quraşdırılmış güc ilə faktiki istehsal arasında yük əmsalı, hidrologiya şərtləri, şəbəkə məhdudiyyətləri, ehtiyat və balanslaşdırma imkanları kimi amillər vasitəsilə əhəmiyyətli fərq yarana bilər. Buna görə dissertasiyada BOEM-in sistemə təsiri qiymətləndirilərkən quraşdırılmış güc göstəriciləri istehsal göstəriciləri ilə paralel şərh edilməlidir.

Layihə portfelinin icra dinamikasını izah edən empirik baza baxımından iki iri layihə xətti xüsusi diqqət tələb edir. Birinci xətt Qaradağ Günəş Elektrik Stansiyasıdır. Energetika Nazirliyinin məlumatında 230 MVt gücündə stansiyanın 2023-cü ildə istifadəyə verildiyi, 262 milyon ABŞ dolları həcmində xarici investisiya ilə tikildiyi və illik təxminən 500 milyon kVt·st elektrik istehsal etməklə 110 milyon m³ təbii qaza qənaət yaradacağı göstərilir (Azərbaycan Energetika Nazirliyi, 2023). Bu məlumatlar BOEM layihələrinin enerji təhlükəsizliyi təsirini ən azı iki konkret kanalla əlaqələndirməyə imkan verir: birincisi, qaz sərfinin azalması vasitəsilə daxili yanacaq resurslarının alternativ istifadəyə yönəldilməsi və ya ixrac potensialının qorunması; ikincisi, elektrik istehsalında mənbə şaxələndirməsinin güclənməsi ilə sistem risklərinin daha balanslı idarə olunması.

İkinci xətt Xızı–Abşeron Külək Elektrik Stansiyasıdır. AREA-nın layihə məlumatında 240 MVt gücündə stansiya üzrə icra müqaviləsinin 2020-ci ildə bağlandığı, eləcə də investisiya və enerji alqı-satqı müqavilələrinin 2020-ci ilin sonunda rəsmiləşdirildiyi qeyd olunur. Həmin mənbədə ilkin hesablamalar əsasında illik istehsalın təxminən 1 milyard kVt·st olacağı və bunun 220 milyon m³ təbii qaza qənaət verəcəyi gözləntisi göstərilir (AREA, 2020). Daha sonra, 2026-cı il yanvarın 8-də Prezidentin rəsmi məlumatında layihənin 240 MVt gücündə istismara verildiyi, illik istehsalın təxminən 1 milyard kVt·st təşkil etdiyi, 220 milyon m³ qaz qənaəti və 400 min tondan artıq karbon emissiyasının qarşısının alınacağı bildirilib (Azərbaycan Respublikası Prezidentinin Administrasiyası, 2026). Bu ardıcılıq iki analitik məqamı ön plana çıxarır. Birincisi, BOEM layihələrinin reallaşması üçün investisiya və enerji alqı-satqı mexanizmləri institusional daşıyıcı rolunu oynayır və icra dinamikası məhz bu çərçivənin sabitliyi ilə sıx bağlıdır. İkincisi, layihələrin təsiri yalnız əlavə istehsal kimi deyil, həm də qaz qənaəti, diversifikasiya və xarici kapitalın cəlbi kimi çoxölçülü təhlükəsizlik nəticələri kimi qiymətləndirilməlidir.

Layihə portfelinin enerji təhlükəsizliyi baxımından nəticələri iki flaqman layihə üzərindən Şəkil 1-də sistemləşdirilmişdir.

Flaqman BOEM layihələri və enerji təhlükəsizliyi təsiri



Şəkil 1. Flaqman BOEM layihələri və enerji təhlükəsizliyi təsir kanalları

Qeyd Şəkildə Qaradağ Günəş Elektrik Stansiyası və Xızı–Abşeron Külək Elektrik Stansiyası üzrə əsas texniki-iqtisadi parametrlər, eləcə də enerji təhlükəsizliyi təsirinin üç əsas mexanizmi təqdim olunur.

İnkişaf dinamikasının üçüncü mühüm istiqaməti iri portfel layihələrinin formalaşmasıdır. Bu layihələr BOEM-in inkişafını ayrı-ayrı stansiya təşəbbüslərindən çıxarıb, maliyyə, şəbəkə və tənzimləmə komponentlərini bir araya gətirən proqram xarakterli portfelə çevirir. Energetika Nazirliyinin məlumatında Qaradağ günəş elektrik stansiyasının açılışı çərçivəsində Masdar ilə ümumi gücü 1 000 MVt olan üç layihə üzrə investisiya sazişlərinin imzalandığı göstərilir. Sazişlər Biləsuvar rayonunda 445 MVt günəş, Neftçala rayonunun Bankə qəsəbəsində 315 MVt günəş və Abşeron–Qaradağ zonasında 240 MVt külək layihələrini əhatə edir və bu paket 2022-ci ilin iyununda Masdar ilə razılaşdırılmış 4 QVt-lıq meqa layihələr çərçivəsinin ilkin mərhələsi kimi təqdim olunur. Bu çərçivə praktiki baxımdan onu göstərir ki, BOEM-in genişlənməsi artıq yalnız texniki potensialın mövcudluğu ilə izah edilmir; layihələrin miqyaslanması üçün uzunmüddətli portfel məntiqi, risk bölgüsü və ardıcıl investisiya axını əsas şərt kimi ön plana çıxır. İri portfel layihələrinin maliyyələşmə ölçüsü xüsusilə COP29 kontekstində daha aydın görünür. EBRD-nin məlumatında Biləsuvar və Neftçala üzrə iki günəş parkının ümumi gücünün 760 MVt olduğu, layihələrin Asiya İnkişaf Bankı və Asiya İnfrastruktur İnvestisiya Bankı ilə birgə maliyyələşdirildiyi və 2027-ci ildən istismara verilməsinin planlaşdırıldığı qeyd edilir; eyni mənbədə Azərbaycanın 2030-cu ilə qədər elektrik istehsalında bərpa olunanların payını 30 faizə yüksəltmək hədəfinə istinad olunur. Bu məlumatlar iki analitik nəticə çıxarmağa imkan verir. Birincisi, 2030 hədəfinin reallaşması üçün həlledici amil tək cərsurs bolluğu deyil, maliyyə bağlantısı, investisiya risklərinin idarə edilməsi və şəbəkəyə çıxışın təmin edilməsidir; yəni banklar və investorlar tərəfindən maliyyələşdirilə bilən layihə dizaynı strateji əhəmiyyət daşıyır. İkincisi, 2027 kimi aralıq illərdə iri güclərin istismara daxil olması elektrik miksində struktur qırılma nöqtəsi yarada bilər; bu, həm fosil əsaslı istehsalın nisbi payına, həm də qaz sərfinə və ixrac potensialına təsir edən sistem miqyaslı dəyişmədir.

Geosiyasi mövqe və risklərin struktur dəyişməsi

Geosiyasi müstəvidə BOEM-in təsiri iki paralel xətt üzrə şərh olunur. Birinci xətt fosil yanacaq diplomatiyası ilə bağlıdır: qaz ixracı Avropa bazarı ilə əlaqələr fonunda Azərbaycanın geosiyasi mövqeyini gücləndirir və təchizatçıların şaxələndirilməsi gündəliyində rolunu artırır; lakin bu xətt qiymət dəyişkənliyi və investisiya tələbi səbəbilə makro həssaslıq yarada bilər. İkinci xətt BOEM əsasında formalaşan yeni enerji dəhlizləri və regional şəbəkə inteqrasiyası perspektividir: bu istiqamət Azərbaycanın enerji mövqeyinə əlavə “yaşıl” komponent gətirə bilər. Lakin bu imkanların real nəticəyə çevrilməsi şəbəkə gücləndirilməsi, institusional bazar dizaynı və risklərin ssenari əsaslı idarə edilməsi ilə sıx bağlıdır. Başqa sözlə, BOEM geosiyasi riskləri tam aradan qaldırmır; riskləri daha çox struktur olaraq yenidən bölüşdürür və “yanacaq” risklərini “şəbəkə–texnologiya–institusional” risklərə doğru transformasiya edir.

Nəticələr və Müzakirə

Məqalənin ümumi nəticəsi ondan ibarətdir ki, BOEM-in enerji təhlükəsizliyinə və geosiyasi mövqeyə təsiri ikili xarakter daşıyır və nəticə əsasən inteqrasiya keyfiyyətindən asılıdır. Bir tərəfdən BOEM, enerji mənbələri strukturunda diversifikasiya yaratmaqla fosil asılılığını və qiymət şoklarına həssaslığı zəiflətməyə, qaz qənaəti vasitəsilə resursların alternativ istifadəsini və ixrac imkanlarını qorumağa şərait yaradır. Digər tərəfdən BOEM-in dəyişkən istehsal rejimi şəbəkə çevikliyi, adekvatlıq, balanslaşdırma və institusional bazar dizaynı üzrə tələbləri artırır; bu tələblər təmin edilmədikdə təhlükəsizlik qazancı gecikə və ya zəifləyə bilər.

Azərbaycan üçün əsas strateji nəticə belə formullaşdırıla bilər: ümumi enerji balansında ixracatçı mövqenin yaratdığı üstünlük daxili elektrik təhlükəsizliyi problemlərini avtomatik həll etmir; elektrik təhlükəsizliyinin əsas həssaslığı qaz-dominant struktur, şəbəkə modernləşməsi ehtiyacı və

İqlim şoklarının pıq tələbat üzərində təsiri ilə bağlıdır. Bu səbəbdən BOEM-in təhlükəsizlik dəyərinin reallaşması üçün prioritet istiqamətlər şəbəkə gücləndirilməsi, portfel layihələrin vaxtında istismara verilməsi, çeviklik mexanizmlərinin inkişafı və regional infrastruktur diplomatiyasının koordinasiyalı aparılmasıdır.

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

АЗЕРБАЙДЖАНСКИЙ КОНТЕКСТ ВОЗОБНОВЛЯЕМОЙ ЭНЕРГЕТИКИ И АНАЛИЗ ЕЁ ВЛИЯНИЯ

Турал Исаев

Азербайджанский государственный экономический университет,

Бизнес-школа UNEC

Магистрант

Аннотация

В статье обобщаются эффекты возобновляемых источников энергии на энергетическую безопасность и геополитическое положение страны с использованием концептуального и индикаторного подходов, а также приводится краткая прикладная оценка на примере Азербайджана. Энергетическая безопасность рассматривается не только как физическая доступность и бесперебойность поставок, но и как многомерная характеристика функционирования системы, включающая устойчивость структуры энергоресурсов, стабильность цен и чувствительность к ценовым шокам, достаточность ресурсов, надежность сетевой инфраструктуры, обеспеченность гибкостью, а также управляемость внешних уязвимостей. Такой подход позволяет учитывать, что в условиях энергетического перехода «повестка безопасности» расширяется и включает наряду с классическими рисками поставок сетевые ограничения, вопросы рыночного дизайна, технологические зависимости и качество институционального управления.

Пример Азербайджана демонстрирует двойственную конфигурацию энергетической безопасности. С одной стороны, экспортная позиция по нефти и природному газу снижает классическую импортную зависимость от топлива. С другой стороны, высокая доля тепловой генерации в производстве электроэнергии тесно связывает внутреннюю электрическую безопасность с рисками газового рынка и газовой инфраструктуры. Это означает, что ключевыми становятся параметры внутренней системы — надежность сетей, адекватность мощностей, гибкость и качество операционного управления, а не только показатели импортной зависимости. Официальные данные свидетельствуют о сохранении высокой доли тепловой генерации при постепенном росте производства из ВИЭ, что указывает на поэтапность структурных изменений и ограниченность быстрых эффектов в краткосрочном периоде при наличии потенциала среднесрочного перелома.

При этом потенциал ВИЭ в Азербайджане количественно значителен, и доминирующим направлением выступает солнечная энергетика; офшорный ветер и территории, восстановленные после конфликта, рассматриваются как зоны долгосрочного масштабирования. Однако преобразование ресурсного потенциала в реальную генерацию требует не только наличия природных ресурсов, но и финансового закрытия проектов, доступа к сети, соблюдения графиков реализации и работоспособного институционального рыночного дизайна.

Ключевые слова: Энергетическая безопасность, возобновляемые источники энергии (ВИЭ), геополитическая уязвимость, структура энергобаланса, сценарный анализ

NEW TECHNOLOGICAL SOLUTIONS TO REDUCE COMPLEXITIES IN THE OPERATION OF DIRECTIONAL WELLS

Farid Imamaliyev

Azerbaijan State University of Oil and Industry,

Department of "Oil and Gas Engineering"

Master, feridimameliyeff@gmail.com

Abstract

Directional and horizontal oil and gas wells can enhance production by increasing the reservoir contact area; however, they also introduce a range of technological complications during the production phase. This study systematically summarizes the most common problems encountered in deviated wells—sand production, corrosion, wax deposition, and unstable multiphase-flow regimes, including slug flow—and analyzes modern technological approaches used to mitigate these issues. For sand management, the benefits of combined solutions such as mechanical barriers, chemical consolidation, and frac-pack treatments are evaluated. To minimize corrosion risks, the use of protective coatings, cathodic protection, corrosion inhibitor injection, and corrosion-resistant alloys is presented. For wax deposition control, mechanical cleaning, thermal treatments, chemical inhibitors and solvents, as well as the prospects of nanotechnology-based applications (nanofluids), are examined. In the context of stabilizing the inflow/production profile, particular attention is given to artificial lift systems, inflow control devices, and the role of WAG (Water-Alternating-Gas) technology for pressure management. In addition, opportunities to optimize decision-making and reduce operational risks through real-time monitoring and automation (SCADA, IoT, digital twins, smart completions) are highlighted. Regional implementation results are summarized using selected case examples from Azerbaijani fields (ACG, Neft Daşları, Bahar-Gum-Deniz, Shah Deniz, etc.). The findings indicate that effective complication management is best achieved through integrated application of technologies tailored to the geological and production conditions of the field, rather than through isolated solutions, thereby ensuring greater operational reliability and economic efficiency.

Keywords: directional well, sand production, corrosion, wax deposition, real-time monitoring.

MAILİ QUYULARIN İSTİSMARINDA MÜRƏKKƏBLƏŞMƏLƏRİN AZALDILMASI ÜÇÜN YENİ TEXNOLOJİ HƏLLƏR

Fərid İmaməliyev

Azərbaycan Dövlət Neft və Sənaye Universiteti,

"Neft və Qaz Mühəndisliyi" kafedrası

Magistr, feridimameliyeff@gmail.com

Xülasə

Maili və üfüqi neft-qaz quyuları layla təmas sahəsini artırmaqla hasilatın yüksəldilməsinə şərait yaratsa da, istismar mərhələsində bir sıra texnoloji mürəkkəbləşmələr yaranır. Bu tədqiqatda maili quyularda ən çox rast gəlinən problemlər – qum təzahürü, korroziya, parafin çöküntüləri və çoxfazlı axının qeyri-sabit rejimləri, o cümlədən slug axını (slug flow) – sistemli şəkildə ümumiləşdirilir və onların azaldılması üçün tətbiq olunan müasir texnoloji yanaşmalar təhlil edilir. Qumun idarə olunmasında mexaniki baryerlər, kimyəvi konsolidasiya və frac-pack kimi kombinə edilmiş həllərin üstünlükləri qiymətləndirilir. Korroziya risklərinin minimallaşdırılması üçün qoruyucu örtüklər, katod mühafizəsi, inhibitor injeksiyası, eləcə də korroziyaya davamlı ərintilərdən istifadə yanaşmaları təqdim olunur. Parafin çöküntülərinə qarşı mexaniki təmizləmə, termal təsir, kimyəvi inhibitorlar və həlledicilər, həmçinin nanotexnoloji (nanofluid) tətbiqlərin perspektivləri araşdırılır. Axın profilinin sabitləşdirilməsi kontekstində süni qaldırma sistemləri, axın tənzimləyiciləri və təzyiqin idarə olunmasına yönəlmiş texnologiyanın roluna xüsusi diqqət yetirilir. Bundan əlavə, real vaxt rejimində monitoring və avtomatlaşdırma (SCADA, IoT, digital twin, smart completion) vasitəsilə qərar qəbulətmənin optimallaşdırılması və qəza risklərinin azaldılması imkanları göstərilir. Azərbaycan yataqlarından (AÇG, Neft Daşları, Bahar-Güm-dəniz, Şahdəniz və s.) seçilmiş nümunələr əsasında regional tətbiqlərin nəticələri ümumiləşdirilir. Nəticələr göstərir ki, mürəkkəbləşmələrin effektiv idarə olunması üçün texnologiyaların ayrı-ayrılıqda deyil, yatağın geoloji-istehsalat şəraitinə uyğun inteqrasiya edilmiş şəkildə tətbiqi daha yüksək əməliyyat dayanıqlılığı və iqtisadi səmərəlilik təmin edir.

Açar sözlər: maili quyu, qum təzahürü, korroziya, parafin çökməsi, real vaxt rejimində monitoring

Maili (əyri və ya üfüqi meyilli) neft-qaz quyularının istismarı zamanı bir sıra texnoloji mürəkkəbləşmələr meydana çıxır. Bu quyular, layla daha geniş təmas quraraq hasilatı artırırsa da, istismar prosesində bəzi çətinliklər yaranır. Ən çox rast gəlinən problemlərdən biri laydan qum daşınmasıdır. Qeyri-konsolidə olmuş süxurlu laylarda və ya quyuyu dibində təzyiq dəyişmələri baş verdikdə qum dənəcikləri istismar zamanı axınla birlikdə quyuya gəlir. Nəticədə qum ehtiva edən axın boru kəmərinə çökmə yaradaraq avadanlıqların eroziyasına, nasosların və klapanların sıradan çıxmasına səbəb olur. Digər bir mühüm mürəkkəbləşmə korroziyadır – hasilatın gedişatında neft və qazla bərabər çıxan su, hidrogen-sulfid (H_2S) və karbon qazı (CO_2) kimi aşındırıcı komponentlər quyuyu avadanlıqlarının metal səthlərini korroziyaya uğradır. Xüsusilə turş (H_2S tərkibli) laylardan hasilat zamanı boru və avadanlıqlarda deşilmələr, sızmalar meydana gələ bilər ki, bu da istismarın dayandırılmasına və bahalı təmir işlərinə yol açır.

Maili quyularda parafin (vaks) yığılması da geniş yayılmış problemdir. Yüksək parafinli xam neft hasil olunan yataqlarda temperaturun düşməsi və ya təzyiqin azalması nəticəsində neft tərkibindəki bərk parafin fraksiyaları kristallaşaraq quyuyu lüləsində, borularda və avadanlıq səthlərində çöküntü əmələ gətirir. Bu parafin çöküntüləri borudaxili keçidləri daraldır, axın müqavimətini artırır və nəticədə hasilat həcmi azalır. Araşdırmalara görə, demək olar ki, bütün neft yataqlarında asfalten-rezin-parafin çöküntüləri kimi problemlərə rast gəlinir və xüsusilə Bakı rayonunun bəzi neft yataqlarında parafin çöküntüləri əsas çətinliklərdəndir.

Həmçinin çoxfazlı axının qeyri-stabil (stabilliyini itirmiş) rejimdə olması istismarı mürəkkəbləşdirir. Məsələn, qaz-çıxarılmış quyuyu əşyalarında və boru kəmərlərində slug-rejimli (aramsız impulsiv) axın yaranır ki, bu da təzyiqin kəskin təbəddüdlərinə, axının periodik dayanıb-düşməsinə gətirib çıxarır. Axının belə qeyri-sabitliyi nasosların kavitasiya rejiminə düşməsinə, borularda hidro-zərbələrə və ümumilikdə sistemin effektivliyinin aşağı düşməsinə səbəb ola bilər. Məsələn, maili quyularda qaz təzahürlərinin yaratdığı “qaz suluqları” (sluglar) elektrik dalğıcı nasoslarının həddən artıq qızmasına və dayanmasına yol açır. Bu tip axın pozuntuları hasilatın fasilələrlə həyata keçməsinə, avadanlıqların vaxtından əvvəl köhnəlməsinə gətirib çıxarır. Maili neft-qaz quyularında əsas mürəkkəbləşmələri şəkil 1-də görmək mümkündür.

Yuxarıda sadalanan mürəkkəbləşmələr (qum istehsalı, təzyiqin dəyişməsi ilə bağlı təsirlər, korroziya, parafin və s.) maili quyuların istismarında məhsuldarlığı və əməliyyat səmərəliliyini azaldan başlıca amillərdəndir. Buna görə də, müasir neft-qaz mühəndisliyi bu problemlərin qarşısını almaq və ya minimuma endirmək üçün bir sıra yeni texnoloji həllər üzərində cəmlənmişdir. Aşağıdakı bölmələrdə hər bir əsas mürəkkəbləşmə növü üçün tətbiq olunan müasir texnoloji yanaşmalar təhlil edilir.



Şəkil 1. Maili neft-qaz quyularında əsas mürəkkəbləşmələr.

Texnoloji yanaşmalar

Qum idarəetmə sistemləri

Quyudan qum gəlməsinin qarşısını almaq məqsədilə müasir qum idarəetmə texnologiyaları tətbiq olunur. Ənənəvi yanaşma kimi, mexaniki qum nəzarəti metodları geniş yayılıb. Bunlara quyuda daxilində qum filtrasiya baryeri yaradacaq xüsusi konfigurasiyalı qum süzgəclərinin və ya perforasiya olunmuş liner boruların yerləşdirilməsi, həmçinin qum tutucu ekranlar və qravelli paketləmə (gravel pack) üsulları daxildir. Məsələn, horizontal (maili) quyularda qum ülətiminin qarşısını almaq üçün quyuda lüləsinə çoxqatlı məftillə sarınmış süzgəclər və ya yarıqları olan linerlər yerləşdirilir; quyuda ilə sərtləşdirici boru arasındakı həlqəvi boşluq isə müəyyən ölçülü çinqil ilə doldurularaq süxur qumunun axına qarışmasının qarşısı alınır. Bu mexaniki baryerlər qumun quyuya daxil olmasını fiziki şəkildə əngəlləyərək həm layın sabitliyini qoruyur, həm də hasilatın fasiləsizliyini təmin edir. Mexaniki qum idarəetməsinin üstünlüyü ondan ibarətdir ki, düzgün layihələndirildikdə (uyğun süzgəc göz məsəməsi və çinqil dənə ölçüsü seçildikdə) uzunmüddətli və effektiv qum filtrasiyası təmin olunur. Lakin yalnız mexaniki metodların çatışmazlıqları da mövcuddur – çox incə qum dənəciklərinin süzəlməsində məhdudiyyət, vaxtla süzgəclərin tutulub təzyiq düşümünü artırması, habelə quyuda təmiri zamanı maneələr kimi. Bu səbəbdən, son illərdə mexaniki və digər metodların kombinasiyasına üstünlük verilir.

Mexaniki üsullarla yanaşı, qumun qarşısını almaqda kimyəvi qum konsolidasiya texnologiyaları da tətbiq edilir. Kimyəvi qum nəzarətində xüsusi reagentlər quyuya (lay ətrafına) vurularaq süxur dənəciklərinin bir-birinə yapışdırılması və layın möhkəmləndirilməsi təmin edilir. Bu məqsədlə, süxur skeletini bərkitmək üçün polimer reçinələr, silikat məhlulları və ya sement əsaslı

qarışıqlar formalaşdırılaraq süxur məsamələrinə yeridilir. Nəticədə lay daxilində sanki süni bir “köynək” yaranır və qum dənələri sementasiya olunmuş kimi birləşərək hasilat zamanı qopub gəlmir. Kimyəvi konsolidasiya metodları proses baxımından sadə olub, yüksək su kəsrlı (su daxilolması çox olan) laylarda da qumla bərabər su axınının qarşısını qismən ala bilər. Lakin bu cür kimyəvi baryerlərin vaxt keçdikcə öz təsirini itirməsi (rezin-kömürdəki yapışqan strukturların eroziyaya uğraması) və təkrar tətbiqin gərəkliyi bu metodun məhdud tərəfidir. Qum idarəetməsində həmçinin “frac-pack” kimi yeni texnologiyalar – yəni hidravlik çat yaratma ilə bərabər qum tutucu proppantın layda yerləşdirilməsi – geniş tətbiqini tapır. Bunlardan başqa, genişlənəbilən (diametrini artıran) qum süzgəcləri, lay selektiv perforasiya texnikaları və kompleks ikili baryer sistemləri kimi innovativ həllər də müxtəlif lay şəraitlərində sınaqdan keçirilib. Ümumilikdə, müasir qum idarəetmə yanaşmaları quyuya uyğun individual həllərin hazırlanmasını tələb edir. Məsələn, Azərbaycan sahillərindəki bəzi quyularda (məsələn, zəif sementləşmiş laylarda) həm qum süzgəci, həm də qravelli paket birgə tətbiq olunur ki, bu da ikiqat baryer yaradaraq qumun hasilata qarışmasını minimuma endirir. Beləliklə, düzgün seçilmiş qum idarəetmə sistemi həm quyu avadanlığının təhlükəsizliyini təmin edir, həm də layın tıxanma və çökmə riskini azaldaraq istismarın effektivliyini yüksəldir.

Korroziya əleyhinə texnologiyalar

Korroziya ilə mübarizədə müasir sənaye bir neçə paralel texnoloji həll tətbiq edir. Əsas yanaşmalardan biri qoruyucu örtüklərin istifadəsidir: quyu boruları, manifold və separatorlar xüsusi antikorroziya boyalar, epoksid və polimer örtüklərlə kaplanaraq metallə aqressiv mühitin təması kəsilir. Bu örtüklər metalla mühit arasında baryer rolunu oynayaraq, su və qazın metala çatmasını əngəlləyir və beləliklə paslanmanı ləngidir. Digər kritik üsul katod mühafizəsidir – bu texnologiyada metal konstruksiyalar qurban anodlar (məsələn, sink, maqnezium kimi metallar) birləşdirilməklə və ya xarici cərəyan tətbiq olunmaqla katoda çevrilir. Nəticədə quyu qurğularının metal səthi elektro-kimyəvi dövrdə katod rolunu oynayır və həll olan anod materialı hesabına əsas qurğu korroziyadan qorunur. Bu metod xüsusilə yeraltı və sualtı metal kəmərlərdə, platforma konstruksiyalarında öz səmərəliliyini sübut etmişdir.

Korroziya inhibitorlarının tətbiqi də geniş yayılmış texnoloji həllərdəndir. Xüsusi kimyəvi inhibitor maddələr hasilat zamanı quyuya və ya boru kəmərinə dozalayıcı nasoslarla injektə edilir. Bu maddələr metal səthində adsorbsiya olunaraq nazik qoruyucu film qatı yaradır və metallə aşındırıcı mühitin birbaşa təmasını kəsir. Məsələn, imidazolin, amin türevli inhibitorlar H_2S və CO_2 -nin təsirini neytrallaşdırmaq üçün geniş istifadə olunur. Inhibitorlar katodik və anodik tipdə ola bilər – bir qismi metal səthdə passivləşdirici təbəqə yaradaraq (anodik inhibitorlar) korroziyaya mane olur, digərləri isə həll olunmuş oksigen və ya turş komponentlərlə reaksiyaya girərək mühiti dəyişir (katodik inhibitorlar). Bundan əlavə, mühitin pH-nın yüksəldilməsi, oksigen səviyyəsinin azaldılması, biogen korroziyaya qarşı biotsidlərin vurulması kimi kimyəvi-texnoloji tədbirlər kompleks şəkildə tətbiq edilə bilər. Korroziyaya qarşı material seçimi də önəmlidir: xüsusən yüksək turş mühitli quyularda paslanmayan polad, duplex və ya niçəbm tərkibli xüsusi ərintidən hazırlanmış borular (CRA – korroziyaya davamlı ərintilər) istifadə edilir. Bu cür ərintilər adi karbon poladına nisbətən xeyli baha olsa da, uzunmüddətli istismarda sızmaların və qəza dayanmanın qarşısını almaqla iqtisadi səmərə verir. Son olaraq, real vaxt rejimində korroziya monitorinqi (məsələn, korroziya kuponları, elektrokimyəvi zondlar) tətbiq edilərək, qurğuların korroziya tempi izlənilir və inhibitor dozaları buna uyğun tənzimlənir. Belə çoxsəviyyəli yanaşma sayəsində müasir quyularda korroziya prosesini minimuma endirmək və avadanlıqların istismar müddətini uzatmaq mümkün olmuşdur.

Parafinin qarşısını alma üsulları

Parafin və digər yüksək molekullu üzvi komponentlərin quyularda çökməsinin qarşısını almaq üçün bir neçə texnoloji yanaşma mövcuddur. Mexaniki üsullar: Bunlardan biri mexaniki təmizləmə və ya profilaktik tədbirlərdir. Quyudaxili parafin yığılmasının müntəzəm aralıqlarla mexaniki qazma ştanqları və ya skreperlər vasitəsilə qırılıb təmizlənməsi geniş yayılıb. Eyni zamanda, boru kəmərlərində vaks yığılmasını aradan qaldırmaq üçün “pig” adlanan təmizləyici porşenlər dövrü

şəkildə keçirilir. Bu “piglaşdırma” prosesi zamanı müxtəlif formalı (diskli, fırçalı və s.) təmizləyici siçanlar boru daxili çöküntüləri qırıb axınla çıxarır. Termal üsullar: Parafin çöküntüsünün qarşısını almaqda istilik metodları da effektivdir. Quyulara və ya axın xətlərinə periodik qaynar neft və ya su vurulması (hot-oiling), elektrikle qızdırılan boru kəmərlərinin tətbiqi və ya boruların istilik izolyasiyası kimi texnologiyalar vasitəsilə neftin temperaturu vaksın bərkicəyi həddən yuxarı saxlanılır. Bu, parafinin kristallaşib çökməsini ləngidir və axında həll olmuş formada qalmasını təmin edir.

Kimyəvi reagentlər: Parafin problemlərinin əsas həll yollarından biri də xüsusi kimyəvi inhibitor və solventlərin tətbiqidir. Vaks inhibitorları adlanan əlavələr neftin tərkibinə qatılaraq parafin kristallarının əmələgəlmə prosesinə mane olur, onların böyüməsini ləngidir və ya yapışqanlıqını azaldır. Məsələn, polimer əsaslı dispersantlar parafin kristallarının birləşib iri kütlələr formalaşdırmasının qarşısını alır, depressator qatqılar isə neftin donma nöqtəsini aşağı salır. Əgər artıq parafin çökmələri yaranıbsa, onları həll etmək üçün ksilen, toluen kimi həlledicilər və ya xüsusi əridici reagentlər quyuya vurulur. Bu kimyəvi müalicə parafin laylarını eritməklə boru keçiriciliyini bərpa edir. Qoruyucu örtük və izolyasiya: Boru kəmərlərinin daxili səthinin yapışma əleyhinə (anti-adhesion) örtüklərlə təmin edilməsi də parafin çökməsini azalır. Belə örtüklər parafin kristallarının boru səthinə yapışmasını çətinləşdirir. Həmçinin, yeraltı boru xətlərinin izolyasiyası (istilik itkisinin azaldılması) nəticəsində neftin temperaturu kritik həddən yuxarı qalır və vaks çökmür. Nanotexnologiyalar: Son illərdə parafin yığılmasına qarşı nanotexnoloji həllər diqqət çəkir (bu bərdə aşağıda ayrıca bölmədə bəhs olunur). Ümumilikdə, parafinlə mübarizə strategiyaları çox zaman kompleks tətbiq olunur: məsələn, əvvəlcə inhibitor əlavə edilir, sonra müəyyən dövrdə bir dəfə quyuya termal təsir göstərilir və nəhayət, lazım gələrsə, mexaniki təmizləmə icra olunur. Belə çoxkomponentli yanaşma hər bir üsulun çatışmazlığını digərinin kompensə etməsi hesabına parafin probleminin idarəolunan səviyyədə saxlanmasına imkan verir. Nəticədə, parafin yığılması səbəbindən quyu axınının dayanması intervalı uzadılır və istismar fasiləsizliyinə nail olunur.

Tədqiqat Metodologiyası

Axın profilinin sabitləşdirilməsi texnologiyaları (ESP, ICD, WAG)

Maili və üfüqi quyularda axın profilinin bərabər paylanması və qeyri-stabilliklərin aradan qaldırılması üçün xüsusi texnologiyalar tətbiq edilir. Elektrik dalğıcı nasoslar (ESP): Lay təzyiqinin istismar üçün kifayət etmədiyi hallarda quyularda süni lift sistemləri quraşdırılır. Xüsusən maili quyularda qazliftin tətbiqi çətin olduqda və ya yüksək debiti təmin etmək üçün elektrikle işləyən dalğıcı mərkəzdənqaçma nasoslarından (ESP) geniş istifadə edilir. ESP qurğuları çox fazalı axını (neft, su, qaz qarışığını) quyu dibindən güclü pompalamaqla dayanıqlı hasilat axını formalaşdırır. Lakin ESP-lərin effektiv işləməsi üçün axının mümkün qədər sabit olması vacibdir – qaz köpüklənmələri (sluglar) və ya qum gəlişi nasosa zərər verə bilər. Bu səbəbdən müasir ESP sistemləri bir sıra əlavə qoruyucu funksiya və sensorlarla təchiz edilir: məsələn, Lift IQ kimi real-time monitoring xidmətləri vasitəsilə nasos parametrləri izlənilir, quyu dibində təzyiq, temperatur və vibrasiya sensorları quraşdırılır ki, nasosun zərərli rejimlərə (quru işləmə, aşırı yüklənmə) keçməsi öncədən aşkarlanıb qarşısı alınsın. Eyni zamanda quyu dibində qum yığıntılarının nasosu tıxamaması üçün qum tutucu “sludge trap” qurğuları quraşdırılır. Bu cür integrə olunmuş həllər sayəsində dalğıcı nasosların istismar müddəti əhəmiyyətli dərəcədə artır. Məsələn, Xəzər dənizindəki bir maili quyuda tətbiq edilən Lift IQ monitoring sistemi və qum tutucu filtr sayəsində ESP nasosunun fasiləsiz iş müddəti 840%-dən çox artmışdır. Bu, axının sabilləşdirilməsi və avadanlığın optimal rejimdə saxlanılması ilə mümkün olmuşdur.

Axın idarəediciləri (ICD): Uzun üfüqi quyularda axın profilini sabit saxlamaq və lay boyunca bərabər paylanmanı təmin etmək üçün quyu tamamlama mərhələsində axın idarəedicilər

(Inflow Control Device, ICD) quraşdırılır. ICD-lər boru perforasiya çıxışlarında xüsusi kalibrlənmiş kanallar, ventillər və ya digər məhdudlaşdırıcı elementlərdir. Onlar layın müxtəlif intervallarından gələn axını tənzimləyərək, quyunun hər yerindən eyni dərəcədə maye qəbul etməsini təmin edir. Bunun nəticəsində, məsələn, üfüqi quyu boyunca fərqli zonalardan gələn neft axınları balansaşdırılır, daha yüksək keçiriciliyi olan hissələrdən həddən artıq axın (və mümkün su-qaz konuslaşması) azalır, aşağı keçiricili lay hissələrinin də istismar payı artır. Beləliklə, ICD-lər sayəsində bir tərəfdən axının qeyri-bərabərliyindən doğan yerli təzyiq düşümləri aradan qaldırılır, digər tərəfdən erkən su və ya qaz vurması (suyun süzülüb tez quyuya çatması) gecikdirilir. Nəticədə ümumi hasilat daha stabil və uzunmüddətli olur. Məsələn, bəzi dəniz yataqlarında ICD-lərin tətbiqi quyuların su kəsrinin yüksəlməsini bir neçə il ləngitmiş və hasilatın sabit qalma dövrünü uzatmışdır (mənbə: sahə təcrübəsi barədə texniki hesabatlar).

WAG texnologiyası: Axının sabitliyinin təmin olunması həm də lay təzyiqinin sabit saxlanması ilə əlaqədardır. Bu istiqamətdə müasir yataqlarda tətbiq olunan üsullardan biri WAG (Water-Alternating-Gas) – su və qazın növbəli vurulması texnologiyasıdır. WAG bir növ üçüncü dərəcəli neftçıxarma (EOR) metodudur və onun məqsədi layda həm təzyiqi saxlamaq, həm də süpürmə əhatəsini yaxşılaşdırmaqdır. Su və qazın növbəli şəkildə laylara injektə edilməsi nəticəsində, qaz sızması (viskoz barmaqlaşma) və su axınının kanallaşması kimi mənfi təsirlər azalır; qazın yüksək hərəkətilik problemini su fazası kompensə edir, suyun çatmadığı məsələləri isə növbəti qaz dövrü doldurur. Nəticədə lay boyunca yeridilən agentlərin cəbhəsi daha stabil hərəkət edir və həm makroskopik, həm də mikroskopik süpürmə effektivliyi artır. Ədəbiyyata görə, WAG tətbiqi adi su vurma ilə müqayisədə əlavə 5-10% neft çıxarma nəticəsi verə bilər. Bu texnologiyanın axın sabitliyinə töhfəsi ondan ibarətdir ki, lay təzyiqi daha uzun müddət optimal intervalda saxlanılır, quyularda kəskin təzyiq enmələri olmur və hasilat profili hamar seyr edir. WAG-ın müxtəlif modifikasiyaları (immissible WAG, hybrid WAG, eyni zamanda su-qaz vurma və s.) mövcuddur ki, bunların hər biri müəyyən lay şəraitinə uyğun seçilir. Dünyada 1950-ci illərdən bəri tətbiq olunan bu yanaşma bir çox yataqlarda uğurlu nəticələr vermişdir. Azərbaycanın bəzi köhnə neft yataqlarında gələcəkdə WAG metodunun tətbiqi ilə həm çıxarılma əmsalının, həm də hasilatın sabitliyinin artırılması planlaşdırılır (məsələn, CO₂-injeksiyonlu WAG variantı ilə həm hasilatın artımı, həm də karbonun geoloji saxlanması mümkün ola bilər).

Real vaxt rejimində monitoring və avtomatlaşdırma

Mürəkkəb quyuların etibarlı və səmərəli istismarı üçün müasir dövrdə rəqəmsal neft yatağı konsepsiyası həyata keçirilir. Bu yanaşma çərçivəsində quyularda real vaxt rejimində məlumat toplanması, proseslərin avtomatik idarə edilməsi və intellektual analitika tətbiqi əsas rol oynayır. Quyulara quraşdırılan ağıllı sensorlar (təzyiq, temperatur, axın sürəti, vibrasiya və s.) vasitəsilə istismar parametrləri fasiləsiz izlənilir. Toplanan məlumatlar SCADA sistemləri və ya IoT (Əşyaların interneti) platformaları üzərindən mərkəzi nəzarət məntəqələrinə ötürülür. Operativ monitoring sayəsində quyuda baş verən ən cüzi dəyişikliklər (məsələn, təzyiqin azalması, temperaturun yüksəlməsi, su kəsrinin artması) dərhal aşkar edilir və analitik sistemlər tərəfindən əməl olunur. Bu cür real-time izləmə və proqnozlaşdırıcı analitika qərar qəbul etməni əhəmiyyətli dərəcədə yaxşılaşdırır və əməliyyat effektivliyini artırır. Avtomatlaşdırma sistemləri isə aşkarlanan dəyişikliklərə görə sürətlə müdaxilə etməyə imkan verir: məsələn, əgər quyu axınında ani qaz çıxışı (gas kick) müşahidə olunursa, avtomatik klapanlar dərhal qapanaraq fontan riskini aradan qaldırır. Və ya nasos qurğularında vibrasiya həddən yuxarı qalxarsa, sistem xəbərdarlıq verir və nasosun rejimi tənzimlənir. Rəqəmsal ikiz (digital twin) modellərindən istifadə etməklə quyu proseslərinin real-vaxt simulyasiyası aparılır, mümkün ssenarilər test edilərək optimal rejim parametrləri müəyyən edilir. İntellektual quyu anlayışı daxilində artıq bəzi quyular tam avtomatik idarə olunan ventil və boğucu sistemlərlə təchiz edilib – onlar hasilatı lay gerçəkliklərinə və yığım sisteminin tələblərinə uyğun avtomatik tənzimləyir. Məsələn, “ağıllı tamamlama” (smart completion) quyularında zonalararası axın paylayan qurğular kompyuter nəzarəti ilə uzaqdan idarə olunur. Real vaxt məlumat axını

həmçinin məsafədən (ofisdən) mütəxəssislərə quyunun durumunu analiz etməyə imkan verir və onlar lazım gəldikdə uzaqdan parametrləri dəyişə bilirlər. Beləliklə, real vaxt monitorinqi və avtomatlaşdırma sistemləri sayəsində maili quyularda mürəkkəb proseslər üzərində tam nəzarət təmin olunur, insan müdaxiləsindən asılılıq azalır və qəza riskləri minimuma endirilir. Bu, həmçinin məhsuldarlığın optimallaşdırılmasına, enerji sərfinin azalmasına və ümumilikdə istismar xərclərinin aşağı salınmasına xidmət edir.

Neft-qaz quyularında mürəkkəbləşmələrlə mübarizədə kimya mühəndisliyinin yenilikləri – xüsusi reagentlər və nano-texnologiyaların tətbiqi – önəmli rol oynayır. Kimyəvi reagentlərə misal olaraq, yuxarıda bəhs edilən korroziya inhibitorları, vaks inhibitorları, qaz hidrati inhibitorları (məsələn, metanol, glikol), miqyas (scale) əleyhinə fosfonat və polimer inhibitorları və s. göstərilə bilər. Bu reagentlərin hər biri konkret problemin (korroziya, parafin, hidrat, duz çöküntüsü və s.) qarşısını almaq üçün təsir mexanizminə malikdir. Məsələn, miqyas əmələgəlməsinə qarşı fosfonat tərkibli inhibitorlar kalsium-karbonat və ya baryum-sulfat kristallarının böyüməsini ləngidir; hidratların qarşısını alan termodinamik inhibitorlar suyun donma-nüvə nöqtəsini aşağı salır və ya kinetik inhibitorlar kristalların böyüyüb birləşməsinə əngəlləyir.

Son illərdə nano-texnologiyaların neftçixarmada tətbiqi ilə bağlı çoxsaylı araşdırmalar aparılır və bəzi sahələrdə artıq praktik nəticələr əldə olunub. Xüsusilə nano-maye (nanofluid) texnologiyaları üzvi çökmələrin – parafin, asfaltən – aradan qaldırılmasında ümidverici nəticələr göstərir. Nanohissəciklərlə zəngin xüsusi mayələr quyuya vurulduqda, bu ultra-dispersi hissəciklər parafin çöküntülərinin səthinə nüfuz edir və onları metal səthdən qoparır. Tədqiqatlara görə, nanofluidlər "struktur ayrılma təzyiqi" adlanan bir mexanizmlə işləyir: nanohissəciklər depozitlə metal arasına sanki paz kimi girərək onu səthdən qaldırır və hasilat axınının gərilmə qüvvələri ilə çökməni sistemdən çıxarır. Bu mexanizm adi kimyəvi həlledicilərdən fərqlidir və daha effektiv ola bilər. Eyni zamanda bəzi nano-maddələr (məsələn, hidrofob silikon nanohissəcikləri) süxur səthinin islanma xarakterini dəyişdirərək onu daha su-hopdurucu edir; bununla da yaxın-lay zonasında neftin axıcılığı artır və tıxanmaların qarşısı alınır. Məsələn, ABŞ-ın bir sıra yataqlarında 24 quyuda aparılan təcrübələrdə parafin/asfaltən problemi olan quyulara xüsusi hazırlanmış suda disperqolunan nano-maye vurulmuş, 1-2 gün saxlandıqdan sonra quyu istismara verilmişdir. Nəticədə həmin quyularda məhsuldarlığın uzunmüddətli artımı (18 ay ərzində orta hesabla 79% əlavə neft çıxarılması) müşahidə edilmişdir ki, bu da nanomaye təsiri ilə yaxın lay zonasının daimi wetter (su ilə islanan) hala gəlməsi ilə izah edilir. Bundan başqa, Azərbaycanda da bəzi ağır neft yataqlarında nano-reagentlərin tətbiqi üzrə işlər görülür. Məsələn, "Siyazanneft" NQÇİ-də BAF-1 və BAF-2 markalı nanostruktur reagentlərin sınaqları keçirilib, hasilat toplama sistemində neftin axın qabiliyyətinin yaxşılaşdığı qeyd olunur. Nano-texnologiyalar həmçinin quyu avadanlıqlarında qoruyucu nano-örtüklərin çəkilməsi (eroziya və korroziyaya qarşı supermöhkəm səthlərin yaradılması), nanohissəciklərlə təkmilləşdirilmiş sementləmə məhlullarının istifadəsi (sement daşının mikrostrukturunun gücləndirilməsi) və s. kimi sahələrdə də perspektiv vəd edir. Ümumiyyətlə, kimyəvi və nano texnologiyaların sinerjisi nəticəsində maili quyuların istismarında yaranan mürəkkəb problemlərin daha mütərəqqi üsullarla həlli mümkündür. Məsələn, ənənəvi isti neft vurma, həlledici tökmə kimi vaxt aparan və bahalı proseslərin yerinə, çevik təsir göstərən nano-maye müalicələri tətbiq olunarsa, həm hasilatda fasilələr azalacaq, həm də əməliyyat xərcləri aşağı düşəcəkdir.

Regional kontekst: Azərbaycan nümunələri

Azərbaycanın zəngin neft-qaz yataqlarında yuxarıda bəhs olunan texnoloji həllərin bir çoxu praktikada öz təsdiqini tapmışdır. Xəzər dənizində yerləşən "Neft Daşları" və "Azəri-Çıraq-Günəşli (AÇG)" kimi böyük yataqlarda maili və üfüqi quyular geniş istifadə olunur və bu quyuların istismarında mürəkkəbləşmələrin öhdəsindən gəlmək üçün qabaqcıl texnologiyalar tətbiq edilir. Məsələn, AÇG blokunda quyu layları nisbətən yumşaq qumlu olduğundan, artıq quyu tikintisi mərhələsində bütün hasilat quyuları qum süzgeçləri və qravelli paketlə təchiz edilmişdir. Bu, işləmə dövründə qum istehsalını minimuma endirmiş və AÇG-də quyuların uzun müddət yüksək debili

işləməsinə imkan yaratmışdır (BP şirkətinin hesabat məlumatlarına görə, AÇG quyularında qum problemi nadir hallarda yaranır). Digər bir nümunə kimi, “Bahar” və “Günəşli” yataqlarındakı maili quyularda istifadə olunan qum idarəetməsi və süni lift həllərini göstərmək olar. Bahar Energy şirkəti tərəfindən işlənən Bahar-Güm-dəniz yatağında qum və qaz səbəbindən tez-tez nasaz olan ESP nasoslarının ömrünü uzatmaq üçün kompleks həll tətbiq edilib – quyulara həm qum tutucu süzgəcməfil komplekti quraşdırılıb, həm də Lift IQ adlı uzaq monitorinq xidməti ilə nasosların işi real vaxtda nəzarətə götürülüb. Nəticədə, kombinə olunmuş bu yanaşma sayəsində sözügedən quyulardan birində nasosun istismar müddəti öncəki 4 ayla müqayisədə 3 ilə (təxminən 840% artım) yüksəlib və hələ də nasos fasiləsiz işləməkdədir. Bu uğurlu təcrübə göstərir ki, Xəzər kimi mürəkkəb dəniz şəraitində belə, düzgün texnologiyaların sintezi ilə problemləri azaltmaq olar.

Azərbaycanın bəzi köhnə qurudakı yataqlarında parafin və duz çöküntüləri xüsusilə qış aylarında ciddi çətinlik törədir. Məsələn, Abşeron yarımadasının onshore yataqlarında (Pirallahı, Bibiheybət və s.) çıxarılan neftin parafin tərkibi yüksək olduğundan, sovet dövründən bəri bu quyularda müntəzəm olaraq termiki (isti su/neft vurmaqla) və mexaniki (skreperlə təmizləməklə) mübarizə aparılırdı. Son illərdə SOCAR-ın tədqiqat institutları yeni nəsil parafin inhibitorları hazırlayaraq sahə sınaqları həyata keçirmişdir. ADNSU-nun (Azərbaycan Dövlət Neft və Sənaye Universiteti) alimlərinin apardığı bir tədqiqatda Azərbaycanda yüksək parafinli neft üçün bir neçə inhibitor formul test edilmiş və onların parafin çökməsini əhəmiyyətli dərəcədə azaltdığı müəyyən edilib. Xüsusən BAF-1 və BAF-2 nano-reagentlərinin Siyəzən yatağında tətbiqi ilə toplanma sistemində boruların tıxanma intervallarının uzandığı bildirilir. Eyni zamanda, Qərbi Sibir mənşəli “Difron-3970” depresator qatqısının yerli inhibitorlarla birgə istifadəsi nəticəsində neftin donma nöqtəsinin kəskin aşağı düşdüyü və parafin kristallarının daha kiçik ölçüdə yarandığı müşahidə olunub (laboratoriya analizlərinə əsasən). Bu cür regional tədqiqatlar və pilot tətbiqlər Azərbaycanın neft yataqlarında mürəkkəbləşmələrin azaldılması üçün yeni həllərin axtarışında mühüm rol oynayır.

Bölgənin yüksək kükürlü qaz yataqlarından olan “Şahdəniz” yatağında isə korroziya ilə mübarizə prioritet məsələdir. Bu nəhəng qaz-kondensat yatağının qazı təbii olaraq müəyyən miqdarda CO₂ və H₂S ehtiva edir. BP və tərəfdaşları burada hasilat quyularında və platforma avadanlıqlarında xüsusi korroziyadavamlı materiallardan (xüsusi ərintili polad borular, Inconel örtüklü armatur və s.) istifadə etmiş, eyni zamanda davamlı inhibitor şəbəkəsi qurmuşdur. Məsələn, dənizaltı boru kəmərlərində dövrü olaraq korroziya inhibitoru və glikol qarışığı pompalanır ki, həm korroziyanı ləngitsin, həm də hidrat əmələ gəlməsini önləsin. Bundan əlavə, istər AÇG, istərsə də “Şahdəniz” əməliyyatlarında rəqəmsal yataq texnologiyalarına böyük sərmayə qoyulub: bütün quyuların parametrləri real vaxt onlayn izlənilir, “ağıllı” quyu idarəetmə sistemləri mərkəzdən nəzarət olunur. Bu, Azərbaycan neft-qaz sektorunda əməliyyat səmərəliliyinin artmasına və risklərin azalmasına şərait yaratmışdır.

Nəticələr və Müzakirə

Maili və üfüqi quyuların istismarında meydana çıxan mürəkkəbləşmələr – qum istehsalı, lay təzyiqinin dəyişməsi, korroziya, parafin yığılması, axın stabilliyinin pozulması və s. – hasilat prosesinin ayrılmaz çətinlikləridir. Lakin müasir texnoloji yanaşmalar bu çətinlikləri minimallaşdırmağa yönəlib və son onilliklərdə əhəmiyyətli irəliləyiş əldə olunub. Aparılan təhlil göstərir ki, hər bir problem növü üçün spesifik həll alətləri mövcuddur və bunların integrasiya olunmuş tətbiqi ən yüksək səmərəni verir. Qum idarəetmə sistemlərinin (süzgəclər, qravelli paketlər, kimyəvi konsolidasiya və s.) düzgün kombinasiyası layın möhkəmliyini qoruyaraq həm quyu avadanlığını, həm də hasilatı təhlükəsiz saxlayır. Korroziyaya qarşı qoruyucu örtüklər, katod mühafizəsi və inhibitorlar avadanlıqların ömrünü uzadır və qəza sızmalarının qarşısını alır. Parafin və

digər üzvi çökmələrə qarşı termal, kimyəvi və mexaniki tədbirlərin birgə aparılması quyuların fasiləsiz işini təmin edir. Axının sabitləşdirilməsi üçün ESP, ICD, WAG kimi texnologiyalar həm quyu, həm də lay səviyyəsində tətbiq olunaraq hasilatın rejimini optimallaşdırır. Real vaxt monitoring və avtomatlaşdırma işə insan faktorunu azaldaraq quyuların intellektual idarə edilməsinə yol açır, qərarların daha çevik alınmasını təmin edir. Bununla belə, texnoloji yanaşmaların tətbiqində bəzi çağırışlar qalmaqdadır. Məsələn, nanomaterialların sahə şəraitində davranışı tam öyrənilməmişdir və onların geniş tətbiqi iqtisadi cəhətdən hələ tam əsaslandırılmayıb. Avtomatlaşdırma sistemləri kibertəhlükəsizlik risklərinə də açıqdır və bu istiqamətdə dayanıqlılığın artırılması tələb olunur. Habelə, hər bir yatağın geoloji-geokimyəvi xüsusiyyətləri fərqli olduğu üçün “hamıya uyğun” vahid həll yoxdur – texnologiyalar lokallaşdırılmalı və adaptasiya edilməlidir. Gələcək tədqiqat istiqamətləri sırasında intellektual quyuların daha da təkmilləşdirilməsi, yəni quyudaxili adaptiv robot qurğuların tətbiqi, yeni nəsil ekoloji təmiz inhibitorların sintezi (məsələn, bioloji parçalana bilən, toksik olmayan reagentlər), nano-kompozit örtüklər və sensordan-alqoritmə inteqrasiya sahələri durur. Azərbaycanlı mütəxəssislər də bu qlobal trendlərə öz töhfələrini verməkdədir – yerli yataqların şəraitinə uyğun texnologiyaların yaradılması üzərində elmi-tədqiqat işləri aparılır..

ƏDƏBİYYAT

1. Matanović et al. (2012). Sand Control in Well Construction and Operation. (İstinad: qum nəzarəti texnologiyaları haqqında ümumi məlumat)
2. Safaei et al. (2023a). Chemical Sand Consolidation Techniques. (İstinad: kimyəvi qum bərkitmə metodlarının təsnifatı)
3. Techtac Engineering Blog (2024). Oil Well Treatments: Common Issues. (İstinad: qum təzahürü, korroziya, parafin problemlərinin təsviri)
4. Wang, Gurbanov et al. (2024). Removing Asphaltene-Resin-Paraffin Deposits by Chemical Method. *Energies*, 17(15). (İstinad: ARPD problemlərinin yayılması və inhibitorların rolu)
5. Zerust Corp. (2025). Corrosion Mitigation Solutions for Oil & Gas. (İstinad: korroziyadan qorunma üsullarının icmalı)
6. Seyfullayev, E.S. (2024). Paraffin Deposition and Deparaffinization Methods. *Herald of Az. Engineering Academy*, 16(3). (İstinad: parafin yığılmasına qarşı üsulların icmalı)
7. Schlumberger (2018). Bahar Energy Increases ESP Run Life >840%, Caspian Sea. Case Study. (İstinad: real-time monitoring + qum filtri tətbiqi nümunəsi)
8. Darvishnezhad et al. (2010). Water-Alternating-Gas (WAG) Injection Study. SPE Paper 132847. (İstinad: WAG tətbiqi ilə neftçıxarmanın 5-10% artması, axın cəbhəsinin sabitləşməsi)
9. AEM (2025). Rəqəmsal neft yatağı həlləri. (İstinad: real vaxt monitoring və avtomatlaşdırmanın qərarverməyə təsiri)
10. Radwan, A. (2023). Oil Field Chemistry and Nanofluids. *AOGR Magazine*. (İstinad: nanofluidlərin parafinlə mübarizədə effektivliyi və ənənəvi üsullarla müqayisəsi)

НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СНИЖЕНИЯ ОСЛОЖНЕНИЙ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН

Фарид Имамалиев

Азербайджанский Государственный Университет Нефти И Промышленности

Кафедра «Нефтегазовая инженерия»

Магистр, feridimameliyeff@gmail.com

Аннотация

Наклонно-направленные и горизонтальные нефтегазовые скважины позволяют повысить добычу за счёт увеличения площади контакта с пластом, однако на стадии эксплуатации они сопровождаются рядом технологических осложнений. В настоящем исследовании систематически обобщаются наиболее распространённые проблемы, характерные для наклонно-направленных скважин, — вынос песка, коррозия, парафиновые отложения и неустойчивые режимы многофазного течения, включая сляговый режим (slug flow), — а также анализируются современные технологические подходы к их снижению. В части управления пескопроявлениями оцениваются преимущества комбинированных решений, таких как механические барьеры, химическая консолидация и технологии типа frac-pack. Для минимизации коррозионных рисков рассматриваются защитные покрытия, катодная защита, закачка ингибиторов коррозии, а также применение коррозионностойких сплавов. Для борьбы с парафиновыми отложениями анализируются механическая очистка, термические воздействия, химические ингибиторы и растворители, а также перспективы нанотехнологических применений (наножидкости, nanofluids). В контексте стабилизации профиля притока/добычи особое внимание уделяется системам механизированной добычи, устройствам регулирования притока (ICD) и роли технологии WAG (чередующаяся закачка воды и газа, Water-Alternating-Gas) в управлении пластовым давлением. Кроме того, показаны возможности оптимизации принятия решений и снижения эксплуатационных рисков за счёт мониторинга и автоматизации в реальном времени (SCADA, IoT, цифровой двойник, интеллектуальное заканчивание). Результаты региональных внедрений обобщены на примерах месторождений Азербайджана (AÇG/ACG, Нефт Дашлары, Bahar–Gum-Deniz, Shah Deniz и др.). Полученные результаты свидетельствуют о том, что эффективное управление осложнениями достигается не изолированным применением отдельных технологий, а их интегрированным использованием с учётом геолого-промысловых условий месторождения, что обеспечивает более высокую эксплуатационную надёжность и экономическую эффективность.

Ключевые слова: Энергетическая безопасность, возобновляемые источники энергии (ВИЭ), геополитическая уязвимость, структура энергобаланса, сценарный анализ

ANALYSIS OF THE EFFECTIVENESS OF OIL PRODUCTION INTENSIFICATION METHODS APPLIED AT THE X OIL FIELD

Samira Abbasova¹, Farid Karimov²

^{1,2}Azerbaijan State University of Oil and Industry,

^{1,2}Department of "Oil and Gas Engineering,"

¹ Associate Professor

² Master's degree

Abstract

This article presents a detailed and systematic examination of the effectiveness of oil production intensification methods implemented at the X oil field. The study focuses on evaluating the geological, petrophysical, and production-related characteristics of the field, including reservoir structure, permeability and porosity properties, current production performance, fluid flow behavior, and reservoir pressure dynamics.

Within the research framework, special attention is given to the main technological approaches used to enhance oil recovery and increase well productivity. These methods include waterflooding, hydraulic fracturing, acid treatment, gas injection, and the injection of chemical agents. Each method is analyzed in terms of its technological principles, mechanism of action, field application conditions, operational advantages, and influence on reservoir performance.

The comparative assessment shows that the implementation of integrated intensification measures has a positive impact on both reservoir properties and production indicators. In particular, the applied methods contributed to a 2–3 times increase in reservoir permeability, improved the filtration capacity of the formation, and enhanced the inflow of hydrocarbons toward the wellbore. As a result, average oil production rates in the wells increased by approximately 35–40%. In addition, the applied technologies had a significant effect on maintaining reservoir pressure, improving displacement efficiency, and stabilizing production decline.

The findings of the study indicate that the effectiveness of production intensification depends not only on the individual performance of each method, but also on their correct selection, sequencing, and combined application according to the geological and technological conditions of the field. The research confirms that a scientifically justified and integrated approach to intensification can play a decisive role in extending the productive life of the X oil field, increasing recoverable reserves, reducing operational risks, and improving the overall economic efficiency of field development..

Keywords: oil production intensification, waterflooding, hydraulic fracturing, reservoir pressure, effectiveness analysis

X NEFT YATAĞINDA TƏTBİQ OLUNAN NEFT HASİLATININ İNTENSİVLƏŞDİRİLMƏSİ ÜSULLARININ SƏMƏRƏLİLİYİNİN TƏHLİLİ

Samirə Abbasova¹, Fərid Kərimov²

^{1,2}Azərbaycan Dövlət Neft və Sənaye Universiteti

^{1,2}Neft və Qaz Mühəndisliyi Kafedrası

1 Dosent

2 Magistr Tələbəsi

Xülasə

Bu məqalədə X neft yatağında tətbiq olunan neft hasilatının intensivləşdirilməsi üsullarının səmərəliliyi ətraflı və sistemli şəkildə təhlil olunur. Tədqiqatın əsas məqsədi yatağın geoloji, petrofiziki və hasilatla bağlı xüsusiyyətlərinin qiymətləndirilməsindən ibarətdir. Bu çərçivədə lay quruluşu, keçiricilik və məsaməlilik göstəriciləri, mövcud hasilat vəziyyəti, lay daxilində maye axını xüsusiyyətləri və lay təzyiqinin dəyişmə dinamikası araşdırılmışdır.

Tədqiqat zamanı neftvermənin artırılması və quyuların məhsuldarlığının yüksəldilməsi məqsədilə tətbiq olunan əsas texnoloji üsullara xüsusi diqqət yetirilmişdir. Bu üsullara suvurma, hidravlik lay yarılması, turşu ilə işlənmə, qazın vurulması və kimyəvi reagentlərin laya yeridilməsi daxildir. Hər bir üsul texnoloji prinsipləri, təsir mexanizmi, yataq şəraitində tətbiq imkanları, istismar üstünlükləri və layın işlənmə göstəricilərinə təsiri baxımından təhlil edilmişdir.

Müqayisəli qiymətləndirmə göstərir ki, kompleks intensivləşdirmə tədbirlərinin tətbiqi həm lay xüsusiyyətlərinə, həm də hasilat göstəricilərinə müsbət təsir göstərmişdir. Xüsusilə tətbiq olunan üsullar lay keçiriciliyinin 2–3 dəfə artmasına, süxurun süzülmə qabiliyyətinin yaxşılaşmasına və karbohidrogenlərin quyu dibinə doğru axınının güclənməsinə səbəb olmuşdur. Nəticədə quyularda orta neft hasilatı təxminən 35–40% artmışdır. Bundan əlavə, tətbiq edilən texnologiyalar lay təzyiqinin saxlanılmasına, neftin sıxışdırılma səmərəliliyinin yüksəldilməsinə və hasilatın azalma tempinin sabitləşdirilməsinə əhəmiyyətli təsir göstərmişdir.

Tədqiqatın nəticələri göstərir ki, hasilatın intensivləşdirilməsi üsullarının səmərəliliyi yalnız hər bir metodun ayrıca təsirindən deyil, həm də onların yatağın geoloji və texnoloji şəraitinə uyğun düzgün seçilməsindən, tətbiq ardıcılığından və kompleks şəkildə istifadəsindən asılıdır. Araşdırma təsdiq edir ki, elmi cəhətdən əsaslandırılmış və integrasiya olunmuş intensivləşdirmə yanaşması X neft yatağının məhsuldar istismar müddətinin uzadılmasında, çıxarıla bilən ehtiyatların artırılmasında, istismar risklərinin azaldılmasında və yatağın işlənməsinin ümumi iqtisadi səmərəliliyinin yüksəldilməsində mühüm rol oynaya bilər.

Açar sözlər: neft hasilatının intensivləşdirilməsi, subasma, hidravlik çatlatma, lay təzyiqi, effektivlik təhlili

Relevance of the Topic

The efficient development of oil fields and increasing production levels is one of the priority issues in the modern oil and gas industry. As a result of long-term exploitation, a decline in reservoir pressure, an increase in the water cut, and depletion of the natural production potential are observed in the majority of fields [1]. The X oil field is no exception, and in recent years a declining trend in production dynamics has been recorded here. Under these conditions, the need to apply various intensification methods to maintain and increase production arises.

Oil production intensification methods are based on the principles of increasing reservoir permeability, maintaining reservoir pressure, and more effectively displacing hydrocarbons within the reservoir [2]. The proper selection and application of these methods depends on the geological structure of the field, rock properties, the composition of reservoir fluids, and their physicochemical characteristics [3]. World experience shows that intensification measures applied through a comprehensive approach can increase production by 30–50% and significantly extend the operational life of the field [4].

For this reason, the analysis of the effectiveness of intensification methods applied at the X oil field, the evaluation of their technological and economic indicators, and the identification of directions for improvement are of significant scientific and practical importance. This research will contribute to the development of a more efficient field development strategy and to increasing production in the future.

Objective of the Study

The objective of the study is to comprehensively analyze the effectiveness of various technological methods applied for production intensification at the X oil field, to comparatively evaluate their results, and to identify the most optimal intensification strategy.

Research Discussion

Geological and Physical Characteristics of the X Oil Field and Production Status

The X oil field is a tectonically anticlinal structure, with productive horizons comprising three main reservoir series. The average depth of the field ranges from 2,800 to 3,200 meters. Initial reservoir pressure was 340–360 atm, but declined to 180–200 atm as a result of long-term exploitation [5]. Rock permeability ranges from 0.08 to 0.25 μm^2 , and the porosity coefficient is 18–24%. Oil density ranges from 0.86 to 0.89 g/cm³, and viscosity ranges from 12 to 18 mPa·s.

Field exploitation began in 1975, and the field is currently in the declining stage of production. Over the past 5 years, a declining trend in production dynamics has been observed — daily oil production has fallen from 850 tonnes to 620 tonnes. The water cut has increased from 42% to 67%, indicating a weakening of the field's natural energy potential and the need for the application of enhanced recovery methods [6].

Classification and Application of Oil Production Intensification Methods

The following main methods have been applied at the X oil field for the purpose of production intensification:

Waterflooding Method

Waterflooding is based on the principle of maintaining reservoir pressure and intensifying the movement of oil toward production wells under the influence of injected water. At the X field, a

water injection system was established using 12 injection wells. The volume of injected water is 2,800–3,200 m³ per day. After the system was put into operation, reservoir pressure increased from 180 atm to 220 atm within 8–9 months, and oil production in neighboring production wells increased by an average of 28% [7]. The main advantages of waterflooding are the restoration of reservoir energy, stabilization of production, and long-term effective impact [13]. Figure 1 presents a schematic view of the waterflooding system.

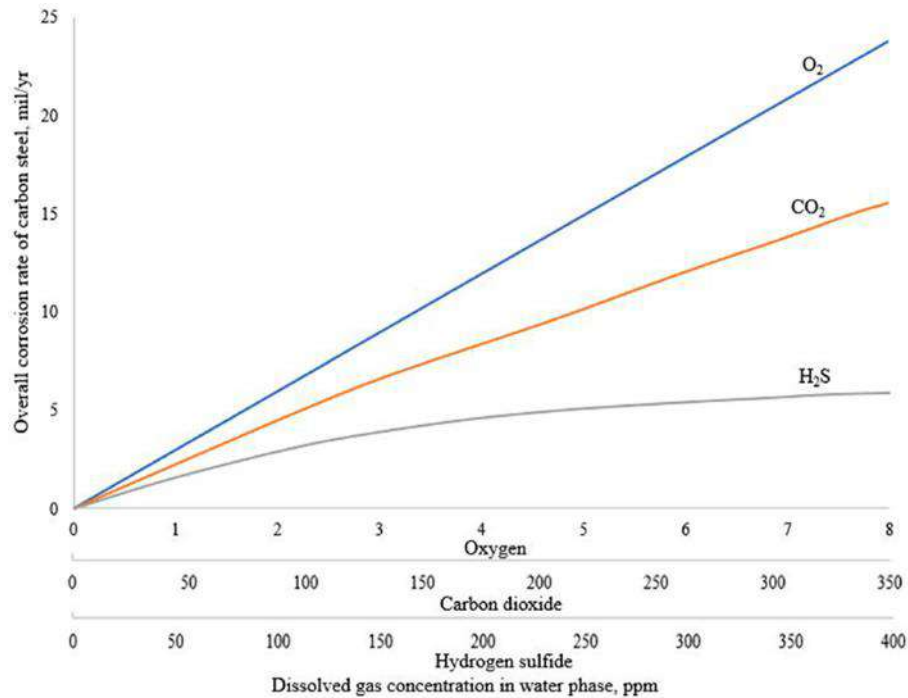


Figure 1. Schematic view of the waterflooding system

Hydraulic Fracturing Method

Hydraulic fracturing (HF) aims to increase permeability by creating artificial fractures in reservoir rocks. Hydraulic fracturing operations were carried out in 8 wells at the X field. During the process, a special fracturing fluid and proppant (gravel) are injected into the reservoir under high pressure, causing fractures to open and stabilize in the rock [8]. As a result of HF, well productivity increased by 2.5–3 times and production remained at a high level for an additional 6–8 months. The method is particularly effective in horizons with low permeability [14]. Figure 2 shows the technological scheme of the hydraulic fracturing process.

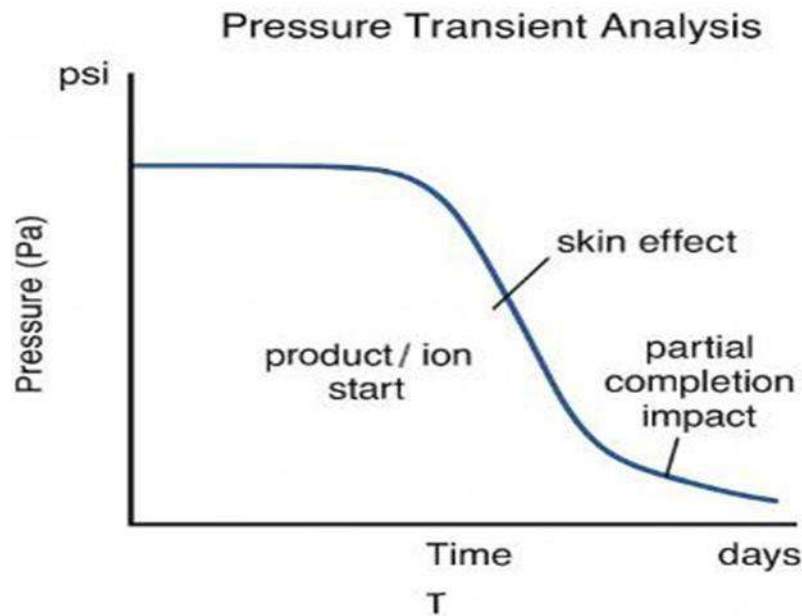


Figure 2. Scheme of the hydraulic fracturing process

Acid Treatment Method

Acid treatment aims to clean the near-wellbore zone and improve permeability. The method is mainly applied in wells with carbonate reservoir rocks. Acid treatment was carried out in 6 wells at the X field using hydrochloric acid (HCl) and hydrofluoric acid (HF) based reagents. When the acid solution is injected into the well, it dissolves blockages in the reservoir rocks, opens micro-fractures and increases permeability [9]. As a result of treatment, oil production in wells increased by 40–55% and the skin factor was significantly reduced. The effectiveness of the method directly depends on the proper selection of acid composition and concentration.

Gas and Chemical Agent Injection

The injection of natural gas or nitrogen into the reservoir is used to reduce oil viscosity and facilitate easier extraction of oil from rock pores. Gas injection operations were carried out in 4 wells at the X field within a pilot project. Gas injection stabilized reservoir pressure and increased oil mobility [10]. Chemical agents — polymer solutions, surfactants (SAM) and foam-forming agents — enhance the displacement of oil within the reservoir. The application of surfactants reduced interfacial tension at the oil-water boundary, increasing oil recovery by 20–30%. Figure 3 illustrates the mechanism of chemical agent injection into the reservoir.

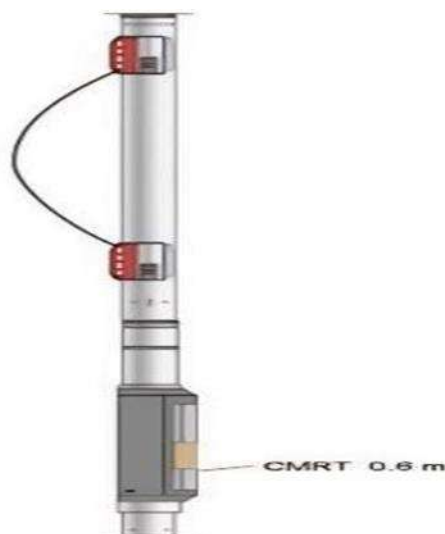


Figure 3. Process of chemical agent injection into the reservoir

Comparative Analysis of Method Effectiveness

A comparative analysis of technological and economic indicators was conducted to evaluate the effectiveness of intensification methods applied at the X oil field. The main evaluation criteria used were the percentage increase in production, the duration of method impact, the cost payback period, and additional oil production.

The waterflooding method had the longest-lasting impact, providing stability over 18–24 months. Hydraulic fracturing provided the maximum production increase (2.5–3 times), but the effect lasted only 6–8 months [11]. Acid treatment showed high results over a period of 3–4 months and proved to be the most cost-effective option. Gas and chemical agent injection showed moderate but stable effects.

In summary, maximum effectiveness is achieved through a comprehensive approach — the combined application of waterflooding together with hydraulic fracturing and acid treatment increased production by 45–50% and significantly enhanced the reservoir development potential. This approach is considered the most optimal strategy both technologically and economically [12].

Conclusion

Based on the research and analyses conducted, it has been established that the complex application of oil production intensification methods at the X oil field is of great importance for the efficient development of the field and increasing production potential. The main results obtained can be summarized as follows:

1. The waterflooding method is the most efficient base technology, ensuring the restoration of reservoir pressure and long-term production stability. The method has shown effect over 18–24 months and increased production by an average of 28%.
2. Although hydraulic fracturing provides the maximum production increase (2.5–3 times), the duration of effect is limited to 6–8 months. The method is particularly effective in horizons with low permeability.

3. Acid treatment has shown high results with a 40–55% increase in production in terms of cleaning the near-wellbore zone and improving permeability, and is the most optimal method in terms of cost-benefit ratio.
4. Gas and chemical agent injection provided an additional 20–30% in production through reducing oil viscosity and enhancing displacement efficiency.
5. The comprehensive approach — the combined application of waterflooding, hydraulic fracturing and acid treatment — showed the highest results and increased production by 45–50%. This strategy is recommended for the long-term efficient development of the field.

Economic Evaluation of Intensification Indicators

Alongside the technological effectiveness of each intensification method, its economic efficiency is also of great importance. The proper evaluation of the additional oil production obtained from the application of each method at the X oil field enables the optimization of investment decisions [3].

Although the initial capital costs of the waterflooding method are high, the return on investment (ROI) is comparatively attractive from a long-term operational perspective. Among the applied methods, acid treatment presents the most cost-effective result in terms of the cost-benefit ratio, while hydraulic fracturing is characterized by maximum production increase alongside high capital requirements [3].

The combined application of the chemical agent injection method with other methods has a positive impact on overall investment efficiency. The combined application of surfactants (SAM) with waterflooding is considered promising in terms of preventing water cut increase and significantly increasing oil recovery [10].

Reservoir Pressure Dynamics and Production Forecast

The dynamics of reservoir pressure as a result of the application of intensification methods at the X oil field has been analyzed in detail. Before the implementation of intensification measures, reservoir pressure was recorded at 180–200 atm. Twelve months after the application of the waterflooding system, pressure increased to 240–260 atm and was maintained at this level for 24 months.

Based on production forecast models, it has been determined that the continuation of the existing intensification strategy provides the opportunity to stabilize daily oil production at the X field in the medium-term perspective. The application of complex intensification or other enhanced oil recovery (EOR) methods has the potential to significantly extend the operational life of the field [3].

Comparative scenario analyses show that based on a passive management strategy, field production will show a declining trend. The complex intensification scenario provides the opportunity to maintain production at a stable level, which constitutes a significant economic advantage [4].

Directions and Prospects

Based on the results of research conducted at the X oil field, several priority directions for future application have been identified. The implementation of smart field concepts as the first direction, and the pilot testing of CO₂₂ injection into the reservoir as the second direction are among the leading priorities [1].

The application of digital technologies — real-time well monitoring, integrated geological modeling, and machine learning-based optimization — has the potential to additionally increase the effectiveness of intensification methods by 15–25% [4]. The application of dataset analysis and deep learning algorithms enables the determination of optimal well intervention timing.



Finally, based on the geological and physical characteristics of the X field, the microbial enhanced oil recovery (MEOR) method has also been noted as promising. In some world practices, the application of the MEOR method has increased the oil recovery factor by 8–12% and provided additional effective production in wells with high water cut [9].

Sequence of Application of Intensification Methods

During the research, it was determined that the effectiveness of intensification methods depends not only on their individual application, but also on their correct sequence and combined application at specific time intervals. For example, the application of acid treatment 30–45 days after the HF operation provides a significant effectiveness advantage compared to performing acid treatment beforehand [6].

Within the framework of the complex intensification schedule, the optimal sequence is proposed as follows: in the first phase (months 1–6) the establishment and optimization of the waterflooding system; in the second phase (months 7–12) the implementation of HF operations in potential wells; in the third phase (months 13–18) the performance of acid treatments; in the fourth phase (months 19–24) the application of chemical agents and polymer solutions. This sequence has been noted as one of the main reasons for the high results achieved at the X field [12].

References

1. Lake L.W. Enhanced Oil Recovery. Prentice-Hall, Englewood Cliffs, New Jersey, 1989. 550 p.
2. Willhite G.P. Waterflooding. SPE Textbook Series, Vol. 3. Society of Petroleum Engineers, Richardson, TX, 1986. 326 p.
3. Ahmed T. Reservoir Engineering Handbook. 5th ed. Gulf Professional Publishing, Elsevier, Cambridge, MA, 2019. 1492 p.
4. Taber J.J., Martin F.D., Seright R.S. EOR Screening Criteria Revisited — Part 1: Introduction to Screening Criteria and Enhanced Recovery Field Projects. SPE Reservoir Engineering, Vol. 12, No. 3, 1997, pp. 189-198. DOI: 10.2118/35385-PA.
5. A. Surguchev, A. Li, Water Injection Into a Gas Cap, Journal of Petroleum Technology, 58(11), 2006, pp. 62-68.
6. Economides M.J., Nolte K.G. (Eds.) Reservoir Stimulation. 3rd ed. John Wiley & Sons, Chichester, England, 2000. 856 p.
7. Hydraulic Fracturing: Fundamentals and Advancements, Mohamed Y. Soliman, SPE Monograph Series, 2020.



8. Matrix Acidizing of Carbonate Reservoirs, M. J. Economides, SPE Reprint Series, 2018.
9. Chemical Enhanced Oil Recovery (cEOR): A Practical Overview, Laura Romero-Zeron, InTech Publishers, 2016.
10. Sorbie K.S. Polymer-Improved Oil Recovery. Blackie and Son / CRC Press, Glasgow, 1991. 359 p.
11. Qasimov R.Ə., Neft yataqlarının işlənməsi və hasilat artırma metodları, ADNSU Elmi Xəbərlər, 2022.
12. Əhmədov T.İ., Şahbazov S.M., Neft yataqlarında subasmanın effektivliyi: NQETLİ-nin nəşriyyatı, Bakı, 2021. 198 səh.
13. Alizade E. Numerical Simulation Study on Enhanced Oil Recovery Treated with a Magnetic Field. Equipment Technologies Materials, Volume 30(07), Issue 06, 2025, pp. 177-189.
14. Lyubushkin N.A. Analiz effektivnosti primeneniya metodov intensivifikatsii dobychi nefi na "X" neftyanom mestorozhdenii. Magisterskaya dissertatsiya, Tomskiy Politekhicheskiy Universitet, Tomsk, 2022.



АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕТОДОВ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ, ПРИМЕНЯЕМЫХ НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ X

Самира Аббасова¹, Фарид Керимов²

^{1,2} Азербайджанский Государственный Университет Нефти и Промышленности,

^{1,2} Кафедра «Нефтегазовая инженерия»,

¹ Доцент, кандидат технических наук,

² Магистрант,

Аннотация

В данной статье представлен подробный и системный анализ эффективности методов интенсификации добычи нефти, применяемых на нефтяном месторождении X. Основная цель исследования заключается в оценке геологических, петрофизических и производственных характеристик месторождения. В рамках работы были рассмотрены строение пласта, показатели проницаемости и пористости, текущее состояние добычи, особенности движения пластовых флюидов, а также динамика изменения пластового давления.

В ходе исследования особое внимание было уделено основным технологическим методам, применяемым для повышения нефтеотдачи и увеличения продуктивности скважин. К таким методам относятся заводнение, гидравлический разрыв пласта, кислотная обработка, закачка газа и введение химических реагентов в пласт. Каждый из данных методов был проанализирован с точки зрения его технологических принципов, механизма воздействия, условий применения на месторождении, эксплуатационных преимуществ и влияния на показатели разработки пласта.

Сравнительная оценка показала, что применение комплексных мероприятий по интенсификации оказывает положительное влияние как на свойства пласта, так и на производственные показатели. В частности, внедрение указанных методов способствовало увеличению проницаемости пласта в 2–3 раза, улучшению фильтрационной способности породы и усилению притока углеводородов к забою скважины. В результате средний дебит нефти по скважинам увеличился примерно на 35–40%. Кроме того, применяемые технологии оказали значительное влияние на поддержание пластового давления, повышение эффективности вытеснения нефти и стабилизацию темпов снижения добычи.

Результаты исследования показывают, что эффективность методов интенсификации добычи зависит не только от индивидуального воздействия каждого метода, но и от их правильного выбора, последовательности применения и комплексного использования с учетом геологических и технологических условий месторождения. Исследование подтверждает, что научно обоснованный и интегрированный подход к интенсификации может сыграть решающую роль в продлении продуктивного срока эксплуатации нефтяного месторождения X, увеличении извлекаемых запасов, снижении эксплуатационных рисков и повышении общей экономической эффективности разработки месторождения.

Ключевые слова: интенсификация добычи нефти, заводнение, гидравлический разрыв пласта, пластовое давление, анализ эффективности



DEVELOPMENT OF HARD-TO-RECOVER HYDROCARBON FIELDS

Samira Abbasova¹, Hamza Nagizade²

^{1,2}Azerbaijan State University of Oil and Industry,

^{1,2}Department of "Oil and Gas Engineering,"

¹ Associate Professor

² Master's degree

Abstract

The development of difficult-to-extract hydrocarbon resources requires the application of advanced scientific approaches, modern engineering solutions, innovative drilling and production technologies, and significant financial investments. Traditional production methods are often insufficient for achieving economically viable recovery rates in such reservoirs. Therefore, the oil and gas industry increasingly relies on enhanced oil recovery methods, hydraulic fracturing, horizontal and multilateral drilling, thermal methods, chemical treatment, gas injection, waterflooding, and other advanced technologies aimed at increasing reservoir productivity and improving hydrocarbon recovery efficiency.

This paper aims to provide a comprehensive analysis of the geological and technological characteristics of difficult-to-extract hydrocarbon deposits, as well as the main challenges associated with their exploration, development, and exploitation. Special attention is given to the influence of reservoir heterogeneity, low permeability, high crude oil viscosity, complex tectonic structure, and difficult operating conditions on production efficiency. The study also examines the limitations of conventional development systems and highlights the necessity of applying integrated technological solutions for the effective exploitation of such resources.

A major focus of the research is the application of enhanced oil recovery technologies designed to increase the displacement efficiency of hydrocarbons and improve the overall recovery factor of reservoirs. These methods include thermal recovery techniques for heavy oil deposits, chemical flooding for improving sweep efficiency, gas injection for pressure maintenance and miscible displacement, and waterflooding systems adapted to low-permeability reservoirs. In addition, hydraulic fracturing is analyzed as one of the most effective methods for increasing the permeability of tight formations and stimulating hydrocarbon inflow toward the wellbore.

Horizontal drilling and multilateral well technologies are also considered as key solutions for the development of difficult-to-extract hydrocarbon resources. These technologies make it possible to increase the contact area between the wellbore and the productive formation, improve drainage efficiency, reduce pressure losses, and enhance production rates.

Keywords: Difficult-to-extract hydrocarbons, unconventional reservoirs, enhanced oil recovery, hydraulic fracturing.



ÇƏTİN ÇIXARILA BİLƏN KARBOHİDROGEN YATAQLARININ İŞLƏNMƏSİ

Samirə Abbasova¹, Həmzə Nağızadə²

^{1,2}Azərbaycan Dövlət Neft və Sənaye Universiteti

^{1,2}Neft və Qaz Mühəndisliyi Kafedrası

1 Dosent

2 Magistr Tələbəsi

Xülasə

Çətin çıxarıla bilən karbohidrogen ehtiyatlarının işlənməsi qabaqcıl elmi yanaşmaların, müasir mühəndis həllərinin, innovativ qazma və hasilat texnologiyalarının, həmçinin əhəmiyyətli maliyyə investisiyalarının tətbiqini tələb edir. Belə laylarda iqtisadi cəhətdən səmərəli hasilat göstəricilərinə nail olmaq üçün ənənəvi hasilat üsulları çox vaxt kifayət etmir. Buna görə də neft-qaz sənayesində layların məhsuldarlığının artırılması və karbohidrogenlərin çıxarılma səmərəliliyinin yüksəldilməsi məqsədilə neftvermənin artırılması üsullarından, hidravlik lay yarılməsindən, üfqi və çoxsaxəli quyuların qazılmasından, termik üsullardan, kimyəvi işlənmədən, qazın laya vurulmasından, suvurmadan və digər qabaqcıl texnologiyalardan getdikcə daha geniş istifadə olunur.

Bu məqalənin əsas məqsədi çətin çıxarıla bilən karbohidrogen yataqlarının geoloji və texnoloji xüsusiyyətlərinin, eləcə də onların axtarışı, işlənməsi və istismarı ilə bağlı əsas çətinliklərin kompleks şəkildə təhlil edilməsindən ibarətdir. Tədqiqatda layların qeyri-bircinsliyi, aşağı keçiricilik, xam neftin yüksək özlülüyü, mürəkkəb tektonik quruluş və çətin istismar şəraitinin hasilat səmərəliliyinə təsirinə xüsusi diqqət yetirilir. Həmçinin ənənəvi işlənmə sistemlərinin məhdudiyyətləri araşdırılır və bu cür ehtiyatların səmərəli istismarı üçün integrasiya olunmuş texnoloji həllərin tətbiqinin zəruriliyi əsaslandırılır.

Tədqiqatın əsas istiqamətlərindən biri karbohidrogenlərin sıxışdırılma səmərəliliyinin artırılmasına və layların ümumi neftvermə əmsalının yüksəldilməsinə yönəlmiş neftvermənin artırılması texnologiyalarının tətbiqidir. Bu üsullara ağır neft yataqları üçün termik təsir metodları, layın əhatə olunma səmərəliliyini yaxşılaşdırmaq üçün kimyəvi suvurma, lay təzyiqinin saxlanması və qarışan sıxışdırma məqsədilə qazın vurulması, həmçinin aşağı keçiricilikli laylara uyğunlaşdırılmış suvurma sistemləri daxildir. Bundan əlavə, hidravlik lay yarılməsi sıx süxurların keçiriciliyinin artırılması və karbohidrogenlərin quyu dibinə doğru axınının stimullaşdırılması baxımından ən effektiv üsullardan biri kimi təhlil olunur.

Üfqi qazma və çoxsaxəli quyu texnologiyaları da çətin çıxarıla bilən karbohidrogen ehtiyatlarının işlənməsi üçün əsas həllərdən biri hesab olunur. Bu texnologiyalar quyu lüləsi ilə məhsuldar lay arasındakı təmas sahəsini artırmağa, drenaj səmərəliliyini yaxşılaşdırmağa, təzyiq itkilərini azaltmağa və hasilat göstəricilərini yüksəltməyə imkan verir.

Açar sözlər: neft hasilatının intensivləşdirilməsi, subasma, hidravlik çatlatma, lay təzyiqi, effektivlik təhlili



Giriş

Karbohidrogen ehtiyatları qlobal miqyasda ən vacib enerji mənbələrindən biri olaraq qalmışdır. Bərpa olunan enerji texnologiyalarının artan tendensiyasına baxmayaraq, neft və qaz artan qlobal enerji ehtiyacının ödənilməsində çox faydalı olmağa davam etmişdir. Bununla belə, mövcud neft və qaz ehtiyatlarının əksəriyyəti yetkinlik mərhələsinə çatmış və ya tükənməyə yaxındır ki, bu da çətin çıxarılan karbohidrogen ehtiyatlarına diqqət yetirməyə səbəb olur.

Çətin çıxarılan karbohidrogenlər adətən ənənəvi hasilat üsulları ilə iqtisadi cəhətdən səmərəli şəkildə istehsal edilə bilməyən karbohidrogenlər kimi müəyyən edilir. Bu karbohidrogenlər adətən keçiriciliyinin aşağı, geoloji quruluşunun mürəkkəb və neftin ağır, yəni özlüklüyünün yüksək olduğu yataqlarda olur. Bundan əlavə, bəzi karbohidrogenlər dərin sularda, Arktikada və ya ultra dərin yeraltı təbəqələrdə yerləşir ki, bu da onların istismarını texniki baxımdan olduqca mürəkkəb edir.

Bu ehtiyatların istismarı müasir texnologiyaların və innovativ mühəndislik həllərinin tətbiqini tələb edir. Yaxın keçmişdə qazma texnikalarının, stimullaşdırma metodlarının və rəqəmsal müşahidə sistemlərinin təkmilləşdirilməsində əlamətdar nailiyyətlər əldə edilmişdir. Məhz bu texnologiyanın tətbiqi sayəsində karbohidrogen ehtiyatlarına əlçatanlıq təmin edilmişdir.

Bu tədqiqatın əsas məqsədi çətin çıxarıla bilən karbohidrogen ehtiyatlarının əsas xüsusiyyətlərini müəyyən etmək, onların işlənməsində istifadə olunan texnoloji metodları araşdırmaq və onların istismarı ilə bağlı iqtisadi və ekoloji təsirləri nəzərə almaqdır.

Çətin çıxarılan karbohidrogen yataqlarının xüsusiyyətləri

Çətin çıxarılan karbohidrogen yataqları bir sıra geoloji və fiziki amillərlə xarakterizə olunur ki, bu da onların istismarını çətinləşdirir. Ən vacib amillərdən biri lay keçiriciliyinin aşağı olmasıdır. Bunun səbəbi karbohidrogenlərin quyu lüləsinə doğru sərbəst hərəkət edə bilməməsi və nəticədə hasilat sürətinin aşağı düşməsidir.

Digər vacib amil isə layda ağır və özlü neftin olmasıdır. Ağır neft ehtiva edən laylar neftin özlüklüyünü azaltmaq üçün termiki stimullaşdırma üsulları ilə təmizlənməlidir. Bu, karbohidrogenin layda sərbəst hərəkət etmə qabiliyyətini artırmaq üçün buxar vurulması və/və ya yerində yanma üsulundan istifadə etməklə həyata keçirilir.

Geoloji strukturların mürəkkəbliyi karbohidrogenlərin çıxarılmasında da çətinliklər yaradır. Qırılmalar, çatlama zonaları və litoloji xüsusiyyətlərdəki dəyişikliklər kimi mürəkkəb strukturlara malik yataqların modelləşdirilməsi və planlaşdırılması daha çətindir. Bundan əlavə, bəzi yataqlarda əlavə emal tələb edən kükürd və karbon qazı kimi çoxlu miqdarda çirkərlər var.

Çətin bərpa olunan karbohidrogenlər adətən şist, sıx qumdaşı və kömür yatağı metanı kimi qeyri-ənənəvi yataqlarda olur. Bu cür karbohidrogenlərin istismarı karbohidrogenlərin iqtisadi cəhətdən bərpası üçün mürəkkəb qazma və stimullaşdırma üsullarından istifadəni tələb edir.[3]

Çətin çıxarılan karbohidrogen ehtiyatlarının təsnifatı

Çətin çıxarılan karbohidrogen ehtiyatları geoloji xüsusiyyətlərinə və onların işlənməsi üçün istifadə olunan texnologiyalara əsasən bir neçə kateqoriyaya bölünə bilər. Çətin çıxarılan karbohidrogen



ehtiyatlarının kateqoriyalarından biri ağır neft və bitum yataqlarıdır. Ağır neft və bitum yataqları adətən nisbətən dayaz təbəqələrdə yerləşir. Bundan əlavə, ağır neft və bitum yataqları adətən karbohidrogen ehtiyatlarının çıxarılması üçün istilik bərpa üsullarını tələb edir. Çətin çıxarılan karbohidrogen ehtiyatlarının ikinci kateqoriyası sıx neft və sıx qaz təbəqələridir. Sıx neft və sıx qaz təbəqələri adətən çox aşağı keçiriciliklə xarakterizə olunur ki, bu da adətən karbohidrogen ehtiyatlarının axınını məhdudlaşdırır. Karbohidrogen ehtiyatlarının sıx neft və sıx qaz təbəqələrindən axması üçün adətən hidravlik qırılma və üfüqi qazma üsullarından istifadə olunur.

Şist nefti və şist qazı ikinci əsas qeyri-ənənəvi karbohidrogen ehtiyatıdır. Karbohidrogenlər həm mənbə, həm də su anbarı kimi çıxış edən incə dənəli çökmə süxurlarında olur.

Dərin su və ultra dərin karbohidrogen yataqları da çətin bərpa olunan karbohidrogen ehtiyatları kimi təsnif edilir. Dərin su və ultra dərin karbohidrogen yataqlarının istismarı qabaqcıl dəniz qazma avadanlıqları və qurğularının, eləcə də ən son neft və qaz hasilatı texnologiyasının istifadəsini tələb edir.[1]

Cədvəl 1. Çətin çıxarıla bilən karbohidrogen növlərinin əsas xarakteristikası

Növ	API°	Keçiricilik (mD)	Tipik dərinlik (m)	Əsas texnologiya	Orta hasilat əmsali (%)
Ağır neft	20-dən kiçik	10–500	200 ilə 2000 arası	Buxarla təsir, CSS, CO ₂ -EOR	15–29
Şist nefti	35–55	< 0.1	1500 ilə 4000 arası	HF + Üfüqi quyu	8–30
Neft qumu	10-dan kiçik	1000–10000	0 ilə 500 arası	Buxarla təsir, açıq-mədən	20–35
Şist qazı	N/A	0.001–0.1	1000 ilə 4000 arası	HF + Üfüqi quyu	20–40
Dərin su	25-40	50–500	500 m-dən kiçik dərin su	Subsea, FPSO	30–55

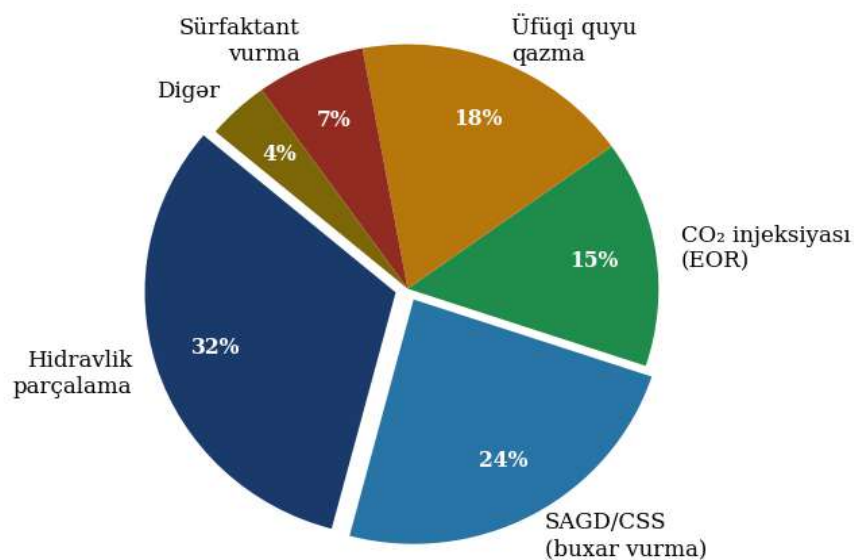
Çətin çıxarılan yataqların işlənməsində istifadə edilən texnologiyalar

Texnoloji yeniliklər çətin bərpa olunan karbohidrogen ehtiyatlarının istismarında mühüm rol oynayır. Ən əhəmiyyətli texnologiyalardan biri üfüqi qazma-dır. Ənənəvi şaquli quyulardan fərqli olaraq, üfüqi quyular layla daha böyük təmas sahəsi təmin edir ki, bu da hasilat sürətinin əhəmiyyətli dərəcədə artmasına səbəb olur.

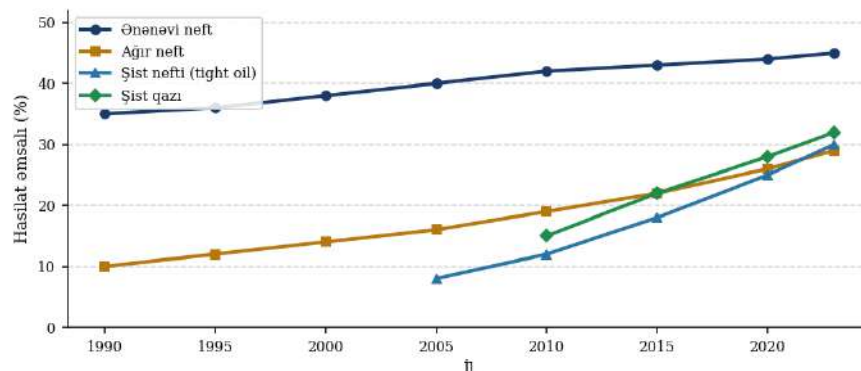
Qeyri-ənənəvi laylarda tətbiq olunan digər vacib texnologiya hidravlik qırılma-dır. Bu texnika süxur strukturunda çatlar yaratmaq üçün laylara yüksək təzyiqli maye vurulmasını və bununla da keçiriciliyi yaxşılaşdırmağı və karbohidrogenlərin quyu lüləsinə doğru daha səmərəli hərəkət etməsini təmin etməyi əhatə edir.

Neft hasilatının artırılması üsulları mürəkkəb və çətin hasilatlanan yataqların istismarında geniş tətbiq olunur. Bu üsullara qaz vurulması, kimyəvi daşqın və termal bərpa kimi üsullar daxildir. Məsələn, qaz vurulması, yataq təzyiqini artırmaq və neftin hasilat quyularına doğru yerdəyişməsini artırmaq üçün yataqlara karbon qazı və ya təbii qazın daxil edilməsini nəzərdə tutur.

Bundan əlavə, real vaxt monitoring sistemləri və qabaqcıl yataq simulyasiya modelləri kimi müasir rəqəmsal texnologiyalar neft mühəndisliyində vacib vasitələrə çevrilib. Bu texnologiyalar mühəndislərə istehsal planlaşdırmasını təkmilləşdirməyə, əməliyyat strategiyalarını optimallaşdırmağa və potensial texniki problemləri erkən mərhələdə müəyyən etməyə kömək edir və bununla da yataq əməliyyatlarının ümumi səmərəliliyini və etibarlılığını artırır.[2]



Şəkil 1. Çətin çıxarıla bilən karbohidrogenlərin istehsalında tətbiq olunan texnologiyaların payı (%)



Şəkil 2. Müxtəlif karbohidrogen növləri üzrə hasilat əmsalının dinamikası

İnkişafın iqtisadi aspektləri

Çətin çıxarıla bilən karbohidrogen yataqlarının istismarı prosesi ciddi iqtisadi problemlərlə əlaqələndirilir. Xüsusilə, qazma, stimullaşdırma texnikaları və istehsal sisteminin qurulması ilə bağlı xərclər adətən ənənəvi neft yataqları ilə bağlı xərclərdən xeyli yüksəkdir.

Lakin qeyd etmək lazımdır ki, son texnoloji irəliləyişlər, miqyas iqtisadiyyatı ilə birlikdə, qeyri-ənənəvi karbohidrogenlərin istehsalı ilə bağlı xərcləri əhəmiyyətli dərəcədə azaltmışdır. Məsələn, üfqi qazma texnikalarının, qırıqlama ilə birlikdə tətbiqi bəzi ölkələrin enerji sektoruna əhəmiyyətli dərəcədə təsir göstərmişdir.

Çətin resursların iqtisadi cəhətdən davamlılığına neft və qaz qiymətlərindəki dalğalanmalar böyük təsir göstərir. Neft və qaz qiymətlərinin artdığı dövrdə çətin resursların davamlılığı artır. Əksinə, neft və qaz qiymətlərinin aşağı olduğu dövrdə qeyri-ənənəvi layihələrin çoxu iqtisadi cəhətdən səmərəli olmazdı.

Başqa bir amil hökumət siyasətinin və qaydalarının roludur. Dövlət siyasəti və qaydaları çətin resursların davamlılığına böyük təsir göstərir. Əlverişli qaydalar çətin resursların davamlılığını artıracaq, sərt qaydalar isə çətin resursların inkişafına mane olacaq.[5]

Ətraf mühit mülahizəsi

Çətin çıxarıla bilən karbohidrogen yataqlarının istismarı texnikaların mürəkkəbliyi, genişmiqyaslı istismar və karbohidrogen yataqlarının spesifik xüsusiyyətləri ilə əlaqəli ekoloji problemlər yaradır. Çətin çıxarıla bilən karbohidrogen yataqlarının istismarı ilə əlaqəli ekoloji problemlər aşağıdakı kateqoriyalara bölünür: su istehlakı və çirklənmə, hava çirklənməsi, istixana effekti, torpaqların pozulması və dəniz təhlükələri.[4]

Suyun istifadəsi və çirklənməsi

Hidravlik qırılma və termal bərpa prosesləri çoxlu su tələb edir və bu, suyun az olduğu ərazilər üçün çətinlik yarada bilər. Hidravlik qırılma prosesində müxtəlif kimyəvi maddələrlə qarışdırılmış su sahəyə vurularaq çatlar əmələ gətirir. Düzgün idarə olunmazsa, bu, suyun çirklənməsinə səbəb ola



bilər. Bundan əlavə, geri qayıdan su, yəni axın suyu, tərkibində həll olmuş karbohidrogenlər, ağır metallar və müxtəlif kimyəvi maddələr var.

Hava çirkliliyi və istixana qazı emissiyaları

Bu proses tez-tez Uçucu Üzvi Birləşmələrin, hissəcik maddələrin və güclü istixana qazı olan metanın sərbəst buraxılması ilə nəticələnir. Xüsusilə SAGD tətbiqi ilə ağır neft hasilatı, adətən qazıntı yanacaqlarından əldə edilən xeyli miqdarda enerji tələb edir və bununla da CO₂ emissiyalarını artırır.

Metan emissiyaları, xüsusən də qeyri-ənənəvi neft və qaz hasilatı ilə bağlı fəaliyyətlər zamanı hidravlik qırılma, qazma və daşınma kimi proseslər zamanı baş verə bilər. Bu emissiyalar 20 il ərzində CO₂-dən bir neçə dəfə çox istiləşmə təsirinə malik ola bilər.[6]

Torpaq pozuntusu

Qeyri-ənənəvi karbohidrogenlərin kəşfiyyatı üçün quyu sahələri, yollar, boru kəmərləri və emal müəssisələri də daxil olmaqla böyük səth qurğuları tələb olunur. Bu fəaliyyətlər yaşayış mühitinin parçalanmasına, torpağın degradasiyasına və biomüxtəlifliyin azalmasına səbəb ola bilər. Məsələn, şist qazının kəşfiyyatı, xüsusən də ekoloji cəhətdən həssas ərazilərdə aparılırsa, vəhşi təbiətin miqrasiya yollarına təsir göstərə bilər və bununla da əkinçilik üçün istifadə edilə bilən torpaqları məhdudlaşdırır.[7]

Dənizdə ətraf mühit riskləri

Dərin sulara və ultra dərin su mühitlərində karbohidrogenlərin çıxarılması dənizdə platformaların inşasını tələb edir ki, bu da neft dağılması və dəniz ekosistemlərinə müdaxilə kimi bəzi təhlükələr yarada bilər. Neft və qazma mayelərinin qəsdən dağılması dəniz həyatı və biomüxtəlifliyə ciddi təsir göstərə bilər.

Ətraf mühitə dəyən ziyan riskini minimuma endirmək üçün partlayışın qarşısını alan vasitələr, daimi və real vaxt rejimində monitoring və ikiqat gövdəli saxlama qurğularının istifadəsi kimi təhlükəsizlik mexanizmlərindən istifadə olunur; lakin bu təhlükəsizlik mexanizmlərinin sıradan çıxması halında ətraf mühitə ziyan dəyə bilər.[9]

Tullantıların idarə edilməsi

Qazma və istehsal prosesindən qazma şlamları və lay suyu kimi xeyli miqdarda bərk və maye tullantılar da əmələ gəlir. Düzgün şəkildə utilizasiya edilmədikdə, bu tullantılar torpaqda və səth sularında çirklənməyə səbəb ola bilər. Tullantıların idarə olunması üçün müasir strategiyalara geri axın suyunun təkrar emalı, qazma şlamlarının düzgün təmizlənməsi və kimyəvi maddələrsiz qazma üsullarının istifadəsi daxildir.[6]

Gələcək perspektivlər və texnoloji innovasiyalar

Çətinliklə çıxarıla bilən karbohidrogen ehtiyatlarının gələcək istismarı texnoloji inkişafdan çox asılı olacaq. Qazma texnologiyaları, yataq simulyasiyası və süni intellekt sahəsindəki inkişafların istehsalın səmərəliliyini artıracağı, eləcə də xərcləri minimuma endirəcəyi gözlənilir.



Avtomatlaşdırma və rəqəmsal neft yataqları texnologiyalarının tətbiqi istehsal proseslərinin monitorinqini və optimallaşdırılmasını asanlaşdıracaq. Bundan əlavə, maşın öyrənmə alqoritmlərinin böyük miqdarda geoloji və istehsal məlumatlarını emal etməsi və bununla da yataqların idarə olunması strategiyalarını təkmilləşdirməsi mümkün olacaq.[8]

Eyni zamanda, ətraf mühitlə bağlı daha sərt qaydalar, eləcə də qlobal olaraq daha təmiz enerji mənbələrinə can atmaq qeyri-ənənəvi karbohidrogen ehtiyatlarının istismar sürətinə təsir göstərə bilər. Buna baxmayaraq, çətin çıxarılan karbohidrogenlərin dünya enerji təchizatında əsas töhfə olaraq qalacağı gözlənilir.[10]

Nəticə

Çətin bərpa olunan karbohidrogen ehtiyatlarının kəşfiyyatı bu gün enerji sektorunda vacib bir sahədir. Aşağı keçiricilik, yüksək özlülük, mürəkkəb geologiya və əlverişsiz mühit ilə xarakterizə olunan bu karbohidrogenlər əhəmiyyətli texniki və iqtisadi çətinliklər yaradır. Eyni zamanda, onlar həm inkişaf etmiş, həm də inkişaf etməkdə olan ölkələr üçün enerji təhlükəsizliyini təmin edərkən qlobal miqyasda artan enerji tələbatını ödəmək üçün böyük imkanlar təqdim edir.

Texnologiyadakı irəliləyişlər çətin bərpa olunan karbohidrogenlərlə bağlı problemlərin həllində mühüm rol oynamışdır. Məsələn, üfüqi qazma, çoxtərəfli qazma, hidravlik qırılma, artırılmış neft hasilatı və rəqəmsal neft yataqları kimi texnologiyalar çətin bərpa olunan karbohidrogenlərə çıxış imkanlarını xeyli artırmışdır. Real vaxt monitorinq, modelləşdirmə və proqnozlaşdırma vasitələrinə əsaslanan bu texnologiyalar təkcə neft və qaz hasilatının səmərəliliyini artırmaqla yanaşı, həm də mövcud yataqların ömrünü uzadır və bununla da resurslardan səmərəli istifadəni təşviq edir.

İqtisadi amillər hələ də bu cür yataqların işlənməsində mühüm rol oynayır. Yüksək səviyyəli investisiya tələb olunur və infrastrukturun mürəkkəbliyi əhəmiyyətlidir. Bundan əlavə, neft və qaz bazarındakı dəyişikliklərlə əlaqəli risklər xeylidir. Bununla belə, istifadə olunmamış resursların potensialı, xüsusən də bu cür resursların mövcudluğunun məhdud olduğu və ya siyasi və coğrafi şəraitlə məhdudlaşdığı bölgələrdə əhəmiyyətlidir. Düzgün investisiya strategiyaları və texnologiyanın tətbiqi ilə ən çətin yataqlar mümkün olur.

Ətraf mühit və tənzimləyici amillər çıxarılması çətin olan karbohidrogenlərin yaranmasına getdikcə daha çox töhfə verir. Hidravlik qırılma və termal bərpa kimi üsullar, məsələn, yüksək su istifadəsi, istixana qazı tullantıları, torpaq və yeraltı suların çirklənməsi kimi əhəmiyyətli ətraf mühit təsirlərinə səbəb ola bilər. Lakin bu narahatlıqları azaltmaq üçün yaşıl və məsuliyyətli üsulları tətbiq etmək, qaydalara nəzarət etmək və onlara riayət etmək vacibdir. Yaşıl texnologiyaların inkişafı, karbonun tutulması və suyun təkrar emalı bu fəaliyyətlərin izini azaltmaqda vacibdir.

Gələcəyə nəzər salsaq, xüsusilə enerji tələbatı artdıqca və gələcəkdə daha təmiz enerji mənbələrinə keçid tədricən baş verəcəyi üçün çətin çıxarılan karbohidrogen ehtiyatlarının qlobal enerji balansında hələ də mühüm rol oynayacağı gözlənilir. Bununla yanaşı, gələcəkdə bu resursların uğurunu təmin etmək üçün iqtisadi cəhətdən səmərəlilik, ətraf mühitin qorunması və sosial məsuliyyət baxımından balanslı bir yanaşmaya sahib olmaq da vacibdir.



Ədəbiyyat siyahısı

1. Ahmed, T. Reservoir Engineering Handbook. Gulf Professional Publishing, 2019.
2. Economides, M., Nolte, K. Reservoir Stimulation. Wiley, 2000.
3. Lake, L. Enhanced Oil Recovery. Prentice Hall, 2014.
4. Schlumberger. Oilfield Glossary and Reservoir Engineering Manual. 2020.
5. Speight, J. The Chemistry and Technology of Petroleum. CRC Press, 2018.
6. Green, D., Willhite, G. Enhanced Oil Recovery. Society of Petroleum Engineers, 2018.
7. Tiab, D., Donaldson, E. Petrophysics: Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Properties. Elsevier, 2016.
8. Thomas, S. Enhanced Oil Recovery – An Overview. Oil & Gas Science and Technology, 2008.
9. International Energy Agency. World Energy Outlook. IEA Publications, 2022.
10. Society of Petroleum Engineers. Unconventional Resources Technology Conference Proceedings. 2021.



НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СНИЖЕНИЯ ОСЛОЖНЕНИЙ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН

Самира Аббасова¹, Хамза Нагизаде ²

^{1,2} Азербайджанский Государственный Университет Нефти и Промышленности,

^{1,2} Кафедра «Нефтегазовая инженерия»,

¹ Доцент, кандидат технических наук,

² Магистрант,

Аннотация

Разработка трудноизвлекаемых углеводородных ресурсов требует применения передовых научных подходов, современных инженерных решений, инновационных технологий бурения и добычи, а также значительных финансовых инвестиций. Традиционные методы добычи зачастую оказываются недостаточными для достижения экономически рентабельных показателей извлечения в таких пластах. Поэтому нефтегазовая промышленность всё чаще использует методы повышения нефтеотдачи, гидравлический разрыв пласта, горизонтальное и многоствольное бурение, термические методы, химическую обработку, закачку газа, заводнение и другие передовые технологии, направленные на повышение продуктивности пластов и улучшение эффективности извлечения углеводородов.

Цель данной статьи заключается в проведении комплексного анализа геологических и технологических особенностей трудноизвлекаемых углеводородных месторождений, а также основных проблем, связанных с их поиском, разработкой и эксплуатацией. Особое внимание в исследовании уделяется влиянию неоднородности пласта, низкой проницаемости, высокой вязкости сырой нефти, сложного тектонического строения и трудных условий эксплуатации на эффективность добычи. В работе также рассматриваются ограничения традиционных систем разработки и подчёркивается необходимость применения интегрированных технологических решений для эффективного освоения таких ресурсов.

Горизонтальное бурение и технологии многоствольных скважин также рассматриваются как ключевые решения для разработки трудноизвлекаемых углеводородных ресурсов. Эти технологии позволяют увеличить площадь контакта между стволом скважины и продуктивным пластом, повысить эффективность дренирования, снизить потери давления и увеличить дебиты добычи. В пластах со сложным геологическим строением горизонтальные скважины обеспечивают более эффективный доступ к зонам, насыщенным углеводородами, и способствуют рациональной разработке запасов.

Ключевые слова: интенсификация добычи нефти, заводнение, гидравлический разрыв пласта, пластовое давление, анализ эффективности