

Perencanaan Water Cushion Berbasis Tekanan Hidrostatik pada Operasi Tubing Conveyed Perforating: Studi Kasus Sumur UWL-001

Abdul Kamid^{1*}, Winarto², Ismanu Yudiantoro³, Miftahul Firdaus⁴

¹ Teknik Perminyakan, Institut Teknologi Petroleum Balongan; email : hamied45@gmail.com

² Teknik Perminyakan, Institut Teknologi Petroleum Balongan; email : wintpetro466@gmail.com

³ Teknik Perminyakan, Institut Teknologi Petroleum Balongan; email : ismanu.yudiantoro@gmail.com

⁴ Teknik Perminyakan, Institut Teknologi Petroleum Balongan; email : miftahulm04@gmail.com

* Penulis Korespondensi: **Abdul Kamid**

Abstract: UWL-001 is an exploration well located in the Banggai area, Central Sulawesi, where the completion program applies Tubing Conveyed Perforating (TCP) with an underbalance perforation approach. In this method, the hydrostatic pressure inside the wellbore must remain lower than the reservoir pressure; therefore, an appropriate water cushion design is required to satisfy the minimum pressure requirement of the Mechanical Safety Impact (MSI) firing head while maintaining the underbalance condition. This study aims to evaluate the water cushion design for the TCP operation in UWL-001 using a hydrostatic pressure approach. A descriptive quantitative case study was conducted using operational data provided by PT Elnusa Tbk, including well data, Drill Stem Test (DST) string configuration, log correlation results, reservoir pressure, and the water cushion program. Hydrostatic pressure calculations were employed to determine the optimum water cushion height, hydrostatic pressure, underbalance pressure, the number of tubing joints filled with water, and the required fluid volume. The initial design resulted in a water cushion height of 192 m, requiring 22 tubing joints and 5.8 bbl of water. During field implementation, the operator increased the water cushion height to 368 m, producing a hydrostatic pressure of 523 psi, an underbalance pressure of 2010 psi, 41 tubing joints, and 10.5 bbl of water. Although the hydrostatic pressure increased, the underbalance condition was successfully maintained because the hydrostatic pressure remained below the reservoir pressure. These findings demonstrate that the hydrostatic pressure approach provides an effective basis for designing a water cushion capable of ensuring reliable firing head activation while preserving the underbalance condition during Tubing Conveyed Perforating operations.

Keywords: Tubing Conveyed Perforating; underbalance perforation; water cushion; hydrostatic pressure; Drill Stem Test.

Abstrak: Sumur UWL-001 merupakan sumur eksplorasi yang berada di wilayah Banggai, Sulawesi Tengah, dengan rencana pelaksanaan Tubing Conveyed Perforating (TCP) menggunakan metode underbalance perforation. Pada metode ini, tekanan hidrostatik di dalam sumur harus lebih rendah dibandingkan tekanan reservoir sehingga diperlukan perencanaan water cushion yang tepat untuk memenuhi kebutuhan tekanan minimum Mechanical Safety Impact (MSI) firing head tanpa menghilangkan kondisi underbalance. Penelitian ini bertujuan menganalisis perencanaan water cushion pada operasi TCP di Sumur UWL-001 berdasarkan pendekatan tekanan hidrostatik. Penelitian menggunakan metode kuantitatif deskriptif dengan studi kasus berdasarkan data operasional PT Elnusa Tbk yang meliputi data sumur, konfigurasi Drill Stem Test (DST) string, hasil korelasi log, tekanan reservoir, dan program water cushion. Analisis dilakukan menggunakan konsep tekanan hidrostatik untuk menentukan tinggi water cushion, tekanan hidrostatik, tekanan underbalance, jumlah tubing yang terisi air, dan volume fluida yang dibutuhkan. Hasil penelitian menunjukkan bahwa perencanaan awal menghasilkan tinggi water cushion sebesar 192 m, kebutuhan 22 joint tubing, dan volume air 5,8 bbl. Pada tahap implementasi, operator menyesuaikan tinggi water cushion menjadi 368 m sehingga menghasilkan tekanan hidrostatik 523 psi, tekanan underbalance 2010 psi, kebutuhan 41 joint tubing, dan volume air 10,5 bbl. Meskipun tekanan hidrostatik meningkat, kondisi underbalance tetap dapat dipertahankan karena tekanan hidrostatik masih lebih rendah dibandingkan tekanan reservoir. Hasil penelitian menunjukkan bahwa pendekatan tekanan hidrostatik mampu menghasilkan desain water cushion yang memenuhi kebutuhan sistem penyalan sekaligus mempertahankan kondisi underbalance selama operasi Tubing Conveyed Perforating.

Diterima: June 25, 2026

Direvisi: June 30, 2026

Diterima: July 17, 2026

Diterbitkan: July 17, 2026

Versi sekarang: July 30, 2026



Hak cipta: © 2026 oleh penulis.
Diserahkan untuk kemungkinan publikasi akses terbuka berdasarkan syarat dan ketentuan lisensi Creative Commons Attribution (CC BY SA) (<https://creativecommons.org/licenses/by-sa/4.0/>)

Kata kunci: Tubing Conveyed Perforating; underbalance perforation; water cushion; tekanan hidrostatik; Drill Stem Test.

1. Pendahuluan

Well completion merupakan salah satu tahapan yang menentukan keberhasilan pengembangan sumur minyak dan gas bumi karena membentuk jalur komunikasi antara reservoir dan lubang sumur sehingga fluida hidrokarbon dapat diproduksi secara optimal [1], [2]. Tahapan ini mencakup berbagai aktivitas, seperti pemasangan completion string, perforasi, stimulasi reservoir, dan pengujian sumur yang dirancang untuk mempertahankan integritas sumur sekaligus memaksimalkan produktivitas reservoir [3]. Di antara tahapan tersebut, perforasi menjadi proses yang sangat krusial karena berfungsi membentuk saluran aliran dengan menembus casing, semen, dan sebagian batuan reservoir menggunakan bahan peledak berenergi tinggi sehingga terbentuk konektivitas antara reservoir dan lubang sumur [4]. Kinerja perforasi dipengaruhi oleh berbagai faktor, termasuk desain completion, karakteristik reservoir, jenis perforator, serta kondisi tekanan selama operasi berlangsung [3]. Perforasi yang tidak dirancang secara optimal dapat meningkatkan skin factor, memperbesar formation damage, serta menurunkan kemampuan aliran fluida menuju sumur produksi [5]. Selain dipengaruhi oleh geometri perforasi, nilai skin factor juga dipengaruhi oleh kerusakan pada crushed zone di sekitar lubang perforasi sehingga kualitas desain perforasi menjadi faktor penting dalam mempertahankan produktivitas sumur [6]. Oleh karena itu, desain perforasi yang sesuai dengan karakteristik reservoir menjadi salah satu faktor penting dalam meningkatkan efisiensi produksi hidrokarbon dan meminimalkan kerusakan formasi [7].

Perkembangan teknologi completion mendorong penggunaan Tubing Conveyed Perforating (TCP) sebagai salah satu metode perforasi yang banyak diterapkan pada sumur berdeviasi tinggi maupun sumur horizontal. Metode ini memungkinkan proses perforasi dikombinasikan dengan Drill Stem Test (DST) serta penyelesaian sumur dalam satu rangkaian operasi sehingga waktu pelaksanaan menjadi lebih efisien dibandingkan metode wireline perforating [8], [9]. Integrasi TCP dengan rangkaian DST juga memberikan fleksibilitas dalam pengendalian tekanan selama operasi serta memungkinkan evaluasi reservoir dilakukan segera setelah perforasi selesai dilaksanakan [10]. Dalam praktiknya, TCP umumnya dioperasikan menggunakan konsep underbalance perforation, yaitu kondisi ketika tekanan hidrostatik di dalam sumur dijaga lebih rendah dibandingkan tekanan reservoir sehingga fluida reservoir dapat mengalir secara spontan untuk membersihkan serpihan semen, partikel batuan, dan debris hasil ledakan dari perforation tunnel [11]. Pendekatan ini terbukti mampu mengurangi formation damage serta meningkatkan produktivitas sumur apabila tekanan diferensial dirancang secara tepat [12]. Sebaliknya, tekanan yang terlalu rendah dapat mengganggu aktivasi firing system, sedangkan tekanan yang terlalu tinggi akan mengurangi efektivitas kondisi underbalance dan menurunkan kemampuan reservoir dalam membersihkan saluran perforasi [13].

Untuk menjaga keseimbangan tekanan tersebut, operasi TCP umumnya menerapkan water cushion, yaitu kolom fluida di dalam tubing yang dirancang menghasilkan tekanan hidrostatik tertentu sebelum perforasi dilakukan. Keberadaan water cushion tidak hanya berfungsi sebagai media pembentuk tekanan untuk mengaktifkan Mechanical Safety Impact (MSI) firing head, tetapi juga menjaga kestabilan tekanan selama operasi berlangsung [9]. Besarnya tekanan hidrostatik dipengaruhi oleh tinggi kolom fluida, specific gravity, dan kedalaman interval perforasi sehingga penentuannya harus didasarkan pada perhitungan hidrostatik yang akurat [7]. Selain aspek tekanan, pemilihan tubing, casing, dan perforator juga harus memenuhi persyaratan kekuatan mekanik agar mampu menahan beban operasi pada kondisi tekanan dan temperatur reservoir sesuai standar industri [14]. Dengan demikian, desain water cushion tidak dapat dipisahkan dari karakteristik reservoir, konfigurasi completion string, serta spesifikasi peralatan yang digunakan selama operasi TCP.

Berbagai penelitian telah mengevaluasi pengaruh desain perforasi terhadap produktivitas sumur dan kerusakan formasi. Adetona dan Asulimen (2013) menunjukkan bahwa desain perforasi yang kurang tepat dapat meningkatkan formation damage sehingga menurunkan kemampuan aliran fluida reservoir [15]. Mohammadian et al. (2022) membuktikan bahwa

penerapan underbalanced tubing conveyed perforation mampu meningkatkan kualitas perforasi pada sumur horizontal melalui optimasi tekanan operasi [11]. Penelitian lain oleh Abobaker et al. (2022) menunjukkan bahwa nilai perforation skin factor dipengaruhi oleh karakteristik zona di sekitar perforasi (near-wellbore region) sehingga optimasi parameter perforasi menjadi penting untuk mempertahankan produktivitas sumur [16]. Bellarby (2009) dan King (2010) juga menegaskan bahwa keberhasilan completion tidak hanya ditentukan oleh metode perforasi, tetapi juga oleh pengendalian tekanan selama operasi [1], [17]. Meskipun demikian, sebagian besar penelitian terdahulu berfokus pada evaluasi performa perforasi setelah operasi selesai dilakukan, sedangkan kajian mengenai perencanaan water cushion sebagai tahapan pra-operasi yang mengintegrasikan tekanan hidrostatik, konfigurasi DST string, dan kebutuhan Mechanical Safety Impact firing head masih relatif terbatas, khususnya pada sumur eksplorasi.

Berdasarkan kondisi tersebut, penelitian ini bertujuan menganalisis perencanaan water cushion pada program Tubing Conveyed Perforating Sumur UWL-001 PT Elnusa Tbk menggunakan pendekatan tekanan hidrostatik. Analisis dilakukan berdasarkan data sumur, konfigurasi Drill Stem Test (DST) string, hasil korelasi log, tekanan reservoir, dan parameter operasi lainnya untuk menentukan tinggi water cushion, tekanan hidrostatik, tekanan underbalance, jumlah tubing yang terisi air, serta volume fluida yang dibutuhkan. Berbeda dengan penelitian sebelumnya yang lebih banyak mengevaluasi hasil perforasi setelah operasi berlangsung, penelitian ini berfokus pada tahap perencanaan operasi sehingga menghasilkan rancangan water cushion yang mampu memenuhi kebutuhan tekanan sistem penyalan sekaligus mempertahankan kondisi underbalance selama pelaksanaan TCP. Hasil penelitian diharapkan dapat menjadi referensi teknis bagi perencanaan operasi completion pada sumur eksplorasi dengan karakteristik reservoir yang sejenis serta menjadi dasar pengembangan desain water cushion pada operasi TCP di masa mendatang.

2. Tinjauan Literatur

2.1 Tubing Conveyed Perforating (TCP)

Tubing Conveyed Perforating (TCP) merupakan metode perforasi yang menggunakan tubing produksi sebagai media penghantar rangkaian perforasi menuju interval target. Berbeda dengan wireline perforating, TCP memungkinkan pemasangan perforator pada sumur berdeviasi tinggi, sumur horizontal, maupun interval perforasi yang panjang dalam satu kali operasi. Selain meningkatkan efisiensi waktu, metode ini memungkinkan integrasi antara proses perforasi, Drill Stem Test (DST), dan well completion sehingga mengurangi kebutuhan rig time serta biaya operasional [8]. Perkembangan teknologi TCP juga menghasilkan berbagai konfigurasi firing system, seperti drop-bar hydrostatic firing head, hydraulic delay firing head, dan electronic firing head, yang dapat disesuaikan dengan karakteristik sumur dan kondisi operasi [18].

Keunggulan utama TCP terletak pada kemampuannya melakukan perforasi pada interval yang panjang, sumur horizontal, maupun reservoir bertekanan tinggi tanpa memerlukan proses well killing. Integrasi TCP dengan rangkaian DST memberikan fleksibilitas dalam pengendalian tekanan serta memungkinkan evaluasi reservoir dilakukan segera setelah perforasi selesai dilaksanakan [10]. Selain itu, desain completion string yang tepat berperan penting dalam menjaga keandalan sistem perforasi dan mendukung keberhasilan operasi secara keseluruhan [19]. Oleh karena itu, TCP banyak diterapkan pada pengembangan lapangan minyak dan gas modern yang membutuhkan efisiensi operasi sekaligus pengendalian tekanan yang lebih baik [2].

2.2 Underbalance Perforation

Underbalance perforation merupakan teknik perforasi yang dilakukan ketika tekanan hidrostatik di dalam sumur lebih rendah dibandingkan tekanan reservoir. Perbedaan tekanan tersebut menghasilkan aliran awal fluida reservoir menuju lubang sumur segera setelah perforasi dilakukan sehingga mampu membersihkan serpihan semen, partikel batuan, dan debris hasil ledakan pada saluran perforasi. Kondisi ini terbukti mampu mengurangi formation damage, meningkatkan produktivitas sumur, serta memperbaiki efisiensi produksi dibandingkan perforasi pada kondisi overbalance [11].

Keberhasilan underbalance perforation sangat dipengaruhi oleh besarnya tekanan diferensial yang dirancang sebelum operasi. Tekanan yang terlalu kecil tidak mampu membersihkan saluran perforasi secara efektif, sedangkan tekanan yang terlalu besar dapat meningkatkan risiko ketidakstabilan sumur maupun gangguan terhadap sistem penyalan perforator [17]. Selain itu, karakteristik zona di sekitar perforasi (near-wellbore region) juga memengaruhi nilai perforation skin factor, sehingga optimasi tekanan operasi menjadi salah satu faktor penting dalam mempertahankan produktivitas sumur [16]. Bale dan Satti (2020) menambahkan bahwa perubahan tekanan selama proses perforasi bersifat dinamis, sehingga pengendalian tekanan sebelum detonasi perlu dirancang secara cermat untuk mempertahankan kondisi underbalance sepanjang operasi [12].

2.3 Drill Stem Test (DST)

Drill Stem Test (DST) merupakan metode pengujian sumur yang digunakan untuk mengevaluasi tekanan reservoir, permeabilitas, karakteristik fluida, serta potensi produksi suatu formasi sebelum sumur mulai diproduksi. Sistem DST bekerja dengan mengisolasi tekanan hidrostatik menggunakan packer dan mengendalikan aliran fluida melalui tester valve sehingga tekanan reservoir dapat diukur secara akurat [8]. Informasi yang diperoleh dari DST menjadi dasar dalam menentukan strategi completion serta mengevaluasi potensi produksi reservoir.

Dalam operasi TCP, rangkaian DST sering diintegrasikan dengan perforator sehingga proses perforasi dan pengujian reservoir dapat dilakukan dalam satu rangkaian operasi. Integrasi tersebut meningkatkan efisiensi pelaksanaan sekaligus memungkinkan pengendalian tekanan selama proses perforasi berlangsung [10]. Selain mengevaluasi tekanan reservoir, DST juga memberikan informasi mengenai kemampuan aliran formasi dan karakteristik fluida yang menjadi dasar dalam penyusunan desain completion [20]. Oleh karena itu, kombinasi TCP dan DST menjadi pendekatan yang banyak diterapkan pada sumur eksplorasi maupun sumur pengembangan.

2.4 Water Cushion dan Tekanan Hidrostatik

Water cushion merupakan kolom fluida yang ditempatkan di dalam tubing untuk menghasilkan tekanan hidrostatik tertentu sebelum proses perforasi dilakukan. Fungsi utama water cushion adalah menyediakan tekanan yang cukup untuk mendukung aktivasi Mechanical Safety Impact (MSI) firing head, menjaga kestabilan tekanan selama operasi, serta mengurangi risiko kegagalan sistem penyalan [21]. Selain itu, water cushion juga membantu mengendalikan laju masuknya fluida reservoir sehingga proses perforasi berlangsung lebih aman dan terkendali.

Besarnya tekanan hidrostatik dipengaruhi oleh tinggi kolom fluida, specific gravity, dan kedalaman interval perforasi. Oleh karena itu, penentuan tinggi water cushion harus dilakukan melalui pendekatan matematis berdasarkan konsep tekanan hidrostatik agar tekanan yang dihasilkan tetap mampu mempertahankan kondisi underbalance tanpa mengurangi efektivitas pembersihan saluran perforasi [7]. Dalam perencanaannya, karakteristik petrofisika reservoir, seperti tekanan pori, permeabilitas, dan distribusi fluida, juga perlu dipertimbangkan karena memengaruhi besarnya tekanan diferensial yang dibutuhkan selama operasi [22]. Selain itu, sifat mekanik batuan turut memengaruhi respons formasi terhadap proses perforasi sehingga aspek geomekanika menjadi bagian penting dalam desain completion [23].

2.5 Penelitian Terdahulu dan Research Gap

Berbagai penelitian telah mengkaji hubungan antara desain perforasi dan produktivitas sumur. Adetona dan Asuelimen (2013) melaporkan bahwa desain perforasi yang tidak sesuai dapat meningkatkan formation damage dan menurunkan kemampuan aliran fluida reservoir [15]. Bellarby (2009) menekankan bahwa desain completion harus mempertimbangkan karakteristik reservoir agar menghasilkan konektivitas yang optimal antara formasi dan lubang sumur [1]. Sementara itu, Mohammadian et al. (2022) menunjukkan bahwa kombinasi Tubing Conveyed Perforating dan underbalance perforation mampu meningkatkan produktivitas sumur horizontal melalui optimasi parameter perforasi dan tekanan operasi [11].

Penelitian lain oleh Abobaker et al. (2021) menunjukkan bahwa kerusakan pada crushed zone di sekitar lubang perforasi memberikan kontribusi terhadap peningkatan perforation skin factor, sedangkan Bale dan Satti (2020) menegaskan pentingnya pengendalian tekanan

secara dinamis untuk mempertahankan kondisi underbalance selama proses perforasi [6], [12]. Meskipun demikian, sebagian besar penelitian terdahulu berfokus pada evaluasi performa perforasi dan produktivitas sumur setelah operasi selesai dilakukan. Kajian mengenai perencanaan water cushion sebagai bagian dari tahap pra-operasi yang mengintegrasikan tekanan hidrostatik, konfigurasi Drill Stem Test (DST) string, karakteristik reservoir, dan kebutuhan Mechanical Safety Impact firing head masih relatif terbatas. Oleh karena itu, penelitian ini difokuskan pada analisis perencanaan water cushion menggunakan pendekatan tekanan hidrostatik untuk menghasilkan konfigurasi operasi yang mampu mempertahankan kondisi underbalance sekaligus memenuhi kebutuhan sistem penyalan selama pelaksanaan Tubing Conveyed Perforating.

3. Metode

3.1 Desain Penelitian

Penelitian ini menggunakan pendekatan kuantitatif deskriptif dengan metode studi kasus (case study) untuk menganalisis perencanaan water cushion pada operasi Tubing Conveyed Perforating (TCP) di Sumur UWL-001 PT Elnusa Tbk. Pendekatan studi kasus dipilih karena memungkinkan evaluasi parameter operasi berdasarkan data aktual lapangan sehingga hubungan antara karakteristik reservoir, konfigurasi completion, dan kondisi tekanan dapat dianalisis secara komprehensif [2]. Analisis dilakukan menggunakan konsep tekanan hidrostatik sebagai dasar dalam menentukan tinggi water cushion, tekanan hidrostatik, tekanan underbalance, jumlah tubing yang terisi fluida, serta volume air yang dibutuhkan selama operasi perforasi. Pendekatan ini umum digunakan dalam evaluasi operasi completion karena mampu mengintegrasikan aspek reservoir, konfigurasi sumur, dan kondisi operasi ke dalam satu kerangka analisis yang sistematis [24].

3.2 Pengumpulan Data

Data penelitian diperoleh dari dokumen operasional PT Elnusa Tbk yang berkaitan dengan pelaksanaan Tubing Conveyed Perforating pada Sumur UWL-001. Data yang dikumpulkan meliputi karakteristik reservoir, konfigurasi Drill Stem Test (DST) string, hasil korelasi log, spesifikasi tubing, tekanan reservoir, interval perforasi, specific gravity fluida, kapasitas tubing, serta program water cushion yang diterapkan selama operasi. Informasi tersebut menjadi dasar dalam mengevaluasi hubungan antara kondisi reservoir dan desain operasi completion. Selain data lapangan, penelitian juga menggunakan berbagai referensi teknis yang berasal dari buku teks, standar industri, dan publikasi ilmiah sebagai landasan teoritis dalam proses analisis. Parameter reservoir yang digunakan mengacu pada prinsip evaluasi reservoir dan petrofisika, meliputi tekanan reservoir, sifat fluida, litologi, dan karakteristik batuan yang memengaruhi desain completion [22], [25].

3.3 Prosedur Analisis

Analisis diawali dengan identifikasi karakteristik sumur dan reservoir berdasarkan data operasional yang tersedia. Selanjutnya dilakukan evaluasi hasil korelasi log untuk memastikan bahwa interval perforasi telah sesuai dengan target operasi. Setelah posisi perforasi terverifikasi, dilakukan analisis terhadap konfigurasi DST string dan jenis Mechanical Safety Impact (MSI) firing head yang digunakan untuk menentukan kebutuhan tekanan hidrostatik selama proses perforasi. Tahapan ini mempertimbangkan konfigurasi completion string, karakteristik mekanik batuan, serta kemampuan peralatan dalam bekerja pada kondisi tekanan dan temperatur reservoir agar operasi dapat berlangsung secara aman dan efektif [19], [23].

Berdasarkan parameter reservoir dan data tubing, dilakukan perhitungan tinggi water cushion menggunakan konsep tekanan hidrostatik. Nilai tekanan hidrostatik yang diperoleh selanjutnya digunakan untuk menentukan tekanan underbalance, jumlah tubing yang terisi air, serta volume water cushion yang diperlukan. Hasil perhitungan kemudian dibandingkan dengan program operasi yang diterapkan di lapangan untuk mengevaluasi kesesuaian antara hasil perencanaan dan implementasi operasi.

3.4 Perhitungan Tekanan Hidrostatik

Perencanaan water cushion dilakukan menggunakan konsep tekanan hidrostatik yang menyatakan bahwa tekanan fluida dipengaruhi oleh tinggi kolom fluida dan berat jenis

(specific gravity) fluida. Pendekatan ini banyak digunakan dalam perencanaan operasi completion untuk menentukan kondisi tekanan yang aman selama pelaksanaan perforasi [7]. Tekanan hidrostatik dihitung menggunakan Persamaan (1).

$$P_h = 0.052 \times SG \times TVD \quad (1)$$

dengan (P_h) adalah tekanan hidrostatik (psi), (SG) adalah specific gravity fluida, dan (TVD) adalah true vertical depth (ft).

Nilai tekanan hidrostatik yang diperoleh selanjutnya digunakan untuk menentukan tekanan underbalance menggunakan Persamaan (2).

$$P_{ub} = P_r - P_h \quad (1)$$

dengan (P_{ub}) merupakan tekanan underbalance (psi), (P_r) adalah tekanan reservoir (psi), dan (P_h) adalah tekanan hidrostatik (psi).

Berdasarkan hasil perhitungan tersebut, tinggi water cushion ditentukan menggunakan hubungan antara tekanan hidrostatik dan kedalaman interval perforasi. Selanjutnya dilakukan perhitungan jumlah joint tubing yang terisi air berdasarkan panjang tubing yang digunakan. Volume water cushion kemudian dihitung menggunakan kapasitas internal tubing dalam satuan barrel (bbl) untuk memperoleh kebutuhan fluida selama operasi perforasi.

3.5 Analisis Hasil

Hasil perhitungan dibandingkan dengan program operasi yang diterapkan pada Sumur UWL-001 untuk mengevaluasi kesesuaian antara hasil perencanaan dan implementasi di lapangan. Analisis dilakukan terhadap parameter utama yang meliputi tinggi water cushion, tekanan hidrostatik, tekanan underbalance, jumlah tubing yang terisi air, dan volume water cushion. Selanjutnya dilakukan interpretasi terhadap pengaruh masing-masing parameter terhadap keberhasilan operasi Tubing Conveyed Perforating, khususnya dalam mempertahankan kondisi underbalance serta memastikan keandalan Mechanical Safety Impact firing system selama proses perforasi. Interpretasi hasil juga mempertimbangkan prinsip-prinsip completion engineering, evaluasi reservoir, dan karakteristik operasi bawah permukaan sehingga diperoleh penjelasan yang komprehensif mengenai efektivitas desain water cushion yang diterapkan [2], [24].

4. Hasil dan Pembahasan

4.1 Karakteristik Sumur UWL-001

Sumur UWL-001 merupakan sumur eksplorasi yang berlokasi di wilayah Banggai, Sulawesi Tengah, dengan target produksi pada Formasi Mentawa yang didominasi oleh batuan karbonat (limestone). Berdasarkan data operasi, interval perforasi direncanakan pada kedalaman 1735–1741 m dengan tekanan reservoir sebesar 2532,84 psi dan temperatur reservoir 228°F. Fluida completion yang digunakan berupa larutan KCl dengan specific gravity (SG) sebesar 1,06, kandungan klorida 82.000 ppm, dan pH 7. Selain itu, reservoir memiliki resistivitas 18–20 ohm.m, porositas 20–25%, saturasi air 15%, serta mobilitas 9,43 md/cP. Karakteristik tersebut menunjukkan bahwa reservoir memiliki potensi produktivitas yang baik sehingga desain completion harus mampu mempertahankan konektivitas antara reservoir dan lubang sumur tanpa menimbulkan kerusakan formasi yang signifikan.

Tabel 1. Karakteristik Sumur UWL-001

Parameter	Nilai
Formasi	Mentawa (Limestone)
Interval perforasi	1735–1741 m
Tekanan reservoir	2532,84 psi
Temperatur reservoir	228°F
Resistivitas	18–20 ohm.m
Porositas	20–25%
Saturasi air	15%

Mobilitas
Completion fluid
Perforator

9,43 md/cP
KCl (SG 1,06)
4½" TCP 5 SPF

Karakteristik reservoir tersebut menjadi dasar dalam pemilihan metode completion. Reservoir dengan tekanan relatif tinggi membutuhkan metode perforasi yang mampu menjaga komunikasi antara reservoir dan lubang sumur tanpa menyebabkan formation damage. Oleh karena itu, dipilih metode Tubing Conveyed Perforating (TCP) yang memungkinkan proses perforasi dilakukan bersamaan dengan Drill Stem Test (DST) sehingga efisiensi operasi meningkat dan kondisi tekanan dapat dikendalikan secara lebih baik. Pendekatan ini sesuai dengan konsep completion modern yang menekankan integrasi antara desain completion, karakteristik reservoir, dan pengendalian tekanan selama operasi [1], [3].

Temperatur reservoir sebesar 228°F juga menjadi salah satu pertimbangan dalam pemilihan jenis bahan peledak. Berdasarkan spesifikasi operasi, digunakan shaped charge tipe HMX (EXP-4539-425T) yang memiliki stabilitas termal pada temperatur tinggi sehingga mampu menghasilkan penetrasi perforasi yang optimal tanpa menurunkan performa bahan peledak. Pemilihan jenis peledak yang sesuai sangat penting untuk memastikan energi detonasi mampu menembus casing, semen, dan batuan reservoir secara efektif serta menghasilkan saluran aliran yang baik menuju lubang sumur.

4.2 Konfigurasi Drill Stem Test (DST) String dan Pemilihan Firing Head

Operasi TCP pada Sumur UWL-001 menggunakan rangkaian Drill Stem Test (DST) String yang dirancang untuk memungkinkan proses perforasi dan pengujian reservoir dilakukan dalam satu rangkaian operasi. Konfigurasi ini terdiri atas packer, tester valve, firing head, perforating gun, dan berbagai komponen pendukung yang berfungsi mengendalikan tekanan selama pelaksanaan perforasi. Pada kondisi awal, tester valve berada pada posisi tertutup sehingga tekanan hidrostatik di dalam tubing tetap terisolasi hingga proses aktivasi perforator dilakukan.

CUSTOMER		PERFORATING GP		PMP		1758-17400		Cap		7" 20 gpt	
WELL NAME		WELL NO.		FLUID WT.		1.1325 SG		SG		SG	
TEST		DST		DST		DST		DST		DST	
DESCRIPTION		DST		DST		DST		DST		DST	
DST		DST		DST		DST		DST		DST	
DST		DST		DST		DST		DST		DST	
DST		DST		DST		DST		DST		DST	
DST		DST		DST		DST		DST		DST	
DST		DST		DST		DST		DST		DST	
DST		DST		DST		DST		DST		DST	
DST		DST		DST		DST		DST		DST	
DST		DST		DST		DST		DST		DST	
DST		DST		DST		DST		DST		DST	
DST		DST		DST		DST		DST		DST	
DST		DST		DST		DST		DST		DST	
DST		DST		DST		DST		DST		DST	
DST		DST		DST		DST		DST		DST	
DST		DST		DST		DST		DST		DST	
DST		DST		DST		DST		DST		DST	
DST		DST		DST		DST		DST		DST	
DST		DST		DST		DST		DST		DST	
DST		DST		DST		DST		DST		DST	
DST		DST		DST		DST		DST		DST	
DST		DST		DST		DST		DST		DST	
DST		DST		DST		DST		DST		DST	
DST		DST		DST		DST		DST		DST	
DST		DST		DST		DST		DST		DST	
DST		DST		DST		DST		DST		DST	
DST		DST		DST		DST		DST		DST	
DST		DST		DST		DST		DST		DST	
DST		DST		DST		DST		DST		DST	
DST		DST		DST		DST		DST		DST	
DST		DST		DST		DST		DST		DST	
DST		DST		DST		DST		DST		DST	
DST		DST		DST		DST		DST		DST	
DST		DST		DST		DST		DST		DST	
DST		DST		DST		DST		DST		DST	
DST		DST		DST		DST		DST		DST	
DST		DST		DST		DST		DST		DST	
DST		DST		DST		DST		DST		DST	
DST		DST		DST		DST		DST		DST	
DST		DST		DST		DST		DST		DST	
DST		DST		DST		DST		DST		DST	
DST		DST		DST		DST		DST		DST	
DST		DST		DST		DST		DST		DST	
DST		DST		DST		DST		DST		DST	
DST		DST		DST		DST		DST		DST	
DST		DST		DST		DST		DST		DST	
DST		DST		DST		DST		DST		DST	
DST		DST		DST		DST		DST		DST	
DST		DST		DST		DST		DST		DST	
DST		DST		DST		DST		DST		DST	
DST		DST		DST		DST		DST		DST	
DST		DST		DST		DST		DST		DST	
DST		DST		DST		DST		DST		DST	
DST		DST		DST		DST		DST		DST	
DST		DST		DST		DST		DST		DST	
DST		DST		DST		DST		DST		DST	
DST		DST		DST		DST		DST		DST	
DST		DST		DST		DST		DST		DST	
DST		DST		DST		DST		DST		DST	
DST		DST		DST		DST		DST		DST	
DST		DST		DST		DST		DST		DST	
DST		DST		DST		DST		DST		DST	
DST		DST		DST		DST		DST		DST	
DST		DST		DST		DST		DST		DST	
DST		DST		DST		DST		DST		DST	
DST		DST		DST		DST		DST		DST	
DST		DST		DST		DST		DST		DST	
DST		DST		DST		DST		DST		DST	
DST		DST		DST		DST		DST		DST	
DST		DST		DST		DST		DST		DST	
DST		DST		DST		DST		DST		DST	
DST		DST		DST		DST		DST		DST	
DST		DST		DST		DST		DST		DST	
DST		DST		DST		DST		DST		DST	
DST		DST		DST		DST		DST		DST	
DST		DST		DST		DST		DST		DST	
DST		DST		DST		DST		DST		DST	
DST		DST		DST		DST		DST			

yang tersedia, yaitu Mechanical Impact (MI) dan Mechanical Safety Impact (MSI). Firing head tipe MI dapat dioperasikan tanpa tekanan hidrostatik minimum, sedangkan MSI memerlukan tekanan hidrostatik minimum sebesar 300 psi sehingga membutuhkan water cushion sebagai media pembentuk tekanan sebelum perforasi dilaksanakan.

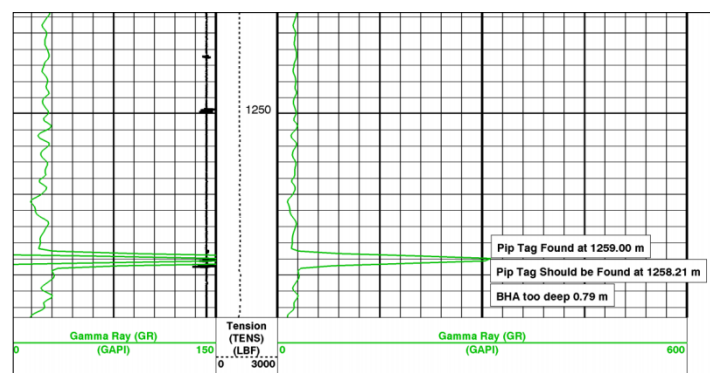
Tabel 2. Perbandingan Karakteristik Firing Head

Parameter	MI	MSI
Maksimum temperatur	250°F	250°F
Maksimum tekanan	20.000 psi	8.000 psi
Minimum tekanan	0 psi	300 psi
Water cushion	Tidak diperlukan	Diperlukan

Pada penelitian ini dipilih Mechanical Safety Impact (MSI) karena memberikan tingkat keselamatan operasi yang lebih tinggi. Mekanisme aktivasi MSI mengharuskan tekanan hidrostatik minimum tercapai sebelum sistem penyalan bekerja sehingga mengurangi kemungkinan detonasi yang tidak disengaja selama proses running in hole. Konsekuensinya, perencanaan water cushion menjadi faktor penting dalam memastikan tekanan hidrostatik memenuhi kebutuhan aktivasi tanpa menghilangkan kondisi underbalance.

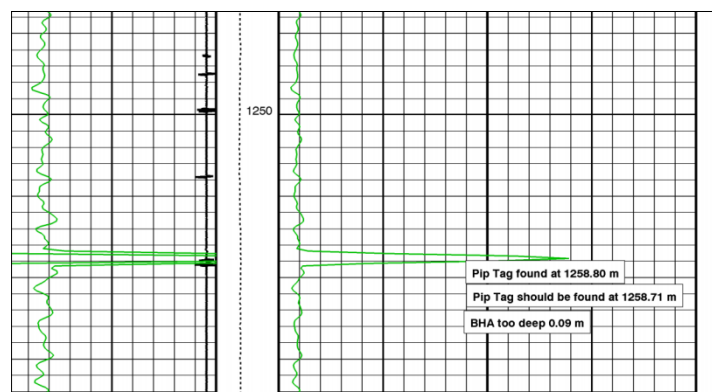
4.3 Analisis Korelasi Log

Sebelum pelaksanaan perforasi dilakukan, dilakukan proses korelasi log untuk memastikan posisi rangkaian perforasi berada tepat pada interval target. Tahapan ini bertujuan meminimalkan kesalahan kedalaman yang dapat menyebabkan perforasi berada di luar zona produktif. Korelasi dilakukan menggunakan kombinasi Gamma Ray (GR) dan Casing Collar Locator (CCL) sehingga posisi perforator dapat ditentukan secara akurat.



Gambar 2. Korelasi log sebelum pemasangan packer

Setelah rangkaian berada pada posisi yang direncanakan, dilakukan pemasangan packer dan korelasi ulang untuk memastikan tidak terjadi perubahan kedalaman selama proses running in hole. Hasil korelasi menunjukkan bahwa pip tag berada pada kedalaman 1258,80 m, sedangkan kedalaman yang direncanakan adalah 1258,71 m. Dengan demikian, selisih kedalaman hanya 0,09 m, sehingga masih berada dalam batas toleransi operasi.



Gambar 3. Korelasi log setelah pemasangan packer

Selisih kedalaman yang relatif kecil menunjukkan bahwa proses penempatan rangkaian perforasi telah dilakukan dengan baik. Ketepatan posisi perforasi menjadi faktor penting karena menentukan apakah energi ledakan akan diarahkan secara tepat ke zona produktif. Apabila terjadi penyimpangan kedalaman yang signifikan, sebagian perforasi berpotensi mengenai lapisan non-produktif sehingga menurunkan efektivitas komunikasi antara reservoir dan lubang sumur. Oleh karena itu, hasil korelasi log pada Sumur UWL-001 menunjukkan bahwa rangkaian telah memenuhi persyaratan teknis untuk melanjutkan operasi perforasi.

4.4 Analisis Perencanaan Water Cushion

Perencanaan water cushion dilakukan sebelum operasi perforasi sebagai bagian dari pengendalian tekanan pada sistem Mechanical Safety Impact (MSI) firing head. Perhitungan dilakukan menggunakan konsep tekanan hidrostatik dengan mempertimbangkan tekanan reservoir, specific gravity fluida, kapasitas tubing, dan posisi interval perforasi. Parameter tersebut digunakan untuk menentukan tinggi kolom air yang mampu menghasilkan tekanan hidrostatik sesuai kebutuhan operasi tanpa menghilangkan kondisi underbalance perforation.

Tabel 3. Parameter Perencanaan Water Cushion

Parameter	Nilai
Tekanan hidrostatik target	300 psi
Specific gravity air	1,00
Mid perforation	1738 m
Tekanan reservoir	2532,84 psi
Kapasitas tubing 3½"	0,0087 bbl/ft

Berdasarkan parameter tersebut diperoleh tinggi water cushion sebesar 192 m dari interval perforasi menuju permukaan. Tinggi tersebut menghasilkan kebutuhan pengisian sebanyak 22 joint tubing dengan volume fluida sekitar 5,8 bbl. Nilai tersebut merupakan hasil perhitungan teoritis yang digunakan sebagai dasar penyusunan program operasi sebelum pekerjaan perforasi dilaksanakan.

Selanjutnya dilakukan evaluasi terhadap program pelaksanaan di lapangan. Berdasarkan keputusan operator, tinggi water cushion ditetapkan sebesar 368 m sehingga menghasilkan tekanan hidrostatik 523 psi dan tekanan underbalance sebesar 2010 psi. Penyesuaian tersebut menyebabkan jumlah tubing yang terisi air meningkat menjadi 41 joint dengan kebutuhan fluida sebesar 10,5 bbl.

Tabel 4. Perbandingan Hasil Perencanaan dan Implementasi

Parameter	Perencanaan	Implementasi
Tinggi water cushion	192 m	368 m
Tekanan hidrostatik	300 psi	523 psi
Tekanan underbalance	-	2010 psi
Tubing terisi air	22 joint	41 joint

Volume air

5,8 bbl

10,5 bbl

Perbedaan antara hasil perencanaan dan implementasi menunjukkan bahwa penentuan water cushion tidak hanya didasarkan pada hasil perhitungan teoritis, tetapi juga mempertimbangkan kebutuhan operasional di lapangan. Meskipun tinggi kolom air meningkat, tekanan hidrostatik yang dihasilkan masih berada di bawah tekanan reservoir sehingga kondisi underbalance perforation tetap dapat dipertahankan.

4.5 Evaluasi Implementasi Water Cushion

Implementasi water cushion pada Sumur UWL-001 menunjukkan bahwa rancangan yang diterapkan telah memenuhi kebutuhan operasi Tubing Conveyed Perforating (TCP). Berdasarkan program pelaksanaan, tinggi water cushion sebesar 368 m menghasilkan tekanan hidrostatik 523 psi, tekanan underbalance 2010 psi, kebutuhan pengisian 41 joint tubing, dan volume fluida 10,5 bbl. Nilai tersebut memenuhi tekanan minimum yang dipersyaratkan oleh Mechanical Safety Impact (MSI) firing head, sehingga sistem penyalan dapat bekerja sesuai dengan rancangan operasi.

Dibandingkan dengan hasil perencanaan awal, peningkatan tinggi water cushion dari 192 m menjadi 368 m memberikan margin keselamatan yang lebih besar terhadap proses aktivasi firing head. Walaupun kebutuhan fluida meningkat, tekanan hidrostatik yang dihasilkan tetap lebih rendah dibandingkan tekanan reservoir sehingga kondisi underbalance masih dapat dipertahankan. Hasil tersebut menunjukkan bahwa desain water cushion harus mempertimbangkan hasil perhitungan hidrostatik sekaligus karakteristik peralatan dan kondisi operasi aktual agar proses perforasi dapat berlangsung secara aman dan efektif.

4.6 Pembahasan

Hasil penelitian menunjukkan bahwa pendekatan tekanan hidrostatik mampu digunakan sebagai dasar dalam merancang water cushion pada operasi Tubing Conveyed Perforating. Tekanan hidrostatik yang dihasilkan memenuhi kebutuhan Mechanical Safety Impact (MSI) firing head tanpa menghilangkan kondisi underbalance, sehingga fluida reservoir tetap memiliki gaya pendorong untuk membersihkan perforation tunnel setelah proses perforasi berlangsung. Temuan ini sejalan dengan McAleese (2000) yang menyatakan bahwa keberhasilan underbalance perforation sangat dipengaruhi oleh kemampuan mempertahankan tekanan sumur lebih rendah dibandingkan tekanan reservoir [8]. Hasil tersebut juga mendukung penelitian Mohammadian et al. (2022) yang menunjukkan bahwa optimasi tekanan operasi mampu meningkatkan kualitas perforasi dan mengurangi potensi formation damage [11].

Dari perspektif desain completion, penelitian ini memperlihatkan bahwa perencanaan water cushion harus dilakukan secara terintegrasi dengan konfigurasi DST string, karakteristik reservoir, dan spesifikasi firing head. Temuan tersebut mendukung Bellarby (2009) yang menegaskan bahwa keberhasilan completion dipengaruhi oleh kesesuaian antara desain completion dan pengendalian tekanan selama operasi [1]. Selain itu, API Recommended Practice 19B juga menekankan pentingnya pemilihan sistem perforasi berdasarkan karakteristik tekanan operasi dan kemampuan peralatan agar proses perforasi berlangsung dengan aman dan andal [13].

Kontribusi utama penelitian ini terletak pada evaluasi water cushion pada tahap pra-operasi, bukan hanya pada evaluasi hasil perforasi setelah pekerjaan selesai dilakukan. Pendekatan tersebut memberikan dasar teknis dalam menentukan tinggi water cushion dan tekanan hidrostatik yang sesuai untuk mempertahankan kondisi underbalance sekaligus memenuhi kebutuhan sistem penyalan. Meskipun penelitian ini masih terbatas pada satu studi kasus, hasil yang diperoleh dapat menjadi referensi dalam perencanaan operasi Tubing Conveyed Perforating pada sumur eksplorasi dengan karakteristik reservoir yang serupa serta menjadi dasar pengembangan penelitian mengenai optimasi desain water cushion pada kondisi reservoir yang berbeda.

5. Kesimpulan

Penelitian ini menganalisis perencanaan water cushion pada operasi Tubing Conveyed Perforating (TCP) di Sumur UWL-001 PT Elnusa Tbk menggunakan pendekatan tekanan hidrostatik. Hasil penelitian menunjukkan bahwa proses perencanaan diawali dengan evaluasi

karakteristik sumur, konfigurasi Drill Stem Test (DST) string, serta korelasi log untuk memastikan interval perforasi berada pada zona target. Hasil korelasi log menunjukkan selisih kedalaman hanya sebesar 0,09 m, sehingga posisi perforator dinyatakan memenuhi persyaratan operasional untuk pelaksanaan perforasi.

Perhitungan berdasarkan konsep tekanan hidrostatik menghasilkan rancangan awal water cushion dengan tinggi 192 m, kebutuhan 22 joint tubing, dan volume air 5,8 bbl. Pada tahap implementasi, operator melakukan penyesuaian sehingga tinggi water cushion meningkat menjadi 368 m, menghasilkan tekanan hidrostatik 523 psi, tekanan underbalance 2010 psi, kebutuhan 41 joint tubing, dan volume air 10,5 bbl. Meskipun terjadi peningkatan tekanan hidrostatik, kondisi underbalance perforation tetap dapat dipertahankan karena tekanan hidrostatik masih lebih rendah dibandingkan tekanan reservoir sebesar 2532,84 psi.

Hasil penelitian menunjukkan bahwa perencanaan water cushion tidak hanya dipengaruhi oleh perhitungan teoritis, tetapi juga harus mempertimbangkan karakteristik reservoir, konfigurasi DST string, serta spesifikasi Mechanical Safety Impact (MSI) firing head yang digunakan. Integrasi parameter-parameter tersebut menghasilkan rancangan operasi yang mampu memenuhi kebutuhan tekanan sistem penyalan tanpa mengurangi keuntungan utama dari metode underbalance perforation, yaitu meminimalkan potensi formation damage dan mempertahankan komunikasi yang baik antara reservoir dan lubang sumur.

Penelitian ini memberikan kontribusi praktis berupa pendekatan perencanaan water cushion berbasis tekanan hidrostatik yang dapat dijadikan acuan dalam operasi Tubing Conveyed Perforating, khususnya pada sumur eksplorasi dengan konfigurasi Mechanical Safety Impact firing head. Untuk penelitian selanjutnya, disarankan dilakukan evaluasi pada beberapa sumur dengan karakteristik reservoir yang berbeda serta mengombinasikan analisis lapangan dengan simulasi numerik agar diperoleh model optimasi water cushion yang lebih komprehensif dan dapat diterapkan pada berbagai kondisi operasi.

Kontribusi Penulis: Konseptualisasi: Abdul Kamid dan Winarto; Metodologi: Abdul Kamid dan Winarto; Perangkat Lunak: Abdul Kamid; Validasi: Winarto, Ismanu Yudiantoro, dan Miftahul Firdaus; Analisis Formal: Abdul Kamid; Investigasi: Abdul Kamid dan Winarto; Sumber Daya: Winarto dan Ismanu Yudiantoro; Kurasi Data: Abdul Kamid dan Miftahul Firdaus; Penulisan—Persiapan Draf Asli: Abdul Kamid; Penulisan—Peninjauan dan Penyuntingan: Winarto, Ismanu Yudiantoro, dan Miftahul Firdaus; Visualisasi: Abdul Kamid; Supervisi: Winarto; Administrasi Proyek: Winarto; Akuisisi Pendanaan: Tidak berlaku. Seluruh penulis telah membaca dan menyetujui versi akhir naskah.

Pendanaan: Penelitian ini tidak menerima pendanaan eksternal.

Pernyataan Ketersediaan Data: Data yang mendukung temuan penelitian ini tersedia dari penulis korespondensi berdasarkan permintaan yang wajar. Sebagian data operasional yang digunakan dalam penelitian merupakan milik PT Elnusa Tbk dan tidak dapat dipublikasikan secara terbuka karena alasan kerahasiaan perusahaan.

Ucapan Terima Kasih: Penulis mengucapkan terima kasih kepada PT Elnusa Tbk atas izin penggunaan data operasional dan dukungan teknis selama pelaksanaan penelitian. Penulis juga menyampaikan apresiasi kepada Program Studi Teknik Perminyakan, Institut Teknologi Petroleum Balongan, atas dukungan akademik yang diberikan selama proses penyusunan penelitian ini.

Konflik Kepentingan: Penulis menyatakan tidak ada konflik kepentingan. Penelitian ini tidak menerima pendanaan eksternal. Oleh karena itu, tidak terdapat peran penyandang dana dalam desain penelitian; pengumpulan, analisis, atau interpretasi data; penulisan naskah; maupun keputusan untuk memublikasikan hasil penelitian.

Referensi

- [1] J. Bellarby, *Well Completion Design*. Oxford, United Kingdom: Elsevier, 2009.
- [2] L. W. Lake, *Petroleum Engineering Handbook*, vol. I–VII. Richardson, Texas: Society of Petroleum Engineers, 2007.
- [3] M. J. Economides, A. D. Hill, C. Ehlig-Economides, and D. Zhu, *Petroleum Production Systems*, 2nd ed. Boston, MA: Pearson Education, 2013.
- [4] Schlumberger, “Perforating Fundamentals,” 2010.

- [5] F. Civan, *Reservoir Formation Damage*, 3rd ed. Oxford, United Kingdom: Gulf Professional Publishing, 2015.
- [6] E. E. R. Abobaker, A. Elsanoose, F. Khan, A. Agi, and S. Patil, "Comparison of Crushed-Zone Skin Factor for Cased and Perforated Wells Calculated with and without Including a Tip-Crushed Zone Effect," *Geofluids*, vol. 2021, p. 3689964, 2021, doi: 10.1155/2021/3689964.
- [7] T. Ahmed, *Reservoir Engineering Handbook*, 5th ed. Oxford: Gulf Professional Publishing, 2019.
- [8] S. McAleese, *Operational Aspects of Oil and Gas Well Testing*. Amsterdam: Elsevier Science, 2000.
- [9] Halliburton, "Tubing Conveyed Perforating Systems," 2022. [Online]. Available: <https://www.halliburton.com/>
- [10] Expro, "Drill Stem Testing (DST) and Tubing Conveyed Perforation (TCP)," 2025. [Online]. Available: <https://www.expro.com/products-services/well-flow-management/well-testing/dst>
- [11] E. Mohammadian *et al.*, "Application of Underbalanced Tubing Conveyed Perforation in Horizontal Wells: A Case Study of Perforation Optimization in a Giant Oil Field in Southwest Iran," *Advances in Geo-Energy Research*, vol. 6, no. 4, pp. 296–305, 2022, doi: 10.46690/ager.2022.04.04.
- [12] D. S. Bale and R. P. Satti, "A Fast Computational Model for Wellbore Pressure Transients While Perforating with Dynamic Underbalance," *J. Pet. Sci. Eng.*, vol. 185, p. 106626, 2020, doi: 10.1016/j.petrol.2019.106626.
- [13] American Petroleum Institute, "API Recommended Practice 19B: Evaluation of Well Perforators," Washington, DC, 2019.
- [14] American Petroleum Institute, "API Specification 5CT: Specification for Casing and Tubing," Washington, DC, 2018.
- [15] O. O. Adetona and L. O. Asuelimen, "Effect of Perforation Job on Formation Damage," *International Journal of Engineering Research & Technology (IJERT)*, vol. 2, no. 11, pp. 2798–2805, 2013.
- [16] E. E. R. Abobaker, A. Elsanoose, F. Khan, A. Agi, and S. Patil, "A New Assessment of Perforation Skin Factor for Vertical Perforated Wells in the Near-Wellbore Region," *J. Pet. Explor. Prod. Technol.*, vol. 12, no. 1, pp. 117–133, 2022, doi: 10.1007/s13202-021-01288-8.
- [17] G. E. King, "Thirty Years of Gas-Shale Fracturing: What Have We Learned?," in *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, Florence, Italy, 2010.
- [18] SLB, "Tubing-Conveyed Perforating (TCP) Completion Techniques," 2022. [Online]. Available: <https://www.slb.com/products-and-services/innovating-in-oil-and-gas/completions/well-completions/perforating/tubing-conveyed-perforating>
- [19] E. B. Nelson and D. Guillot, *Well Cementing*, 2nd ed. Sugar Land, TX: Schlumberger, 2006.
- [20] A. T. Jr. Bourgoyne, K. K. Millheim, M. E. Chenevert, and F. S. Jr. Young, *Applied Drilling Engineering*. Richardson, Texas: Society of Petroleum Engineers, 1991.
- [21] Halliburton, "Perforating Solutions Catalog," 2019.
- [22] D. Tiab and E. C. Donaldson, *Petrophysics: Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties*, 4th ed. Oxford, United Kingdom: Gulf Professional Publishing, 2015.
- [23] E. Fjær, R. M. Holt, P. Horsrud, A. M. Raaen, and R. Risnes, *Petroleum Related Rock Mechanics*, 3rd ed. Amsterdam, The Netherlands: Elsevier, 2021. doi: 10.1016/C2018-0-03209-9.
- [24] Society of Petroleum Engineers, *Petroleum Engineering Handbook*. Richardson, Texas: Society of Petroleum Engineers, 2021.
- [25] B. C. Craft, M. F. Hawkins, and R. E. Terry, *Applied Petroleum Reservoir Engineering*, 2nd ed. Englewood Cliffs, New Jersey: Prentice Hall, 1991.