وزارت نفت

اداره کل ارزشیابی و نظارت بر استانداردها و ضوابط مهندسی

دستورالعمل تهیه ی طرح جامع توسعه ی مخازن نفت و گاز MDP

(Master Development Plan)

نسخه ی پیش نویس

بسم الله الرحمن الرحیم

چکیده

فراوانی میادین هیدروکربوری که در دست توسعه ی شرکت ملی نفت ایران می باشد در کنار اهمیت برداشت صیانتی و اقتصادی از میادین هیدروکربوری با رعایت حداکثرسازی ضریب بازیافت مخازن ایجاب می نماید تا از یک راهبرد نظام مند و برنامه محور برای توسعه ی میادین استفاده شود. از دیر باز تهیه ی برنامه ای که بررسی های فنی و اقتصادی مورد نیاز را برای این هدف سامان دهد با عناوین مختلف در شرکت ملی نفت ایران وجود داشته است. بررسی اجمالی آنها مبین این موضوع است که مدارک و برنامه های تدوین شده صرف نظر از عنوانی که به آن تعلق گرفته است به شدت متاثر از تجارب انباشته و متفاوت متولیان و متخصصان امر باشد بنابراین در برخی سرفصلها به شدت غنی تهیه شده و برخی سرفصلهای دیگر نیز از غنای کمتری برخوردار بوده یا اصلا به آنها پرداخته نشده است. هدف از تهیه ی این دستور العمل مدیریت دانشی است که از تجارب گذشته در سازمان انباشته شده تا با یکپارچه سازی و جامعیت بخشی به آن این اطمینان حاصل شود که همه ی زوایای مورد نیاز برای انجام یک فعالیت بهینه ی اقتصادی و بهره برداری حداکثری از مخازن هیدروکربوری محقق شود

در این دستورالعمل مشخصه‌های لازم برای تحقق بهترین برنامه جامع توسعه میدان استخراج می شود. این استخراج با استفاده از تجارب متخصصین امر در شرکت ملی نفت ایران و بر پایه ی گزارش تحقیقی اولیه ای که در سال ۱۳۹۵ در معاونت مهندسی وزارت نفت تهیه شده با مطالعه ی چندین برنامه جامع و با تطبیق داده-ها، اطلاعات و نتایج آن‌ها با یکدیگر در حوزه‌های زمین شناسی و ژئو فیزیک، مهندسی مخزن و پتروفیزیک، مهندسی حفاری، مهندسی بهره برداری، مهندسی فرآیند و سایر تسهیلات سطح الارضی با تمرکز بر استانداردهای مورد نیاز، سرمایه‌گذاری و راه‌اندازی پروژه، مدیریت کیفیت، تخمین هزینه، و سلامتی، ایمنی، بهداشت و محیط زیست، برنامه ریزی پروژه و مدیریت مالی سامان دهی خواهد شد.

در پایان هر فصل، بخشی با عنوان نتیجه‌گیری نهایی فصل موجود است که در آن مشخصه‌های هر فصل به تفکیک اطلاعات موجود در آن، آورده شده است. با پاسخگویی متخصصین امر به جداول پایان فصول برای هر برنامه ی جامع می‌توان نمره‌ای برای آن در نظر گرفت که سطح پاسخگویی برنامه به نیازهای واقعی را نشان می-دهد. همچنین نمودار چک لیست تمامی فصول در پیوست ۲ موجود است.

کلمات کلیدی: برنامه جامع برداشت از مخزن، مدیریت مخزن، توسعه میدان، مطالعه جامع میدان

نسخه ی پیش نویس

فهرست

چکیده أ

فهرست ت

مقدمه ۱

تعریف مدیریت مخزن ۱

یکپارچگی زمینشناسی و مهندسی ۲

فرآیند مدیریت مخزن ۴

تعیین هدف ۴

ویژگی های مخزن ۵

محیط اطراف ۵

فنآوری ۶

برنامه جامع برداشت و بررسی های اقتصادی ۶

راهبرد تخلیه و توسعه ی مخزن ۶

محیط ۷

جمع‌آوری و تحلیل داده ۷

مطالعات مدل زمین شناسی و عددی ۷

پیش‌بینی ذخیره و تولید مخزن ۸

وسایل و تجهیزات مورد نیاز ۹

بهینه سازی اقتصادی ۹

نسخه ی پیش نویس

تایید مدیریت ۱۰
اجرا ۱۰
ارزیابی ۱۱
ویرایشهای طرح و راهبردها ۱۲
دلایل عدم موفقیت برنامه مدیریت مخزن ۱۲
خلاصه اجرایی **۱۶**
مقدمه ۱۶
استراتژی توسعه مخزن ۱۷
اهداف ۱۸
اهداف کلی ۱۸
مدیریت مخزن و تولید ۲۰
اقلام قابل تحویل پروژه ۲۱
مدت زمان تولید ۲۴
زمانبندی پروژه ۲۵
تخمین هزینهها ۲۶
تخصیص هزینه ها ۲۶
علامات اختصاری ۲۷
نتیجهگیری فصل ۲۷
جمعآوری و بررسی داده ها **۳۰**
دادههای در دسترس و خارج از دسترس ۳۲

نسخه ی پیش نویس

بررسی اطلاعات ژئوفیزیکی ۳۳

بررسی اطلاعات پتروفیزیکی ۳۸

کنترل کیفی داده‌های چاه پیمایی (Logs) ۳۸

عددی کردن نمودارهای از دست رفته ۴۲

تغییر عمق ۴۲

محاسبات دیگر ۴۲

تصحیحات محیطی ۴۳

تفسیر عددی نگاره‌ها ۴۳

مشخص نمودن سطح تماس سیالات (Fluid Contact) ۴۸

بررسی داده‌های زمین شناسی ۵۰

زمین شناسی منطقه‌ای ۵۰

نتیجه گیری فصل ۵۴

تحلیل و مدلسازی زمین شناسی **۵۸**

تحلیل ساختمانی ۵۸

تحلیل گسل‌ها ۵۹

تحلیل شبکه شکاف ۶۲

تحلیل ایستای شکستگی‌ها ۶۲

تحلیل پویای شکستگی‌ها ۶۷

زمین شناسی مخزن ۷۰

چینه شناسی لایه‌های مخزن ۷۰

ارتباط چینه شناسی و نقشه برداری ۷۰

مدل‌سازی زمین شناسی (مدل ایستا (Static Model)) ۷۷

نسخه‌ی پیش نویس

تهیه مدل و راه اندازی ۷۸

نتیجه گیری فصل ۸۴

مهندسی مخزن **۹۰**

مهندسی مخزن پایه ۹۰

تحلیل PVT ۹۰

تفسیر چاه آزمایی ۹۷

فشار و دمای مخزن ۹۸

آزمایش‌های سنتی مغزه ۹۹

آنالیز ویژه مغزه ۱۰۴

عملکرد عمودی جریان ۱۱۰

شبیه سازی مخزن ۱۱۱

توصیف کلی مدل ۱۱۱

اطلاعات ورودی به مدل ۱۱۲

آنالیز حساسیت سنجی بر پارامترهای مخزن ۱۲۱

نتیجه گیری و انتخاب سناریوی برتر مطالعه مخزن ۱۲۳

نتیجه گیری فصل ۱۲۳

حفاری و تکمیل چاه **۱۲۷**

خلاصه ۱۲۷

اهداف اصلی ۱۲۸

طراحی چاه های منطقه ۱۲۹

خلاصه تاریخچه حفاری ۱۲۹

خطرات حفاری ۱۲۹

نسخه ی پیش نویس

پیش‌بینی فشار ۱۳۰
پیش‌بینی دما ۱۳۱
طراحی چاه تولیدی عمودی *۱۳۲*
زمین شناسی ۱۳۲
شکل بخش های فوقانی ۱۳۲
چینه شناسی ۱۳۳
خلاصه بخش چاه ۱۳۳
برنامه سیال (گل) حفاری ۱۳۳
تنظیمات لوله گذاری در اعماق زمین ۱۳۴
طراحی لوله گذاری ۱۳۴
سیمان کاری ۱۳۶
ارزیابی سازند و برنامه تحریک چاه *۱۳۶*
برنامه نمودارگیری الکتریکی ۱۳۷
برنامه مغزه گیری ۱۳۷
برنامه آزمایش چاه ۱۳۸
نمونه برداری سطح ۱۳۹
تحریک چاه ۱۳۹
فعالیت‌های تعمیراتی *۱۴۰*
برنامه تعمیر ۱۴۰
چاه تزریق آب مخزنی *۱۴۱*
طراحی چاه ۱۴۱
برنامه تکمیل چاه *۱۴۲*
اهداف تکمیل چاه ۱۴۲

نسخه ی پیش نویس

شرایط عملیات ۱۴۳
فشار سر چاهی ۱۴۳
تجهیز تکمیل ۱۴۳
متالورژی لوازم فرعی تکمیل سازی ۱۴۴
تاج چاه ۱۴۵
مدت زمان حفاری و برنامه حفاری ۱۴۵
نتیجه گیری فصل *۱۴۷*

تجهیزات سطح الارضی **۱۵۱**

اطلاعات پایه طراحی *۱۵۲*
مکان‌یابی زمین شناسی ۱۵۲
اطلاعات محیطی ۱۵۳
داده‌های سیال مخزن ۱۵۳
مشخصات تولید ۱۵۴
ظرفیت ذخیره‌سازی ۱۵۸
یدک تجهیزات ۱۵۸
محدودیت‌های عمومی طرح ۱۵۹
تجهیزات تولید زودهنگام و فازهای مختلف تولید *۱۵۹*
تجهیزات سرچاهی ۱۵۹
خطوط ارتباطی ۱۶۰
واحد فرآیندی مرکزی، واحد جداسازی گاز و نفت و منیفولد ۱۶۱
فرآورش نفت خام ۱۶۲
ذخیره و ارسال نفت خام ۱۶۲
سیستم مشعل گاز بدون دود ۱۶۳

نسخه ی پیش نویس

فشرده سازی گاز همراه ۱۶۴
تصفیه و دفع آب ۱۶۵
مواد شیمیایی ۱۶۵
زیر ساخت ۱۶۷
سیستم Utility ۱۷۰
کلینیک و تجهیزات بیمارستانی ۱۷۱
نتیجه گیری فصل *۱۷۲*

جمع آوری استانداردها **۱۷۵**

تأمین کنندگان استاندارد *۱۷۵*
مهندسی و ساختمان *۱۷۷*
استانداردهای ساختمانی ۱۷۷
کدها و استانداردهای زیست محیطی *۱۹۰*
استانداردهای حفاری *۱۹۰*
نتیجه گیری فصل *۱۹۵*

سرمایه گذاری، راه اندازی و پشتیبانی قرارداد **۱۹۸**

سازمان و منابع *۱۹۸*
نمودار سازمانی ۱۹۹
منابع ۲۰۱
موقعیت های دفتر پیشتیبان طرح/پروژه در ایران *۲۰۱*
برنامه طرح/پروژه *۲۰۱*
لجستیک و زنجیره تامین *۲۰۲*

مبنای تامین ۲۰۲
زمین انتقال ۲۰۳
هوایی ۲۰۴
برنامه بیمه طرح/پروژه ۲۰۴
فناوری اطلاعات (IT) ۲۰۴
آموزش کارکنان شرکت ملی نفت ۲۰۵
انتقال فناوری ۲۰۶
نتیجه گیری نهایی فصل ۲۰۶

مدیریت کیفیت **۲۱۰**
سیستم مدیریت کیفیت ۲۱۰
اهداف کیفیت و استراتژی ها ۲۱۰
برنامه کیفیت ۲۱۱
مدیریت ارتباطات ۲۱۱
دسترسی‌ها و برنامه موافقت ۲۱۲
تایید یکپارچگی فنی ۲۱۲
کنترل کیفیت ۲۱۲
کنترل کیفیت پیمانکاران فرعی و فروشندگان ۲۱۳
بازرسی شخص ثالث ۲۱۳
نتیجه گیری فصل ۲۱۳

تخمین هزینه **۲۱۶**

نسخه ی پیش نویس

تخمین هزینه سرمایه گذاری ۲۱۶

هزینه‌های عملیاتی ۲۱۹

توزیع هزینه‌ها ۲۲۰

عدم قطعیت‌ها ۲۲۰

نتیجه گیری فصل ۲۲۱

سلامتی، ایمنی و محیط زیست **۲۲۳**

چشم انداز HSE ۲۲۳

اهداف و استراتژی های HSE ۲۲۴

مدیریت HSE ۲۲۶

سلامتی ۲۲۶

ایمنی ۲۲۶

امنیتی ۲۲۷

تأثیرات محیط زیستی ۲۲۷

HSE در فاز اجرا ۲۲۷

سیستم مدیریت HSE ۲۲۷

رهبری و تعهد ۲۲۷

سیاست اجرایی ۲۲۷

سازمان و منابع ۲۲۸

نکات کلیدی HSE ۲۲۸

سلامتی ۲۲۸

ایمنی و جلوگیری از ضرر ۲۲۹

نسخه ی پیش نویس

نتیجه گیری فصل ۲۳۰

پیوست ۱ **۲۳۱**

پیوست ۲ **۲۳۲**

فهرست منابع **۲۵۷**

نسخه ی پیش نویس

مقدمه

تعریف مدیریت مخزن

مهندسان مخزن، زمین شناسان و ژئوفیزیک دانان و حفاران می دانند که برای موفقیت آینده صنعت نفت باید بیشترین و بهترین همکاری ممکن را با هم داشته باشند. با این فرض، مدیریت مخزن بهترین راه برای افزایش حداکثری بازده اقتصادی نفت و گاز است. مهمترین و هدف نهایی مدیریت مخزن به دست آوردن بهترین بازده اقتصادی در تولید نفت و گاز است که با گامهای زیر قابل دست یابی است:

- شناخت و تعریف تک تک مخازن میدان و به دست آوردن مشخصات فیزیکی آنها
- درس گرفتن از گذشته و پیش‌بینی عملکرد مخزن
- حداقل کردن فعالیت های حفاری
- تعیین و بهبود تجهیزات تکمیل چاه، تجهیزات سرچاهی و سطح الارضی
- ملاحظه ی مسائل اقتصادی، زیست محیطی و شرایط قانونی
- برنامه ریزی و مدیریت اجرای طرحها و پروژه ها
- مدیریت تولید از مخزن

مهندسی مخزن وظیفه ی ارتباط حفاری و عملیات چاهها، انجام آزمایش بر روی سیالات و شناخت سیالات و رفتار آنها را دارد. دو مورد ابتدایی وابسته به نوع سیالات و شناخت از آنهاست چرا که تعداد چاهها، نوع و محل چاهها و نحوه استحصال را تعیین می کند.

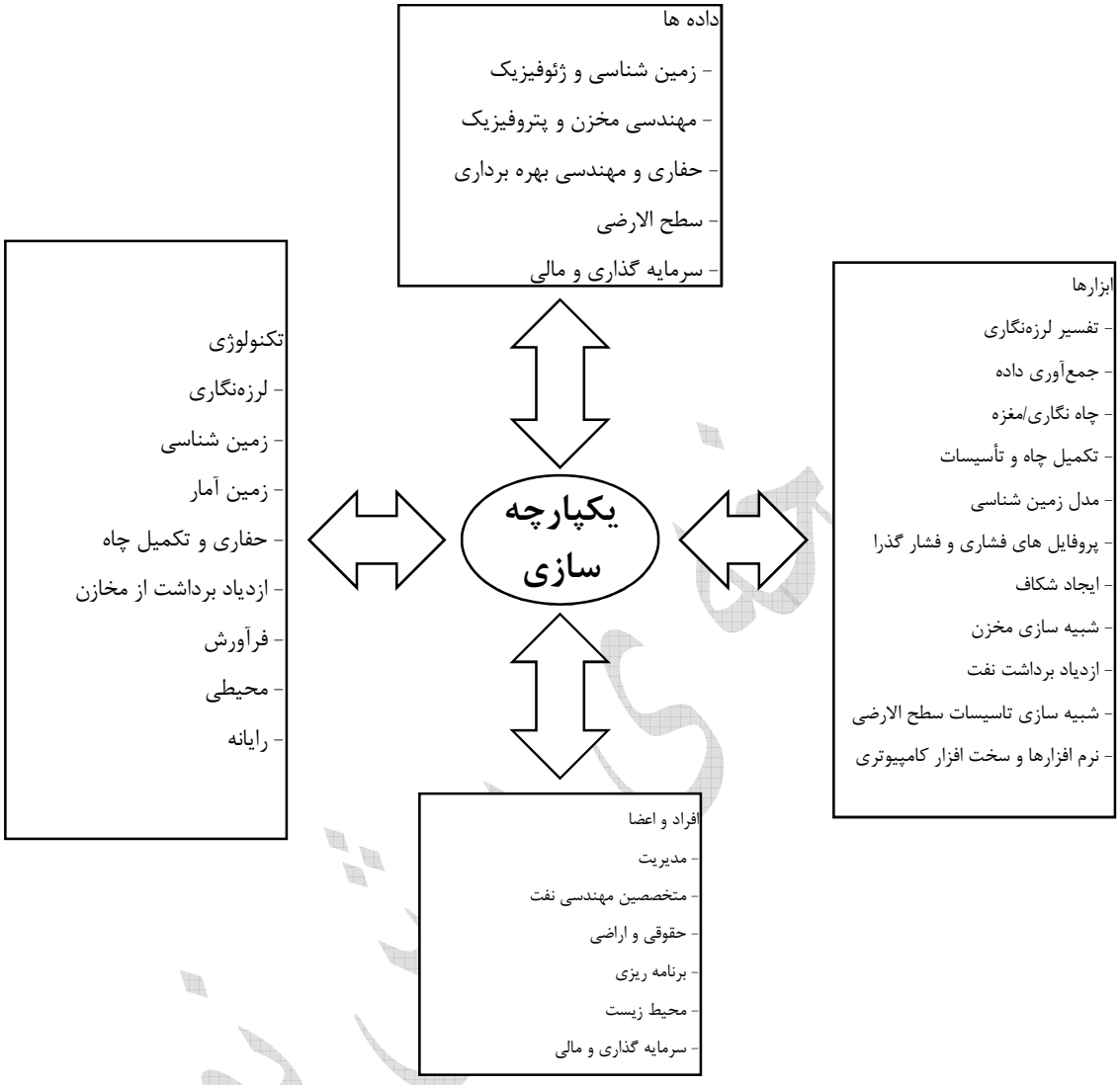
مدیریت مخزن از تعیین هدف، برنامه ریزی، انجام فرآیند، کنترل و مانیتورینگ، ارزیابی و بازبینی مجدد برنامه تشکیل شده است (Satter & Thakur, ۱۹۹۴). برنامه‌ریزی راهبردی مدیریت مخزن نیازمند دانش از مخزن، در دسترس بودن فن آوری، دانش اقتصادی، سیاسی و محیط‌زیست است. یک برنامه جامع تولید از

مخزن در برگیرنده استراتژی توسعه، تولید، تخلیه، جمع‌آوری آنالیز داده‌ها، مطالعه مدل زمین‌شناسی و عددی، پیش‌بینی تولید و ذخیره مخزن، تعیین تجهیزات تحت الارضی و سطح الارضی مورد نیاز، برنامه ریزی اجرایی، بررسی اقتصادی، مدل مالی و تصویب مدیریت است. اجرا هر برنامه‌ای به حمایت مدیریت، کارمندان و مهندسان متعهد آن برنامه و چند رشته بودن آنها و کارگروهی یکپارچه است. توفیق طرح/ پروژه به بررسی و بازبینی و ارزیابی مستمر از عملکرد در طول عمر طرح/پروژه بستگی دارد. اگر رفتار واقعی پروژه با پیش‌بینی عملکرد تطابق و تناسب نداشت، برنامه اصلی باید بازبینی شود و روند از نو آغاز گردد.

یکپارچگی زمین‌شناسی و مهندسی

مهندس مخزن، زمین‌شناس، مهندسی حفاری و فرآیند هرچند می‌توانند جداگانه به وظایف خود عمل کنند با این حال با برقراری ارتباط مناسب و سطح بالا همگی توانایی درک بالاتری از الزامات و دغدغه های یکدیگر پیدا می‌کنند و می‌توانند خواسته‌های یکدیگر را برای مدیریت بهتر مخزن بشناسند. بسیار مهم است که نظرات و ایده‌های آنها در تحلیل داده‌ها با یکدیگر هماهنگ شود تا بهترین نتیجه‌گیری به عمل آید چرا که این باعث سودآوری اقتصادی بیشتر خواهد شد.. شکل زیر بیان‌کننده یکپارچگی در مدیریت مخزن است. توفیق در یکپارچه‌سازی بستگی به پارامترهای زیر دارد:

- شناخت کلی فرآیند مدیریت مخزن، تکنولوژی و ابزار در آموزش ترکیبی و تخصیصات یکپارچه کارها.
- صراحت، انعطاف پذیری، ارتباط و هماهنگی.
- کارکردن بعنوان یک تیم.
- تداوم و پیگیری.



شکل ۱- مدیریت مخازن

عدم یکپارچگی و همکاری مناسب ممکن است باعث درک نامناسب طرفین از یکدیگر شده و تحلیل‌های نادرست را منتج شوند. برای نمونه یک لرزه‌نگار مستعد و توانا به دلیل عدم آشنایی با تمامی داده‌های مهندسی و زمین‌شناسی به دست آمده از مطالعات توسعه‌ای، یک گستردگی احتمالی در یک منطقه اثبات شده را نادیده بگیرد. به همین علت باید اطلاعات زمین‌شناسی و مهندسی دوباره مورد نگرش قرار بگیرد و هماهنگی لازم با ژئوفیزیکدان انجام شود تا مشخص شود که احتمال گسترش مخزن و حفاری چاه اکتشافی دیگری وجود دارد یا خیر. اغلب مشکلات موجود در ادغام مهندسی مخزن و زمین‌شناسی با داده‌های لرزه‌نگاری و برعکس، را می‌توان

با تبادل اطلاعات بین این سه رشته مرتفع نمود. یک آنالیز لرزه‌نگاری سه بعدی می تواند به شناسایی ذخایر هیدروکربوری منتهی شود که نمی‌تواند به طور بهینه (یا شاید به هیچ وجه تولید نمی‌شود) به وسیله طرح مدیریت مخزن موجود تولید شود. به علاوه، تحلیل لرزه‌نگاری سه بعدی می‌تواند به وسیله به حداقل رساندن چاه‌های خشک و چاه‌های تولیدی ضعیف، در هزینه‌های موجود صرفه‌جویی کند.

فرآیند مدیریت مخزن

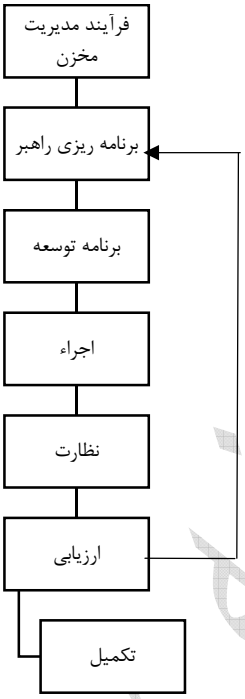
مدیریت مخزن دربرگیرنده تعیین هدف و راهبرد است. بهبود برنامه، اجرا و کنترل برنامه و ارزیابی نتایج هم از قدمهای بعدی یک مدیریت مناسب است.

تعیین هدف

در یک برنامه جامع توسعه ی مخزن (MDP) تشخیص نیازها و تعیین هدف واقع‌گرایانه و قابل دسترسی، اولین قدمها برای شروع است. مشخصه های کلیدی برای تعیین هدف از قرار زیر است:

- بدست آوردن ویژگی های مخزن
- مشخصات کل محیط اطراف
- تعیین تکنولوژی های در دسترس

فهم هرکدام از موارد بالا پیش نیاز برای وضع کردن راهبرد کوتاه مدت و بلند مدت مدیریت مخزن است.



شکل ۲- فرآیند مدیریت مخزن

ویژگی های مخزن

مدیریت طبیعت مخزن برای مدیریت راهبردی میدان بسیار حیاتی است. فهم از طبیعت مخزن نیازمند علومی زمین شناسی، مشخصات سنگ و سیال، جریان سیال و مکانیزم برداشت است. همچنین حفاری و تکمیل چاه و عملکرد تولید بسیار حائز اهمیت هستند.

محیط اطراف

شناخت محیط های زیر برای بهبود راهبرد مدیریت و تاثیرگذاری بیشتر ضروری خواهد بود.

- صنفی: هدف، توان مالی، فرهنگ و نگرش
- اقتصادی: شرایط تجاری، قیمت نفت و گاز، تورم، سرمایه و دسترسی به منابع انسانی
- اجتماعی: حفاظت، ایمنی و مقررات زیست محیطی

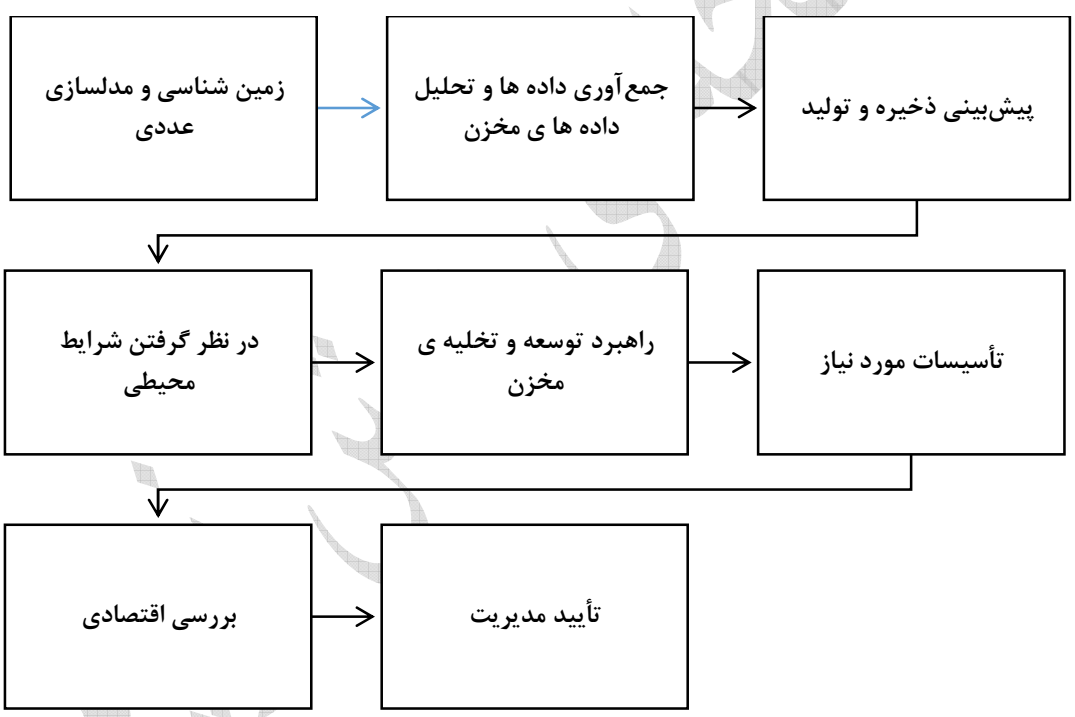
نسخه ی پیش نویس

فنآوری

توفیق در مدیریت مخزن به قابل اعتماد بودن و مناسب بودن استفاده از فنآوریهای در دسترس در زمینه های اکتشاف، حفاری و بهره برداری و فرآیندهای تولید، بستگی دارد.

برنامه جامع برداشت و بررسی های اقتصادی

تدوین برنامه جامع مدیریت مخزن برای موفقیت پروژه ضروری است. این برنامه باید با دقت نوشته و ارزیابی شود تا به مرحله جامعیت برسد.



شکل ۳- برنامه ریزی توسعه

راهبرد تخلیه و توسعه ی مخزن

مهمترین ویژگی مدیریت مخزن بدست آوردن راهبرد مناسب تخلیه مخزن برای بهترین برداشت اولیه و ثانویه از مخزن و برنامه مناسب برای روشهای ازدیاد برداشت است. این راهبرد به مراحل حیات مخزن بسیار بستگی دارد. در صورت اکتشاف جدید، نیاز به فهم این پرسش مطرح می شود که بهترین روش توسعه چیست؟

(برای مثال تعداد چاهها، فاصله ی چاهها، نحوه ی تکمیل چاهها، برداشت اولیه، ثانویه وثالثیه و نحوه ی تولید و انتقال). اگر تولید اولیه مخزن پایان یافته یا رو به پایان بود، برداشت ثانویه و حتی ثالثیه باید طراحی شوند.

محیط

در توسعه و متعاقبا عملیات میدان، ملاحظات نسبت به محیط اطراف و بوم شناسی باید مورد توجه قرار گیرد. همچنین قوانین سازمانهای ذیربط باید مد نظر باشد. این جنبه‌ها در مدیریت یک مخزن بسیار مهم است.

جمع‌آوری و تحلیل داده

مدیریت مخزن که با طرح توسعه آغاز شده و با اجرا و کنترل و ارزیابی مخزن ادامه پیدا می کند، نیازمند روشی است تا داده‌ها به صورت یکپارچه جمع‌آوری شده و آنالیز شود.

قدمهای اصلی عبارتند از:

- برنامه‌ریزی، تطابق، زمان بندی و اولویت بندی
- جمع‌آوری و تحلیل داده ها
- اعتبارسنجی و ذخیره داده ها

در طول عمر هر مخزن حجم عظیمی از اطلاعات جمع‌آوری و آنالیز می شوند. یک برنامه جامع مفید مدیریت داده ها متشکل از جمع‌آوری، تحلیل و طبقه بندی و احیا سازی برای استفاده صحیح از داده‌ها مورد نیاز است. این عملیات یک چالش عمیق است.

مطالعات مدل زمین شناسی و عددی

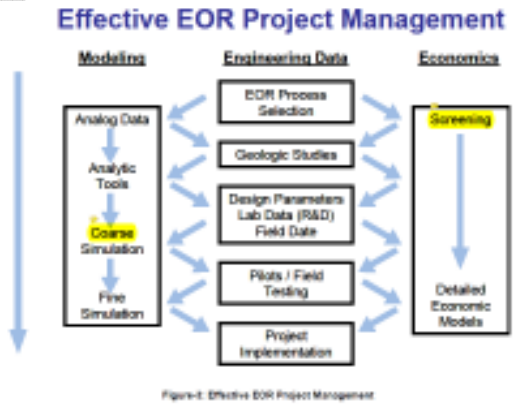
مدل زمین شناسی به وسیله گسترش نتایج حاصل ارز مغزه‌ها و نمودارهای محلی برای تمامی مخزن با استفاده از تکنولوژی های بسیاری نظیر ژئوفیزیک، کانی شناسی، محیط رسوبی و دیاژنتیک حاصل می شود. مدل

شناسی به ویژه تعریف واحدهای زمین شناسی و پیوستگی و بخش بندی آنها، بخش مهمی از مدل های زمین آماری نهایتا مدل های شبیه سازی مخزنی را شامل می شود.

پیش‌بینی ذخیره و تولید مخزن

توجیه اقتصادی برداشت نفت از هر میدان و مخزن کاملا تحت تاثیر عملکرد برداشت در فرآیندهای کنونی و بعدی است. نتیجتا، ارزیابی گذشته و حال عملکرد مخزن و پیش‌بینی آینده رفتاری آن برای فرآیند مدیریت مخزن ضروری است. روشهای سنتی حجمی، موازنه مواد و آنالیز منحنی کاهش و روشهای جدید و پیشرفته نفت سیاه و نفت ترکیبی و شبیه سازی عددی ازدیاد برداشت (EOR) برای تحلیل عملکرد مخزن و تخمین ذخایر مورد استفاده اند. شبیه سازی مخزن نقش اساسی در تدوین برنامه اولیه و تطابق تاریخچه و بهینه سازی تولید آینده بازی بازی میکند. با شبیه سازی جامع می توان بدون انجام پایلوت طرح ریزی و برنامه ریزی برای ازدیاد برداشت (EOR) را انجام داد.

اجرای خوب یک پروژه EOR بستگی به برنامه ریزی مناسب دارد همانگونه که گفته شده برنامه ریزی اولیه ی مناسب از بازده پایین جلوگیری می‌کند (Hite & Bondor, ۲۰۰۴).



شکل ۴- انجام صحیح EOR(Hite, Avasthi, & Bondor, ۲۰۰۵)

فرآیندهای EOR در دو گروه اصلی طبقه بندی میشوند: افزایش بهره جارویی، افزایش ضریب جابجایی

انتخاب فرآیند مناسب با بررسی حجم هدفی است که توسط برداشت اولیه یا ثانویه قابل استحصال نیست. این شناخت با سوالهای اساسی زیر به دست می آیند:

۱. مقدار هیدروکربن باقیمانده بعد از انجام روشهای معمولی چقدر است؟
۲. منبع کجاست؟
۳. چرا قابل استحصال نیست؟

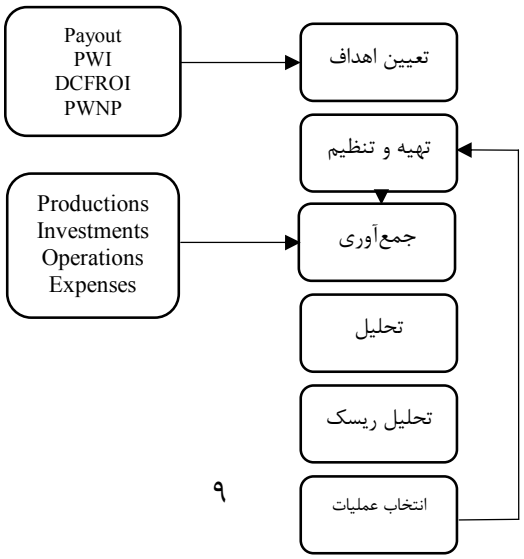
وسایل و تجهیزات مورد نیاز

تاسیسات، ارتباط فیزیکی با مخزن را فراهم میکنند. هر عملیاتی که در مخزن صورت می گیرد به وسیله تجهیزات انجام می شود، مانند حفاری، تکمیل چاه، پمپ کردن، تزریق، ذخیره سازی و انجام فرآیندهای دیگر. طراحی مناسب و نگه داری درست از تجهیزات، تاثیر شگرفی بر سودآوری دارد. تجهیزات باید به گونه ای طراحی شوند تا مدیریت مخزن با کمترین اتلاف منابع محقق شود.

بهینه سازی اقتصادی

بهینه سازی اقتصادی هدف نهایی در مدیریت مخزن است. شکل ذیل قدمهای کلیدی بهینه سازی اقتصادی را بیان می‌کند.

بهینه سازی



شکل ۵- قدم‌های بهینه سازی اقتصادی

تایید مدیریت

تعهد کارکنان و حمایت مدیریت از آنان برای موفقیت پروژه ضروری است.

اجرا

بعد از تعیین هدف و برنامه ریزی یکپارچه در سند اصلی توسعه ی میدان(MDP)، مرحله ی اجرا ی برنامه است. اجرای کار می باید با یک طرح عملیاتی که شامل تمام وظایف و کاربردها باشد، شروع شود.در زیر چگونگی حرکت قدم به قدم در اجرای برنامه مدیریت مخزن را می توان دید:

- طرح منعطف باشد.
- از پشتیبانی مدیریت برخوردار باشد.
- جلسات بازبینی دوره ای که تمام اعضا تیم باشند، به طور منظم برقرار باشد (همکاری میان رشته برای آموزش همگان).
- مراقبت و نظارت

مدیریت صحیح مخزن نیازمند نظارت پیوسته از عملکرد مخزن در طول عمر مخزن برای اندازه گیری درست بودن عملکرد مخزن است. برای برنامه ریزی نظارت موفق، تلاش های هماهنگ گروههای مختلفی که در پروژه فعالند نیاز است. برنامه یکپارچه و جامع برای پیشبرد، نظارت و بررسی موفق در مدیریت پروژه نیاز است. مهندسین، و افرادی که در عملیات دخیلند باید با حمایت مدیریت، هماهنگ با یکدیگر کار کنند. برنامه بر ماهیت پروژه متکی است. نواحی اصلی نظارت بر پروژه و جمع‌آوری داده ها عبارتند از:

- تولید نفت، آب و گاز
- تزریق گاز و آب

- فشار ته چاهی ساکن و جریانی
- تست تولید و تزریق
- نمودارهای تولید و تزریق

و تمامی موارد دیگر که در نظارت بهتر کمک میکنند.

در مورد پروژه های ازدیاد برداشت نفت (EOR) این مراقبت و نظارت بحرانی تر خواهد بود به این دلیل که عدم قطعیت جزو ماهیت و ذات این پروژه‌ها است.

ارزیابی

برنامه باید بصورت دوره ای بررسی و بازبینی شود تا اطمینان حاصل شود از اینکه برنامه عملیاتی بوده و بهینه است. میزان توفیق برنامه از مقایسه طرح پیش‌بینی شده و مورد انتظار با واقعیت اتفاق افتاده بدست می آید. این مطلب که دقیقا برنامه به طور ایده آل انجام شود و دقیقا همان پاسخ مد نظر را بدهد غیر منطقی است. معیارهای فنی و اقتصادی زیادی نیاز به انجام شدن توسط کارگروههای عامل دارند تا موفقیت پروژه را اطلاع دهند. در صورت موفقیت فنی و امکان سنجی مثبت از نظر فنی، باز هم ممکن است از نظر اقتصادی به نتیجه مطلوب نرسیده باشد.

پاسخ سوال "به چه میزان مدیریت مخزن مؤثر عمل میکند؟" را در ارزیابی دقیق عملکرد پروژه باید جست. عملکرد واقعی (نظیر فشار مخزن، نسبت گاز-نفت، نسبت آب-نفت، میزان تولید و ...) باید با مقدار مورد انتظار مقایسه شوند. در تحلیل نهایی، معیار های اقتصادی اندازه گیری شده، میزان موفقیت و شکست پروژه را نمایان می کند.

ویرایش‌های طرح و راهبردها

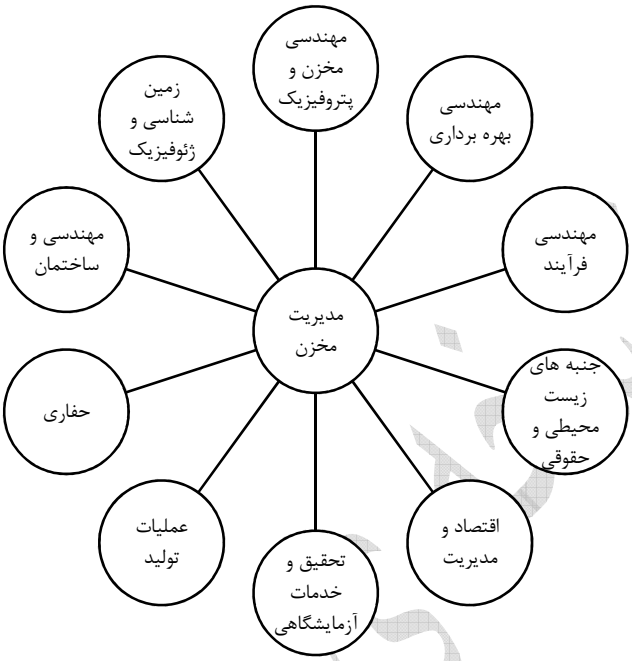
بازبینی و تجدید نظر در طرح‌ها و راهبردها زمانی مورد نیاز است که عملکرد واقعی مخزن با عملکرد پیش‌بینی شده تطابق نداشته باشد و یا آنکه شرایط تغییر کند. اینکه طرح کارآمد است یا نه و چه چیزهایی برای افزایش کارآمدی طرح نیازمندیم سوالاتی است که باید در طول پروژه به آنها پاسخ داده شود تا مدیریت به خوبی صورت گیرد.

دلایل عدم موفقیت برنامه مدیریت مخزن

دلایل زیادی برای شکست پروژه وجود دارد. با این وجود چند نمونه در زیر لیست شده است:

- عدم یکپارچگی سیستم: اگر سیستم به صورت بهم پیوسته ای از چاهها، تجهیزات سرچاهی و مخزن مد نظر قرار نگرفته باشد یا آنکه بطور متعادل به هرکدام توجه نشده باشد. برای مثال می توان خصوصیات سنگ و سیال و اثر متقابل آنها که با در نظر نگرفتن شرایط چاه یا طراحی سیستم های سطح، الارضی برداشت نفت و گاز به میزان بهینه نخواهد رسید. همچنین در مطالعه مشخصه های زیاد مخزن، امکان اشتباه می رود در نتیجه، تصمیم گیری های غلط باعث افزایش بدون نیاز در تعداد چاههای حفاری، فرآیندهای تکمیل چاه نامناسب و ظرفیت های طراحی نامناسب تجهیزات سرچاهی و سطح الارضی را نتیجه می دهد.
- نامناسب بودن مدیریت مخزن: می‌توان گفت مهمترین علت نامناسب بودن مدیریت، عدم بهبود و اجرای ضعیف بهره برداری از یک مخزن است. برخی مواقع افرادی که فهمی از ارتباط نزدیک قسمت های مختلف سیستم ندارند، و یا افرادی اعم از مهندسان، زمین‌شناسان، حفاران و ... که اطلاعات علمی یا تجربه کافی برای شرایط حساس را ندارند تصمیم‌های عملیاتی اتخاذ می کنند. البته این باعث نمی‌شود تا این نتیجه حاصل گردد که تصمیم‌گیران اصلی مدیریت مخزن باید دانشی کافی در همه زمینه‌ها داشته باشند بلکه باید درک مناسبی از تمامی رشته‌ها داشته باشند.

شکل زیر شمایی کلی از مدیریت مخزن و نوع روابط خواهد بود.



شکل ۶- مدیریت مخزن و ارتباط آن با دیگران

اعضای تیم باید در کنار هم همکاری داشته باشند تا توامان در طول و عرض یکدیگر، مانند یک تیم بسکتبال و نه همانند اعضای تیم دوی امدادی کار کنند. ارتباط مداوم میان تمامی اعضا برای تلاش موفق تیمی نیاز است. این مهم باید در تمامی لحظات و قسمت های متفاوت پروژه مدنظر قرار گروه قرار داشته باشد.

تاخیر در آغاز مدیریت: در صورتی که آغار مدیریت پروژه در هنگام مناسب نباشد، زمانی که آغاز شد مدیریت به خاطر بحرانی که رخ داده است ضرورت دارد و یافتن راه حل، الزامی تلقی می شود.

شروع به موقع عملیات مدیریت نظارت و ارزیابی بهتر را ضمانت می کند. در طولانی مدت نیز هزینه های کمتری به سیستم تحمیل خواهد کرد. برای مثال تعداد کم تست رشته حفاری می تواند به تعداد مورد نیاز و مکان نصب لوله‌ها کمک کند. همچنین بعضی تست‌ها تخمین مناسبی از سایز مخزن به ما می دهند.

ارزیابی و تعریف اولیه سیستم مخزن بین نیازمند یک مدیریت خوب خواهد بود. جمع‌آوری و تحلیل صحیح داده‌ها نیز نقش اساسی در بررسی سیستم ایفا میکند. معمولا رویکرد یکپارچه ای به خصوص بعد از کشف مخزن، نسبت به جمع‌آوری داده‌ها دنبال نمی شود.. خصوصا اینکه تمامی متغیرها در تلاش های اولیه را شامل نخواهد شد. گاها کارکنان توانایی متقاعد کردن مدیران را جهت جمع‌آوری داده های مورد نیاز ندارند و نمی توانند فواید جمع‌آوری داده ها را از نظر اقتصادی توجیه کنند.

طی بخشهای آینده به تدریج بخشهای مختلف سند جامع توسعه ی میدان معرفی و بررسی خواهد شد در این راستا سرفصلها و تحلیل های مورد نیاز ذکر و پس از آن فهرست حداقل نیازمندیهای یک سند جامع توسعه ی میدان بیان می گردد.

در پایان باید گفت منابع اصلی این بررسی برنامه جامع برداشت از مخازن مختلف ایران هستند که تنها در بخش منابع نام آن‌ها آورده شده است.

(Dominion Energy & IOOC, ۲۰۰۹; DANA Energy & NIOC-PEDEC, ۲۰۱۲; NIOC-PEDEC, Co., & ECL, ۲۰۰۲; Petro-Canada & Oil, ۲۰۰۱; PetroField & POGC, ۲۰۰۸; Shell & NIOC, ۲۰۱۳a, ۲۰۱۳b)

در بخش پیوست همچنین لیست نرم افزارهای مورد استفاده به تفکیک هر رشته ذکر شده است.

بخش اول

خلاصه اجرایی طرح

نسخه پیش نویس

خلاصه اجرایی اولیه مبتنی بر مقدمه، استراتژی توسعه مخزن، اهداف، زمان‌بندی پروژه، تخمین و تخصیص هزینه‌ها است که در بخش‌های بعدی برنامه جامع میدان[۱] به تفصیل بررسی خواهند شد. این بخش بررسی کامل و خلاصه ای از MDP خواهد بود.

خلاصه اجرایی

این قسمت از برنامه جامع بررسی کلی از شرکت انجام‌دهنده طرح و صاحب مخزن معرفی می-شود. نحوه تهیه داده‌ها در چند خط به اختصار گفته می‌شود. برای مثال در برنامه جامع مخزن چنگوله شرکت دانا انرژی[۲] مسئول تهیه برنامه توسعه مخزن است و یا در MDP میدان سروش که در سال ۲۰۰۱ تهیه شده است شرکت هلندی شل[۳] دست اندرکار بوده است. در هر دو برنامه شرکت ملی نفت ایران[۴] به عنوان صاحب مخزن شناخته شده است.

مقدمه

قبل از هر بحثی از مخزن باید هدف در ابتدای مقدمه مشخص شود. بطور معمول هدف افزایش بهره‌وری مخزن و در سود بیشتر از استحصال است. در این بخش ابتدا اطلاعاتی از موقعیت مکانی مخزن بیان می‌شود و همچنین نقشه‌ی منطقه مورد بهره‌برداری داده می‌شود. تاریخچه کلی از اکتشاف مخزن و اولین حفاری انجام شده بیان می‌شود که در آن علاوه بر روند برداشت در سال‌های ابتدایی تا کنون، شوک‌های وارد شده به مخزن یا جغرافیای سطحی مخزن (که در طراحی موثر است مانند جنگ یا وجود میادین مین، تالابها و مناطق حفاظت شده و ...) نیز باید ذکر شوند. مالک مخزن باید قبل از ادامه طرح مشخص شود. شرکت نویسنده MDP نیز موظف است اطلاعات از خود شرکت در این قسمت ارائه کند.

[۱] Master Development Plan (MDP)
[۲] DANA Oil and Gas Company
[۳] Shell
[۴] National Iranian Oil Company (NIOC)

استراتژی توسعه مخزن

کمبود اطلاعات در مخازن یکی از مهمترین چالش‌های شرکت‌های انجام دهنده طرح جامع است. با توجه به اطلاعات موجود (به خصوص در ایران) بهتر است پارامترهای با عدم قطعیت بالاتر مورد آنالیز واقع شوند (مانند نفت درجای اولیه، میزان بازیافت[۵] مخزن و ریسک‌های دیگر در مخزن از قبیل ریسک جنس مخزن، فشار کم و گازهای سمی موجود در مخزن). این آنالیز به صاحبان مخزن و انجام دهندگان طرح کمک می‌کند تا هر دو از خطرات ناشی از کمبود اطلاعات آگاه شوند. نمونه‌ای از این بررسی در جدول زیر آمده است:

Reservoir		**STOIIP (MMbbl)**			**API**
Probability		**P10**	**P50**	**P90**	
Ghar		440	340	260	30+
Burgan A		1,939	1,207	624	20
Shoaiba (Bab Member)		1,348	775	418	20
Dictyoconus Arabicus		932	511	241	20
Yamama	Unit A	1,297	754	436	30+
	Unit B	1,405	745	399	30+

جدول ۱- احتمال میزان نفت درجای اولیه مخزن

طرح مطالعه مخزن در ادامه مطرح می‌شود. به طور معمول در فاز اولیه اجرا، داده‌ها دارای کیفیت پایین و یا اصلا ناموجود است. اجرای هر طرحی بر روی مخزن نیازمند انجام کارهای آزمایشگاهی یا انجام فعالیتهای پایلوتی(از قبیل آزمونهای تولید طولانی مدت در قالب تولید زودهنگام) است. اما باید به این دقت شود داده‌ها بر اساس نیازها جمع‌آوری شوند به عنوان مثال اگر مخزن کاملا با مدل Black Oil (نفت سیاه) شبیه‌سازی می-

[۵] Recovery

شود نیازی به جمع‌آوری اطلاعات دقیق از ترکیبات سیال مخزنی[۶] نیست. در فصول آینده هر کدام از اطلاعاتی که باید جمع‌آوری شود بیان خواهد شد.

با جمع‌آوری اطلاعات مورد نیاز در پایگاه داده ها و مطالعه و شبیه سازی سناریوهای مختلف، بهترین سناریو رسیدن به میزان بازیافت بالاتر تعیین می گردد و در نهایت استراتژی منتخب برای توسعه مخزن که در مطالعا طرح جامع به نتیجه رسیده است در چند سطر بیان می‌شود.

اهداف

در یک میدان مخازن مختلف و در هر مخزن سازندهای با احتمال بهره‌دهی بالاتر و سود بیشتر، باید به عنوان هدف تولید مد نظر قرار بگیرند.

اهداف کلی

اهداف کلی به معنی افزایش بازیافت مخزن است. به این منظور میزان بازیافت مد نظر شرکت صاحب مخزن و میزان بازیافت از طریق تحلیل اطلاعات شرکت تهیه کننده MDP هر دو در برنامه آورده می شوند تا میزان بهینه تعیین شود. مسائل اقتصادی باید در این افزایش بازیافت مد نظر باشند. به این منظور باید گفت که افزایش میزان بازیافت نیازمند تکنولوژی و افزایش سرمایه‌گذاری است که تحلیل اقتصادی را تحت تاثیر خود قرار خواهد داد. از اهداف دیگری که باید مد نظر قرار گیرد جلوگیری از نقض مقررات محیط‌زیستی در کشور و در سطح بین المللی است. طبیعتا تمامی اهداف بالا با یک هدف کلی آن هم سودآوری پروژه است بیان می‌شود.

شرکت انجام دهنده پروژه می‌تواند تنها با اطلاعات گرفته شده از صاحب مخزن (بستگی به نوع قرارداد دارد) کار را آغاز کند و یا در صورت کمبود داده‌ها خود اقدام به جمع‌آوری داده‌ها از طریق انجام آزمایشهای جدید و یا اقدام به حفر چاههای ارزیابی، توصیفی و تحدیدی بنماید. بیان فرضیات به عنوان پیش نیازی بر

[۶] Composituinal Analysis

اهداف باید باشد و همانطور که ذکر شد ریسک و عدم قطعیت‌ها (میزات نفت درجا ی اولیه [۷]، سطح تماس سیالات مخزن(آب و نفت و گاز) ، مشخصات شبکه شکاف، مشخصات سنگ و سیال و ...) می‌بایست بیان گردند.

مراحل توسعه نیز در این قسمت باید ذکر شوند. برای مثال در MDP چنگوله این مراحل به صورت زیر داده شده است.

Development stage۱ (Early Production):

- Drilling and completion of ۲ new appraisals/production, ۲ new production wells and work–over of ۲ existing wells to achieve a production rate of ۱۵،۰۰۰ BOPD
- Construction of Gas Oil Separation Plant (GOSP) as per detailed design carried out during HOA period
- Oil Export Pipeline to Dehluran facilities
- Infrastructure as defined in Section ۷

Development stage ۲ (Final Production):

- Changuleh Full Field Development to achieve a production rate of ۵۰،۰۰۰ BOPD
- Drilling and completion of ۱۳ new additional wells
- Drilling and completion of one water disposal well
- Construction of Central Treatment Plant (CTP)
- Construction of Changuleh oil export pipeline to West-Karoon Pump Station
- Construction of Changuleh gas export pipeline to NGL-۳۱۰۰
- Construction of a residential camp for NIOC operation staff
- Infrastructures as defined in Section ۷

به طور مرسوم تولید از مخزن را به تولید زودهنگام[۸]، دوره ی تولید ثابت[۹] و دوره ی تولید کاهشی[۱۰] تقسیم‌بندی می‌کنند. مدت زمان هر کدام از این مراحل نیز باید ذکر شوند.

[۷] Original Oil In-Place (OOIP)

[۸] Early Production

[۹] Plateau Period

مدیریت مخزن و تولید

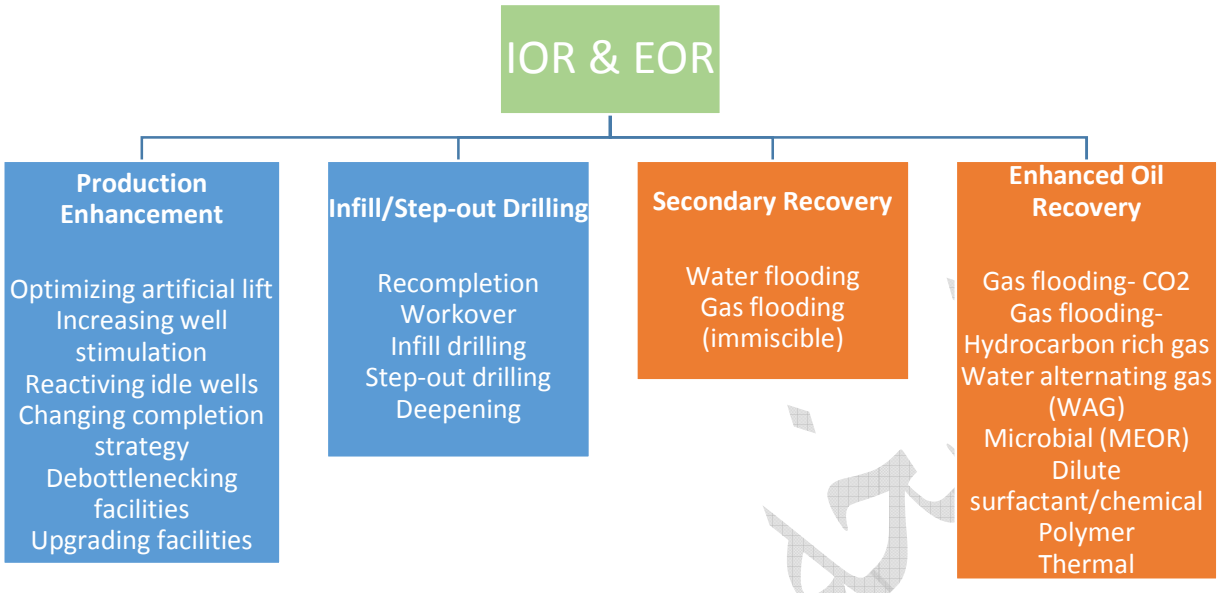
مدیریت تولید و استفاده از چاه‌های گذشته و تکمیل آنها، تا حفر چاه‌های جدید توصیفی و تولیدی در این بخش باید بیان شود. تکنولوژی‌های ازدیاد برداشت[۱۱] نیز بسیار حائز اهمیت است. در مخازن جدید[۱۲](مخازن تازه کشف شده)، افزایش برداشت طبیعی از مخزن[۱۳] مهم‌تر از فرآیندهای EOR است. همچنین بعضا به علت کمبود اطلاعات و یا تکنولوژی، تولید طبیعی از مخزن‌های قهوه ای[۱۴](مخازن با تولید طولانی مدت) IOR هنوز پاسخگوی نیازها خواهد بود (Manrique et al., ۲۰۱۰).

فرآیندهای IOR و EOR در شکل ۷ قابل رویت است.

همانطور که در شکل ملاحظه نمودید تجهیزات سطح الارضی خود در فرآیند IOR دسته بندی می شوند. افزایش ظرفیت تولید این تجهیزات بسیار هزینه بر است که نتیجتا باید در طراحی این تجهیزات تمام دقت لازم را لحاظ کرد. برای مثال در مخزن چنگوله، تخلیه طبیعی[۱۵] و تزریق مجدد گاز خروجی به عنوان بهترین سناریو بیان شده است. در تعریف، هدف، باید هدف از اجرای MDP به صورت قابل اندازه‌گیری بیان گردد. در طرح جامع چنگوله تولید به میزان ۴،۵۷۵،۰۰۰ Barrels per Quarter بیان شده است.

---

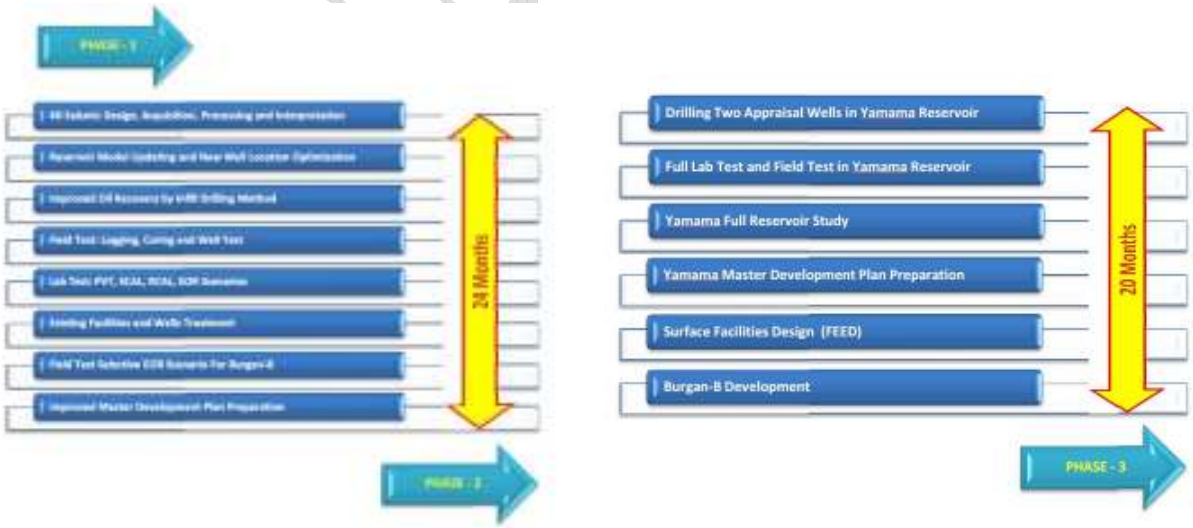
[۱۰] Decline Time
[۱۱] Enhanced Oil Recovery (EOR)
[۱۲] Green Reservoir
[۱۳] Improved Oil Recovery (IOR)
[۱۴] Brown Reservoir
[۱۵] Natural Depletion



شکل ۷- تعریف فعالیتهای IOR و EOR

اقلام قابل تحویل پروژه

برنامه ریزی اولیه برای تحویل پروژه نیز در این خلاصه اولیه ذکر می شود. نمونه ای از این برنامه ریزی را میتوان در شکل زیر دید. برنامه ریزی اصلی پروژه که در گانت چارت آورده می شود در فصول بعدی ارائه می شود.



شکل ۸- برنامه فازهای اجرایی MDP میدان سروش

در ادامه خلاصه ای از موارد مورد نیاز از قبیل چاهها و تسهیلات سطح الارضی ذکر می شود و نهایتا اینکه با تجهیزات مطرحه در ذیل (شامل تعداد چاهها و تاسیسات فرآورشی و انتقال و تزریق سیالات) به چه میزانی از تولید سیالات مختلف (از قبیل نفت، گاز و آب) می توان دست پیدا نمود.

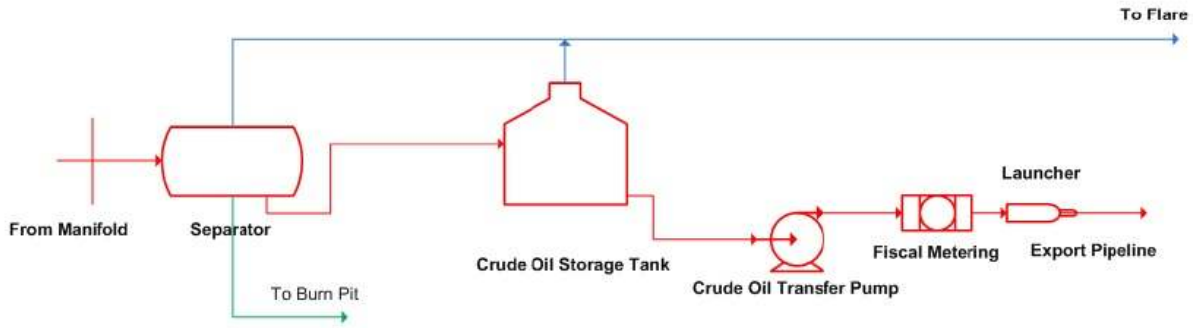
	Early Production	**Final Production**
Wells	٦ Oil Production Wells	**١٣ Oil Production Wells+ ١ Disposal Well**
Flow Lines	۶	**۱۴**
Oil Export Pipeline	✔	✔
Gas Export Pipeline	----------	✔
Gas-Oil Separation Plant- GOSP	✔	----------
Central Treatment Plant- CTP	----------	✔
Diesel Generators	✔	----------
Power Transmission	----------	✔

Permanent Camp	----------	✔
Infrastructures	✔	✔

جدول ۲- اقلام قابل تحویل پروژه (MDP مخزن چنگوله)

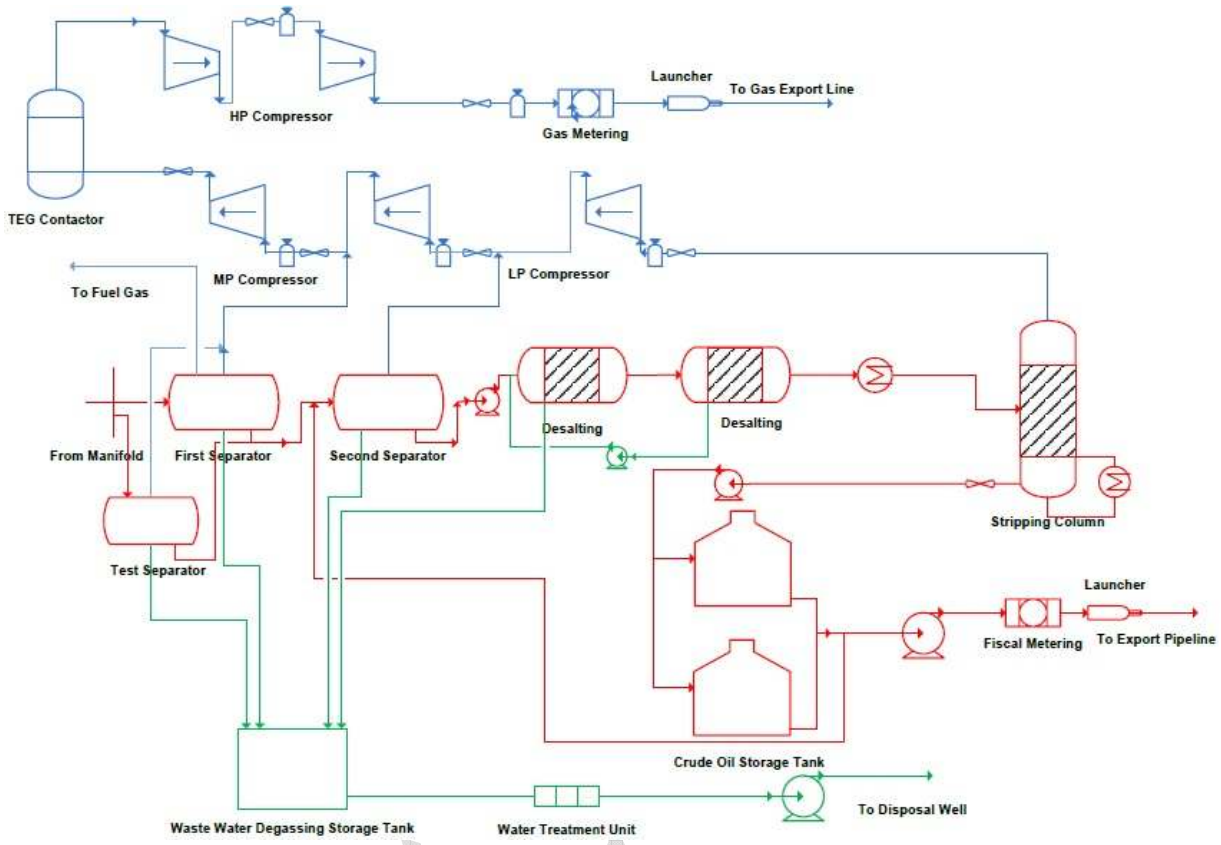
در ادامه استانداردهای عملیات توسعه بیان می‌گردد که به طور معمول طبق استانداردهای ایران[۱۶] و بین‌المللی خواهد بود.

در نهایت شماتیکی از تجهیزات سطح الارضی تولید در تولید اولیه و نهایی داده می‌شود.



شکل ۹- تجهیزات سرچاهی تولید اولیه (MDP مخزن چنگوله)

[۱۶] Iranian Petroleum Stamdard (IPS)



شکل ۱۰- تجهیزات سر چاهی تولید نهایی (MDP مخزن چنگوله)

مدت زمان تولید

تعداد چاه‌های تولیدی و میزان تولید هر چاه برای پایایی تولید، برای هر مرحله از تولید (اولیه و نهایی) باید کافی باشد. تعداد دقیق چاه‌ها از بررسی اطلاعات تولید از چاه تولیدی اولیه استخراج می‌شود. در مخازن قهوه‌ای این اطلاعات از قبل موجود است اما در مخازن سبز این اطلاعات توسط شرکتی که متولی تولید خواهد بود باید استخراج شود.

در پایان این بخش خلاصه‌ای از برنامه تولیدی ارائه می‌شود.

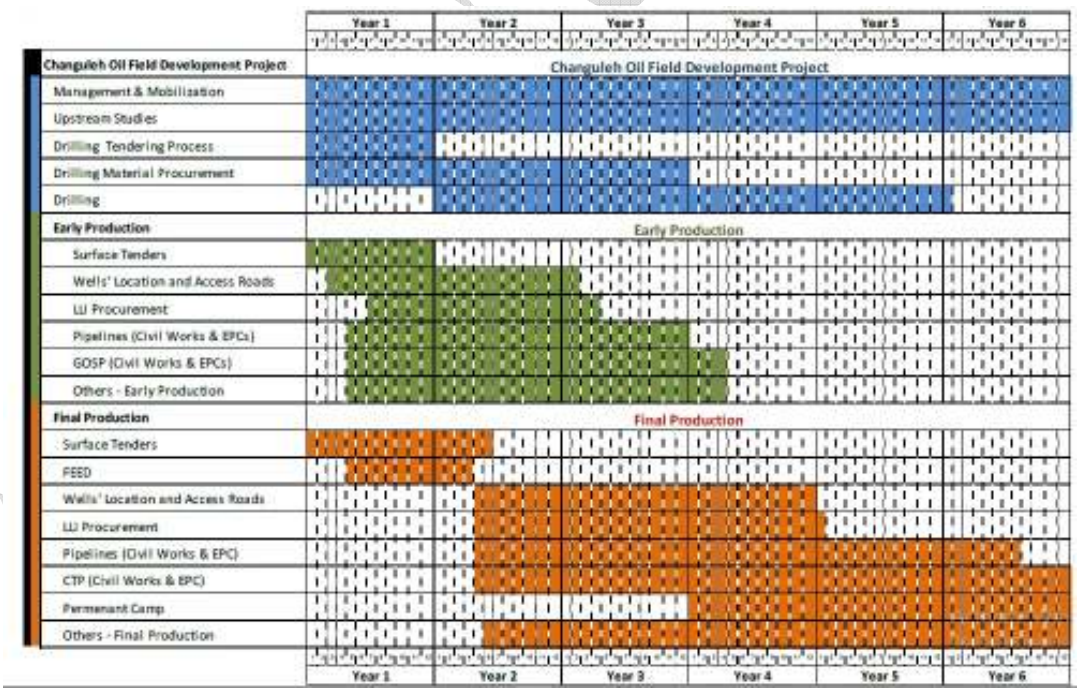
Description	Early Production	Final Production	Total
Plateau Rate (BBl/D)	۱۵،۰۰۰	۵۰،۰۰۰	۵۰،۰۰۰
Production Scenario	Natural	Natural	Natural
No. of Appr./Producer	۲	۰	۲

Wells			
No. of Producer Wells	۲	۱۳	۱۵
No. of Work-over Wells	۲	۰	۲
Total No. of Producer Wells	۶	۱۳	۱۹
No. of Water Disposal Wells	۰	۱	۱
Duration (Month)	۴۰	۷۲	۷۲

جدول ۳- خلاصه MDP چنگوله

زمان‌بندی پروژه

مدت زمان تخمینی انجام پروژه توسط شرکت مسئول به فرم نمودار گانت[۱۷] پیاده‌سازی و به طور خلاصه بیان می‌شود. در زیر گانت مخزن چنگوله نشان داده شده است.



شکل ۱۱- نمودار گانت برنامه برداشت مخزن چنگوله

[۱۷] Gaunt Chart

تخمین هزینه‌ها

در این بخش به اختصار هزینه سرمایه‌گذاری کلی اولیه[۱۸] برای توسعه مخزن ذکر می‌شود. در این محاسبه متوسط سالیانه نوسانات هزینه‌ها، تبدیل نرخ ارز، درصد بیمه از CAPEX و هزینه‌های فرآیند مدیریت پروژه آورده شده است. در زیر نمونه ای از این خلاصه نشان داده شده است.

Description of Main Activity	Development Costs (MM USD)
Survey and UXO Clearance	۲,۳۴۳
Engineering	۳۹,۲۶۴
Drilling	۹۵۳,۲۸۹
Export and Infield Pipelines	۲۳۷,۸۵۷
Process Facilities- CTP	۳۸۶,۲۸۰
Utility Facilities- CTP	۱۷۰,۰۵۵
Infrastructures	۹۱,۴۶۹
Gas Oil Separation Plant- GOSP	۷۳,۸۵۴
HOA Cost	۳,۰۰۰
Management	۱۹۴,۷۴۱
Grand Total	**۲،۱۴۲,۱۵۲**

جدول ۴-تخمین CAPEX مخزن چنگوله

تخصیص هزینه ها

نحوه تخصیص هزینه‌ها در طول پروژه بسیار حائز اهمیت است. چنانچه شرکت نباید سرمایه‌گذاری را در مدت زمان کوتاه تبدیل به هزینه کند. باید به این نکته توجه کرد که در فاز برداشت اولیه، مقداری از هزینه‌ها برای فازهای بعدی توسعه مخزن حاصل می‌شود. همچنین پروژه‌های EOR و در کل فرآیندهای روی مخازن قهوه‌ای نیز مقداری از هزینه‌ها در طول فرآیند از خود درآمد حاصل از فروش نفت قابل تامین است.

[۱۸] CApital EXPenditure (CAPEX)

این تخصیص هزینه با برنامه‌ریزی برنامه جامع رابطه تنگاتنگ دارد. در جدول زیر تخصیص هزینه های مخزن چنگوله برای تولید اولیه ۴۲ ماهه و تولید نهایی ۷۲ ماهه نشان داده شده است.

Description	Year ۱	Year ۲	Year ۳	Year ۴	Year ۵	Year ۶	Total
CAPEX (MM USD)	۱۹۷,۰۴۵	۳۰۰,۹۶۱	۳۹۶,۰۴۳	۴۷۵,۹۷۲	۵۳۵,۰۰۳	۲۳۸,۱۲۹	۲،۱۴۲,۱۵۲
Cost Portion	۹٪	۱۴٪	۱۸٪	۲۲٪	۲۵٪	۱۱٪	۱۰۰٪

جدول ۵- تخصیص هزینه‌ها در طول برداشت از مخزن چنگوله

علامات اختصاری [۱۹]

بیان علامات اختصاری از آن جهت حائز اهمیت است که خواننده ی MDP طرح بتواند در صورت آگاهی نداشتن از آن‌ها با رجوع به این قسمت با آنها آشنا شود. در هر برنامه جامعی این قسمت باید آورده شود. این قسمت می‌تواند به عنوان یک فصل مطرح و یا در ضمیمه بیاید.

نتیجه‌گیری فصل

در این فصل از MDP, اطلاعات کلی و مختصری از کل فرآیندی که در برنامه‌ی جامع برداشت از مخزن خوانده خواهد شد، ارائه می‌شود. چک لیست زیر مسائل مهم در این فصل را بیان می‌کند.

		سطح اطلاعات داده شده					
ردیف	پارامتر مطرح شده	دارد	بسیار خوب	خوب	متوسط	ضعیف
۱	معرفی صاحب مخزن					
۲	معرفی انجام‌دهنده طرح					
۳	بیان مسئولیت تهیه داده‌ها					
۴	تعیین هدف کلی برنامه					

[۱۹] Abbriviation

۵	تعیین موقعیت مکانی به صورت شفاهی و تصویری					
۶	تاریخچه‌ی برداشت					
۷	بیان پارامترهای عدم قطعیت و آنالیز عدم قطعیت ها					
۸	بیان ریسک‌ها و آنالیز ریسک ها					
۹	مشخص نمودن اقلام قابل تحویل پروژه					
۱۰	مدت تولید و خلاصه برنامه تولیدی					
۱۱	نمودار گانت پروژه					
۱۲	تخمین هزینه‌ها به تفکیک					
۱۳	تخصیص هزینه‌ها					
۱۴	علامتهای اختصاری					

جدول۴ – چک لیست فصل اول

.

بخش دوم

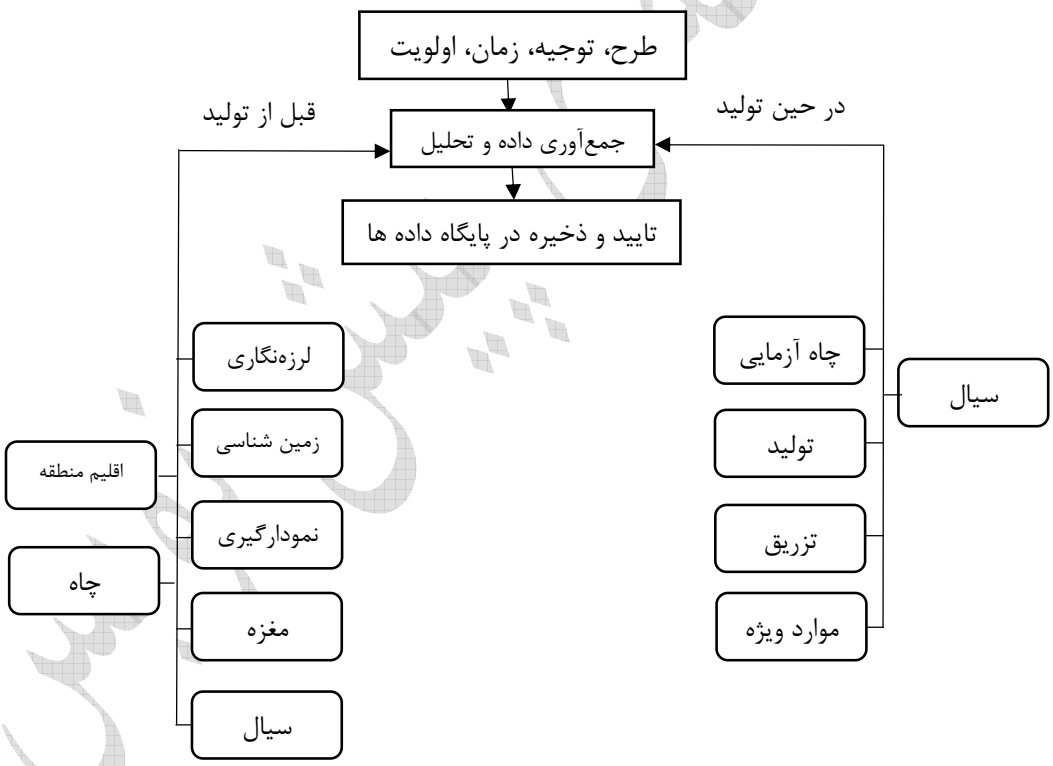
جمع‌آوری و بررسی داده ها

نسخه ی پیش نویس

جمع‌آوری و بررسی داده ها

در طول عمر مخزن، از اکتشاف تا ترک آن، داده های زیادی جمع‌آوری می‌شود. مدیریت صحیح داده ها از جمع‌آوری، تحلیل، ارزیابی، مرتب‌سازی و تجدیدنظر در داده‌ها متشکل شده است. این مدیریت به برنامه‌ریزی، اولویت‌بندی و زمان‌بندی نیازمند است.

انواع داده های قبل و بعد از تولید در شکل ۱۳ آورده شده است. جدول ۵ فهرستی از انواع متفاوت داده را نمایش می‌دهد که زمان جمع‌آوری آنها را مشخص کرده است. این داده‌ها نشان‌دهنده آن است که گروهی متشکل از تخصص‌های گوناگون باید در کنار همدیگر برای پیشبرد اهداف تلاش کنند.



شکل ۱۲- انواع داده قبل و بعد از تولید

دسته بندی	داده	زمان برداشت	گروه مسئول
لرزه‌نگاری	ساختار، چینه بندی، گسل ها، ضخامت لایه، سیالات، ناهمگنی بین چاه ها	اکتشاف	ژئوفیزیست، لرزه نگار

زمین شناسی	تشخیص محیط رسوبی، سنگ شناسی و بافت، گسل‌ها و شکاف ها	اکتشاف و توسعه	زمین شناسان اکتشافی و توسعه ای
نمودارگیری	عمق، سنگ شناسی و بافت، ضخامت، تخلخل، درجه اشباع سیالات، سطوح تماس گاز/نفت و گاز/ نفت و همبستگی چاه به چاه	حفاری	زمین شناس، پتروفیزیست و مهندسان
مغزه		حفاری	زمین شناس، مهندسان حفاری و مخزن و تحلیل گران آزمایشگاه
پایه (RCAL)	عمق، سنگ شناسی و بافت، ضخامت، تخلخل، تراوایی، درجه اشباع باقیمانده سیالات		
ویژه (SCAL)	تراوایی نسبی، فشار مویینگی، تراکم پذیری فضای متخلخل، اندازه ذرات، توزیع اندازه ذرات		
سیال	ضریب حجمی سازند، تراکم پذیری، گرانروی، حلالیت گاز، ترکیبات شیمیایی، رفتار فازی، وزن مخصوص	اکتشاف، توصیف، توسعه و تولید	مهندسان مخزن و تحلیل گران آزمایشگاه
چاه آزمایی	فشار مخزن، تراوائی مؤثر، ضخامت، چینه بندی، پیوستگی مخزن، وجود شکاف‌ها یا گسل ها، شاخص های بهره دهی و تزریق پذیری و درجه اشباع نفت		

جدول۵ - انواع داده ها و زمان تهیه ی آنها

در این بخش، داده‌های مورد نیاز برای بررسی های اولیه مخزن و توصیف آن جمع‌آوری می‌شود. به طور خاص در دو مبحث توصیف مخزن (در توصیف مخزن به بحثهای زمین شناسی دقت می‌شود) و تهیه مدل ایستا از مخزن از مدل زمین‌شناسی استفاده می‌شود.

فرآیند جمع‌آوری داده ها دربرگیرنده جمع‌آوری، بررسی یکپارچگی داده ها، یافتن داده های از بین‌رفته، جمع‌آوری مجدد و گردآوری مجموعه داده ها و در نهایت مرتب‌کردن داده‌ها در بخش‌های مناسب می‌باشد. به طور کلی این بخش به زیر بخش‌های زیر تقسیم می‌شود:

- جمع‌آوری و بررسی مجدد داده
- پیدا کردن داده‌های قابل دسترسی و غیر قابل دسترسی
- نتیجه‌گیری

بر طبق انواع داده‌های در دسترس هر مخزن، طبقه‌بندی زیر پیشنهاد می‌شود:

- ژئوفیزیک[۲۰]
- زمین‌شناسی[۲۱]
- پتروفیزیک[۲۲]
- مخزن[۲۳]
- حفاری[۲۴]
- اطلاعات متفرقه[۲۵]

داده‌های جمع‌آوری شده در قسمت پایگاه داده‌های خام[۲۶] گردآوری می‌شود.

داده‌های در دسترس و خارج از دسترس

منبعِ تولید کننده ی داده‌ها حتما باید مشخص شود. در ایران عمدتا داده‌ها توسط شرکت ملی نفت و زیر مجموعه‌های این شرکت (فلات قاره، مناطق نفت خیز جنوب، نفت و گاز پارس و ...) تامین می‌شود. در MDP با توجه به موارد درج شده در قرار داد باید تهیه کننده اطلاعات اولیه مشخص شده باشد.

در این قسمت تمامی داده‌های ارایه شده در تخصص های فنی مربوطه باید بررسی شود تا بتوان داده‌های موجود را دسته بندی نمود و آنهایی که ارائه نشده‌اند را پیدا نمود. قابل ذکر است این تقسیم بندی بر اساس تقسیم بندی داده ها در MDP های موجود (و نه کتب مرجع) بررسی می‌شود. تمامی داده‌های در دسترس ابتدا لیست می‌شوند و تنها در این بخش حضور یا عدم وجود داده مهم است. نمونه‌هایی از جداول از MDP چنگوله و سروش در زیر دیده می‌شود.

No.	Title	Format	Device
1	Interpreted Time and Depth Ilam horizon that cover whole changuleh Area (2D And 3D Area)	Digital	DVD
2	Interpreted time Sarvak top and base horizon that cover whole changuleh Area (2D And 3D Area)	Digital	DVD
3	Velocity Model	Digital	DVD

شکل ۱۳- لیست اطلاعات خارج از دسترس ژئوفیزیک

[۲۰] Geophysics
[۲۱] Geology
[۲۲] Petrophysics
[۲۳] Reservoir
[۲۴] Drilling
[۲۵] Miscellaneous
[۲۶] Raw Data Base (RDB)

No.	Device	Well No.	Original File Name	Remarks
			Reports	
1	DVD	Multi Well	20th JEC G&G contribution-[2200].doc	_
2		Multi Well	Corpplanning-[2355].pdf	_
3		Multi Well	JEC 20_G&G Overview_Reservir_Testing-[2423].ppt	_
4		AZ-02	Azar - K664-[2133].pdf	_
5		AZ-02	Azar 2 Well Panels 1-[2216].pdf	_
6		AZ-02	Azar 2 Well Spud location-[2217].pdf	_
7		AZ-02	Azar#2 commerciality report-[2221].pdf	_
8		AZ-02	DN-2308-[2134].pdf	_
9		AZ-02	MDP-03-03-07-[2132].pdf	_
10		CG-W-01(CG-OO3)	CG-W-01COMMERCIALITY REPORT-[0571].pdf	includes some

شکل ۱۴- لیست اطلاعات در دسترس زمین شناسی و حفاری

بررسی اطلاعات ژئوفیزیکی

این قسمت به بررسی و کنترل داده‌های دوبعدی و سه بعدی لرزه‌نگاری[۲۷] و تحلیل و تفسیر[۲۸] آنها می‌پردازد. اغلب اطلاعات ژئو فیزیک از نقشه‌های تهیه شده از لرزه‌نگاری‌ها به دست می‌آید. لرزه‌نگاری سه بعدی به شناسایی ذخایر با امکان یا عدم امکان تولید کمک می‌کند. هر چند این فرآیند هزینه بر است اما تحلیل لرزه‌نگاری به ما در حداقل کردن هزینه ها کمک شایانی می‌نماید. وجود لرزه‌نگاری سه بعدی در مراحل اولیه باعث جمع‌آوری اطلاعات برای نوشتن بهینه تر طرح جامع توسعه می‌شود.(۱۹۹۴Abdus Sattar,) داده‌های تهیه شده به طور مرتب با اطلاعات حاصله از توسعه و تولید مخزن ارزیابی می‌شوند تا تحلیل بهتری ارائه دهند که به مکان‌یابی حفاری چاه‌های جدید تولیدی و تزریقی، مدیریت فشار مخزنی و عملکرد بهتر عملیات تعمیراتی روی چاه کمک می‌کند.

به این نکته باید توجه کرد که لرزه‌نگاری سه بعدی بر روی طرح جامع اولیه موثر است، چرا که اطلاعات زمین‌شناسی بسیار مهمی در بر دارد که پایه ساخت مدل ایستا[۲۹] از مخزن است. با حفاری چاه‌های جدید، اطلاعات جدیدی به دست می‌آید که به تیم اجازه می‌دهتد اطلاعات را پالایش کنند و بهبود بخشند. همانطور که زمان می‌گذرد و داده‌های جدید به دست آورده می‌شوند، اطلاعات مبهم اولیه‌ای که از لرزه‌نگاری فراهم شده است، تصحیح و معنادار می‌شوند. لرزه‌نگاری سه بعدی در موارد زیر کمک می‌کند:

۱. تعیین چهارچوب هندسی مخزن

[۲۷] ۲D and ۳D Seismic
[۲۸] Interpretation
[۲۹] Static Model

۲. بررسی کیفی و کمی مشخصات سنگ و سیال
۳. نظارت بر جریان

در MDP مخزن چنگوله روند زیر نحوه بررسی اطلاعات در این بخش را ترسیم کرده‌است:

- بررسی داده‌های لرزه‌نگاری، کنترل کیفی[۳۰] و بارگذاری[۳۱]

در این بخش اطلاعات در دسترس لرزه‌نگاری جمع‌آوری و طبقه بندی می‌شود. سپس اطلاعات در نرم‌افزار مناسب ژئوفیزیکی بارگذاری می‌شود. داده‌های اولیه برای مطالعه در ادامه باید ذکر شود. در این مرحله بعد از بررسی هر داده باید نیاز به تفسیر مجدد یا بازفرآوری داده بررسی شود.

- بررسی کیفیت زمان برداشت داده برای چک کردن سازگاری داده‌ها

در این مرحله تمامی اطلاعات تفسیر شده زمانی و عمقی از لایه های اصلی مخزن ارزیابی و کنترل کیفیت می‌شود.

- کنترل کیفی اطلاعات پردازش شده

ابتدا کیفیت هر لرزه‌نگاری در هر بخش در سطح افق زمانی[۳۲] ارزیابی می‌شود. سپس حقیقت (بازتابیده شدن از سطح مشخص) و پیوستگی بازتابنده‌های[۳۳]، وجود روند منحصر به فرد برای هر کدام از نقاط در پردازش لرزه‌نگاری بررسی می‌شود.

به عنوان مثال در لرزه‌نگاری دو بعدی قسمت شرقی چنگوله، وضوح لرزه‌نگاری پایین و نسبت سیگنال به اختلال[۳۴] بسیار ضعیف بوده است (شکل ۱۶). همانطور که در شکل ۱۶ مشخص است نزدیک ۹۵ میلی ثانیه اختلال بین لرزه‌نگاری دوبعدی و سه بعدی نشان داده می‌شود.

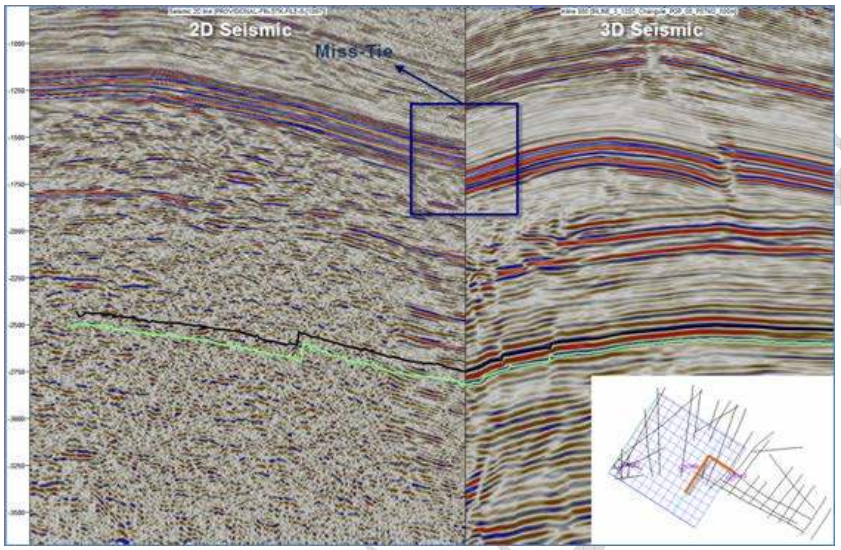
- کالیبراسیون چاه به لرزه‌نگاری

کالیبراسون و شناسایی افق[۳۵] های اصلی لرزه‌نگاری به وسیله مقایسه نقشه‌های لرزه‌نگاری ساخته شده[۳۶] با ردیاب‌های واقعی[۳۷] در فازهای زمانی انجام می‌پذیرد. مقایسه بین نقشه‌های لرزه‌نگاری ساخته شده با لرزه‌نگاری واقعی بخش‌ها، به هم پیوستگی بین لرزه‌نگاری و اطلاعات چاه را نمایش می‌دهد. به عبارتی

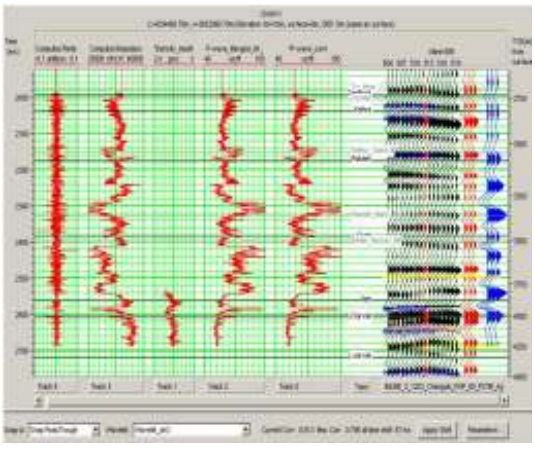
---

۳۰ Quality Control (QC)
۳۱ Loading
۳۲ Time Horizon Level
۳۳ Reflectors
۳۴ Signal to Noise Ratio
۳۵ Horizon
۳۶ Synthetic Seismograms
۳۷ Real Traces

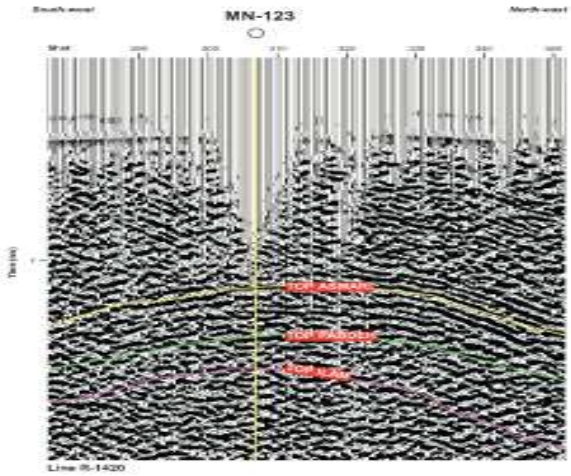
این دو تفاوت بین مقادیر واقعی و مقادیر اندازه‌گیری شده هستند که هر چقدر این دو نقشه به هم نزدیکتر باشند نشان‌دهنده دقت بالاتر در انجام عملیات است و اطلاعات به دست آمده را برای تحلیل تایید می‌کند. به عنوان مثال دو مخزن چنگوله و مارون نشان داده شده‌اند.



شکل ۱۵- مقایسه بین اطلاعات در لرزه‌نگاری دو بعدی و سه بعدی



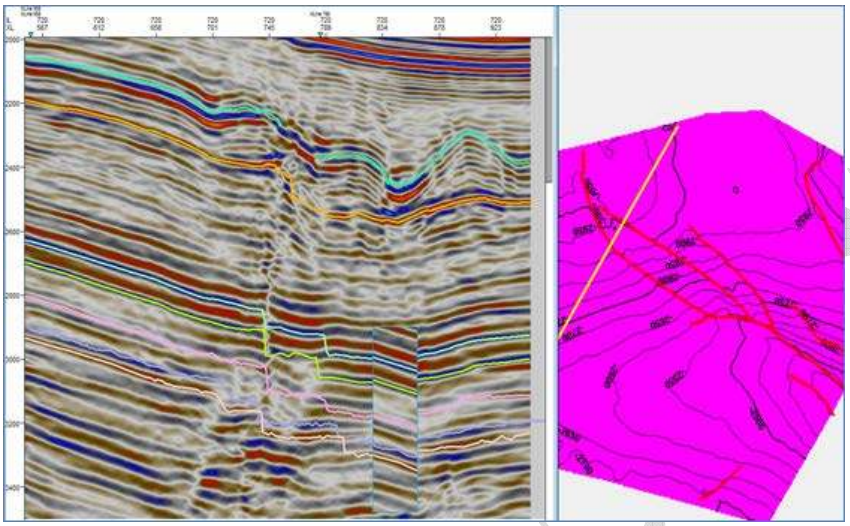
شکل ۱۶- کالیبراسیون چاه به لرزه‌نگار مخزن چنگوله



شکل ۱۷- کالیبراسیون چاه به لرزه‌نگار مخزن مارون

- بررسی گسل‌ها و افق‌های مخزنی

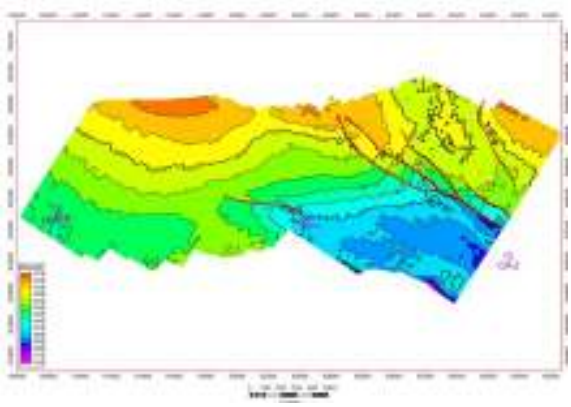
در این قسمت لایه‌های زمین شناسی و گسل‌های موجود با استفاده از تحلیل داده‌های لرزه‌نگاری سه بعدی و دو بعدی بررسی می‌شود. شکل ۵ نشان دهنده وجود گسل است و تفاسیر قبلی را تایید می‌کند.



شکل ۱۸- تفسیر داده های لرزه‌نگاری و تایید وجود گسل

- چک کردن آنالیز سرعت

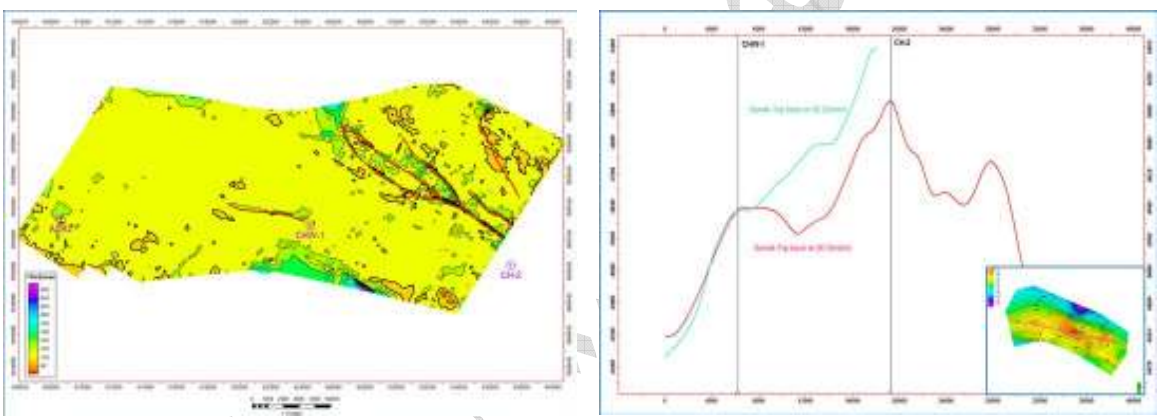
برای ارزیابی سرعتی مدل‌ها، نقشه‌های میانگین سرعتی بر اساس زمان و عمق تهیه می‌شود. معمولا گفته می‌شود میانگین سرعت با عمق (یا زمان) افزایش می‌یابد. به علاوه فرض بر این است که نقشه‌های سرعت میانگین مثل زمان عبور از افق‌های مخزنی از روند مشخصی پیروی می‌کنند. در نهایت سرعت متوسط در افق بالایی و پایینی با هم مقایسه می‌شوند تا روند هر دو به دست بیاید.



شکل۱۹ - نقشه سرعت متوسط سروک بالایی

- چک نمودن تغییرات عمق

در تبدیل داده‌های زمانی به عمق از فرمول V=V۰+Kz استفاده می‌شود که از اطلاعات داده‌های چاه و لرزه‌نگاری سرعت RMS به دست می‌آید. برای چک کردن تبدیل عمق، تفاوت بین عمق افق‌ها و نشانگرهای چاه‌ها مقایسه می‌شود. در محیط برداشت لرزه‌نگاری سه بعدی این بررسی نشان دهنده قابل قبول بودن داده در مقایسه با اطلاعات به دست آمده از نشانگرهای چاه‌هاست. همچنین نقشه‌های عمق[۳۸] به وسیله نقشه‌های تهیه شده با زمان و ضخامت عمقی ارزیابی می‌شود. بررسی همگرایی این نقشه‌ها تبدیل زمان به عمق را تایید می‌کند.



شکل ۲۰- نقشه‌های بررسی تغییر عمق

- نقد بررسی وارونگی لرزه‌نگاری

وارونگی لرزه‌نگاری[۳۹] در علم ژئوفیزیک، فرآیند تبدیل داده‌های بازتاب‌های لرزه‌نگار به توصیف عددی از خواص سنگ است. وارونگی لرزه ممکن است قبل یا بعد از پشته[۴۰]، قطعی، تصادفی و زمین آماری و به طور معمول شامل اندازه‌گیری‌های مخزنی مثل چاه پیمایی و بررسی مغزه است.

[۳۸] Depth Maps
[۳۹] Seismic Inversion
[۴۰] Pre- or Post-Stack

- نتایج بررسی ژئوفیزیک

مهم ترین نتیجه گیری در این بحث تطابق داده‌های گرفته شده در بخش‌های مختلف با هم است که به دست اندرکاران این توانایی را می‌دهد تا اطلاعات به دست آمده از این مراحل را برای استفاده در مراحل بعدی آماده سازی کنند. در صورت وجود عدم تطابق نیاز به بررسی های دیگر می‌باشد یا آنکه لرزه‌نگاری‌های جدید صورت گیرد.

بررسی اطلاعات پتروفیزیکی

در این بخش اطلاعات به دست آمده از چاه نگاری‌ها بررسی می‌شود. داده‌ها ابتدا بررسی کیفی می‌شوند (لاگها[۴۱]، لیتولوژی[۴۲]، رس شناسی[۴۳] و ...) و سپس با اطلاعات وارده به نرم افزارها و تحلیل آن‌ها مقایسه می‌شود.

کنترل کیفی داده‌های چاه پیمایی (Logs)

برای کنترل کیفی داده‌های چاه پیمایی[۴۴] از نرم افزار Geolog استفاده می‌شود. این نرم افزار از نظر یکپارچگی[۴۵] و روایی[۴۶] داده‌ها را بررسی می‌کند و داده‌ها را بر این اساس در خروجی در دسترس کاربر قرار می‌دهد. داده‌های طاقدیس سازند[۴۷]، Casing Shoes، حداکثر دمای ثبت شده، فاصله بین سوراخ‌های شلیک[۴۸]، اطلاعات گل حفاری مانند مقاومت صافی گل و شوری آن، وزن گل حفاری، مقاومت کیک گل و ...، همچنین

[۴۱] Logs
[۴۲] Lithology
[۴۳] Clay Mineralogy
[۴۴] Logging
[۴۵] Integrity
[۴۶] Validity
[۴۷] Formation Tops
[۴۸] Perforation Interval

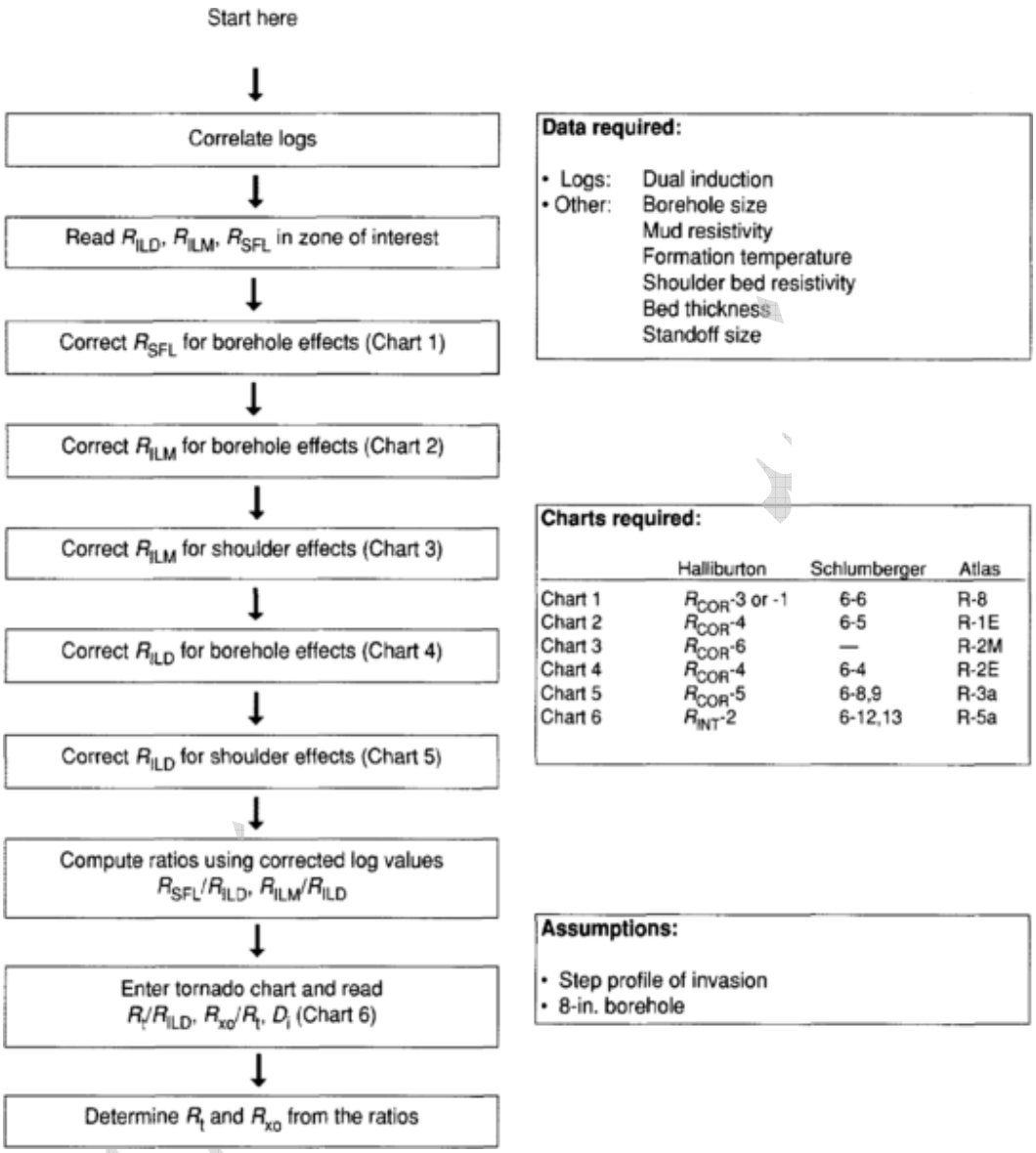
توصیف کنده‌های حفاری[۴۹] با توجه به اطلاعات حاصله از کنده‌ها، تصاویر چاه پیمایی، تست‌های فشار سازند مثل DST[۵۰] و PLT[۵۱] و نهایتا اطلاعات سیالات مخزنی را باید به عنوان ورودی به نرم افزار داد.

کنترل کیفی داده‌های چاه‌پیمایی برای هر شرکت جریان کاری[۵۲] مخصوص به خود را دارد. در زیر این روند برای مقدار صحیح مقاومت در لاگ Dual Induction که توسط شرکت‌های شلمبرژه[۵۳]، هالیبرتون[۵۴] و اطلس[۵۵] نمایش داده شده است، که روند یکسان است و تنها تفاوت در ضرایب تصحیح در هر شرکت است.

معمولا روند کنترل کیفی داده‌های چاه پیمایی بر قرار زیر است:

۱. انتقال داده‌های خام دیجیتالی یا آنالوگ به محیط پردازش لاگ (نرم افزاری مانند Geolog)
۲. نمایش تمامی داده‌های لاگ
۳. جمع‌آوری اطلاعات مربوط به لاگ‌ها
۴. ادغام لاگ‌ها در صورت نیاز
۵. ویرایش لاگ‌ها جهت حذف داده‌های بی‌اعتبار
۶. ویرایش تغییرات عمق
۷. اعمال تصحیحات محیطی

[۴۹] Cutting Description
[۵۰] Drill Stem Test (DST)
[۵۱]
[۵۲] Work Flow
[۵۳] Schlumberger
[۵۴] Halliburton
[۵۵] Atlas



شکل ۲۱- کنترل کیفی داده‌های چاه پیمایی

جمع‌آوری اطلاعات ارزیابی سازندی دارای زیر بخش‌های زیر است:

- Wire line logging suite
- Slim wire line tools
- Array induction
- Density tools
- Neutron tools

- Sonic tools
- Laterologs

از طرفی مشکلات و اتفاق‌های رخ داده در طول تهیه نگاره باید ذکر شود مانند گیرکردن رشته در سازندهای مختلف یا نبود اطلاعات در سازند خاصی. در شکل زیر جدول به صورت خلاصه عملیات چاه نگاری را بر روی مخزن چنگوله نشان داده است.

Run #	Tool string	Logged from (m MD RKB)	Logged to (m MD RKB)	Comments
1A	CCL-Coliding Tool, type 1	2589	-----	These 2 run logged in CHW-1(Original hole), firred on stuck drilling string before sidetrack.
1B	CCL-Coliding Tool, type 3	2541.86m	-----	
1A	BHC-PEX	2888.2	2730.1	First run in CHW-1 ST-1 after sidetrack
1A	DLT-NGS-GPIT-EMS-SP	2875	2730.1	GR to surface
2A	CBL-VDL-USIT-GR	3152.9	2700	
3B	CBL-VDL-CCL-GR	3288.1	3077.5	
4A	AIT-SSLT-GR	4029.5	3809.5	GR up to 2850m. Tools stopped at 4030m,TD 4122m
4B/4A	GPIT-CAL- LDT-CNL-GR	4009	3809.5	
5B	AIT-SSLT-GR	4112.7	3956	
5B/5C	USI-CBL-GPIT-GR	3809	3202.5	
5B	CAL-LDT-CNL-GR	4106.5	3941	
6C	SAIT-SSLT-GR	4269.8	3957	
6C	CAL-LDT-CNL-GR	4270	3965	
6D/6B/6A	GPIT-DLL-NGS-EMC	4263.9	3809.5	
6A	XPT-GR	3992.4	3842.6	Attempted to pressure test in 15 points, success to pressure tests in 4 points.
7B/7A	CCL-Colliding tool	-----	-----	Tool held up at 3078m, no able to pass.
7C/7A	CCL-FPIT	-----	-----	Tool held up at 3884m, no able to pass.
8A/8E	UBI-GPIT	4265	3809.8	
8B	XPT-GR	4201	3994.2	Attempted to pressure test in 30 points, 11 pressure tests failed (dry or lost seal)
8A	VSP	4265	1901.75	The data was acquired every 15.12m interval and followed by checkshots very 100m.
-----	MWD	2435	2601	

جدول ۶- اطلاعات عملیات چاه نگاری چنگوله

همانطور که مشاهده می‌شود، تمامی وسایل مورد استفاده نوشته شده است. عمق شروع نمودارگیری و عمق پایان آن و ملاحظات در هر قسمت نیز ارائه شده است.

مقایسه نمودارها با یکدیگر و بررسی نتایج یکی از اقدامات لازم است که چنانچه هر نموداری با نمودارهای دیگر پاسخ نزدیک به هم داده باشند نشان‌دهنده دقت بالاتر در نتایج است. به طور معمول از یک عامل را برای بررسی صحت بقیه عوامل استفاده می‌کنند که در تفسیر نتایج اولیه نیامده و در پایان مسیر برای برزیابی پاسخ‌ها استفاده می‌شود.

عددی کردن نمودارهای از دست رفته

یکی از فرآیندهای مهم در بررسی نتیج چاه پیمایی عددی نمودن نگاره‌های از دست رفته[۵۶] است. این مهم به این منظور است که Contractor قبل از قرارداد اگر با شرکت مطالعه کننده بر سر این موضوع که نگاره‌ها باید با هم برابرر داشته ئر در صورت نبود اطلاعات درست نگاره‌های جدید دریافت شود، نتیجتا طرف قرداد موظف به دادن این نگاره‌ها خواهد بود.

تغییر عمق

یکی از روش‌های ارزیابی چک کردن عمق نمودار گیری در دو چاه است. بعضا در دو چاه سازندهای مختلف که از عمق آن‌ها اطمینان بوجود آمده (از روش‌های دیگر مانند بررسی بالاآمده‌ها[۵۷] یا مطالعات زمین شناسی) اما در بررسی های چاه نگاری اعماق با هم مطابقت ندارد می‌توان این اعماق را یکپارچه نمود. به این صورت اطلاعات چاه‌ها از نظر عمق هم تحت کنترل قرار می‌گیرند.

محاسبات دیگر

نهایتا برای ارائه نتایج بعضی از اطلاعات استخراج نشده باقی می‌ماند که این‌ها را باید از محاسبت و فرمول‌های تجربی به دست آورد. بیشتر این اطلاعات را می‌توان از نتایج حاصل از بخش پتروفیزیک به دست آورد.

---

[۵۶] Digitizing Missing Logs

[۵۷] Cuttings

تصحیحات محیطی

نکته قابل توجه در بررسی‌های چاه نگاری شرایط محیطی است. شرایط محیطی بر logهای Density، Neutron، Resistivity و GR موثر است که برای تصحیح این شرایط شرکت‌های مختلف ضرایب متفاوت ارائه کرده اند. مسائلی همچون میزان شوری آب، دمای محیط، جداری دیواره و ... بر روی پاسخ دستگاهها موثر است نتیجتا ضریب تصحیح باید به نتایج داده شود. این ضریب تصحیح بر اساس شرایط هر چاه متفاوت است که باید در جداول مخصوص آورده شود. این اطلاعات به صورت الگوریتم‌های صحیح نیز موجود است.

تفسیر عددی نگاره‌ها

نهایتا هدف اساسی از بررسی‌های چاه‌نگاری به دست آوردن درصد هر ماده معدنی در مخزن[۵۸]، تخلخل محیط، اشباع آب است. در این بررسی تعدادی ورودی خواهیم داشت که این ورودی‌ها خود دارای میزانی عدم قطعیت هستند. برای هر مدل پتروفیزیکی باید محدودیت‌ها و ضرایب احتمالاتی تعریف شود.

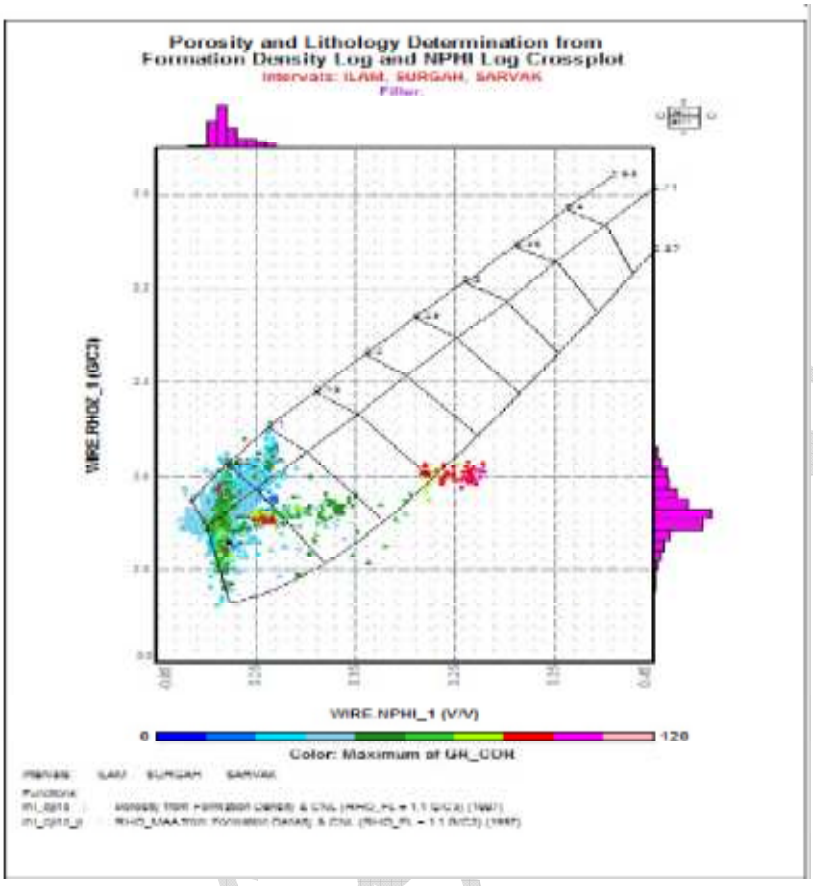
نتایج برای تحلیل زمین شناسی و بررسی کانی شناسی[۵۹] در نمودارهای چگالی-نوترون و یا صوتی-نوترون بیان میگردد. تفسیر این نمودارها به هیچ وجه کار ساده‌ای نیست چراکه بسیاری از ترکیب‌ها پاسخ‌هایی مثل هم می‌دهند مانند شیل[۶۰] و دولومیت[۶۱]. در زیر نمونه ای از این نمودار آورده شده است.

شکل ۲۳ نشان‌دهنده لاگ چگالی در برابر لاگ نوترون در مخزن چنگوله است. طبق اطلاعات به دست آمده از نمودارها و بالا آمده‌ها، تخلخل به نشان‌دهنده دو نوع سنگ Limestone و Dolomite است.

تعیین توان اشباع در معادله آرچی (Archie) که توان n[۶۲] را به‌دست می‌آورد، از داده های SCAL[۶۳]، به عنوان شاخصی برای مقاومت نسبت به میزان اشباع آب اهمیت فراوانی دارد. ضریب دیگر که حائز اهمیت است، ضریب سیمانی شدن[۶۴] است. این مقدار برای سنگ های مختلف متفاوت است و به طور معمول در محدوده ۱/۸ تا ۲ در

---

[۵۸] Mineralogy Percent
[۵۹] Mineralogy
[۶۰] Shale
[۶۱] Dolomite
[۶۲] n Exponent
[۶۳] Special Core Analysis
[۶۴] m Factor

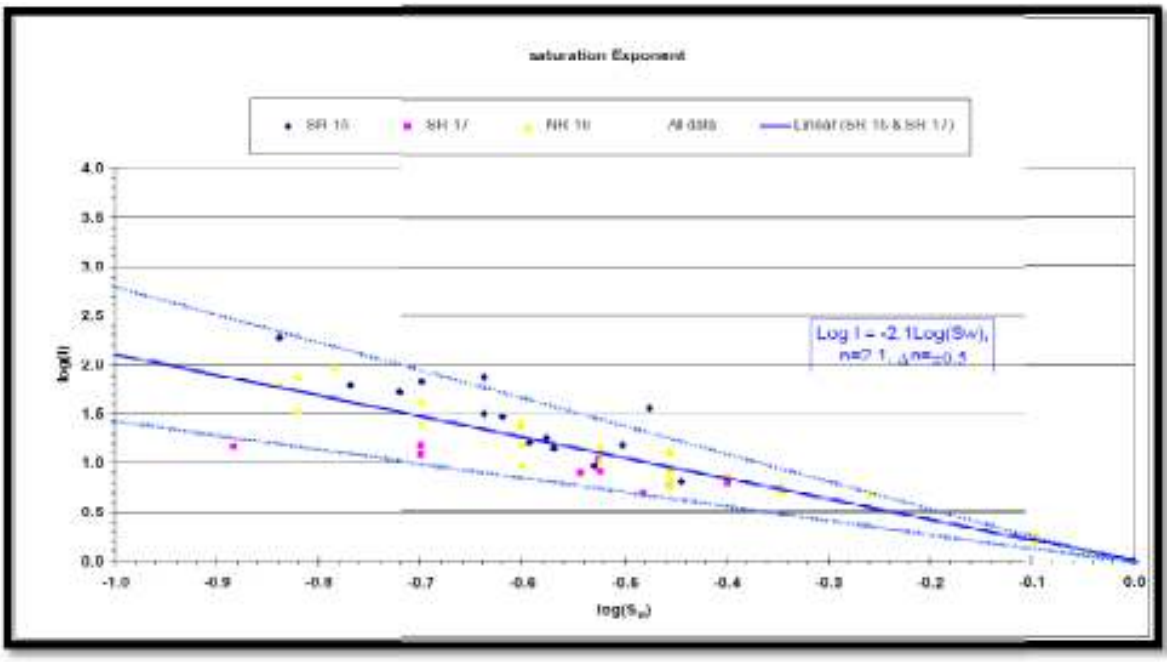


شکل ۲۲- لاگ چگالی بر حسب لاگ نوترون

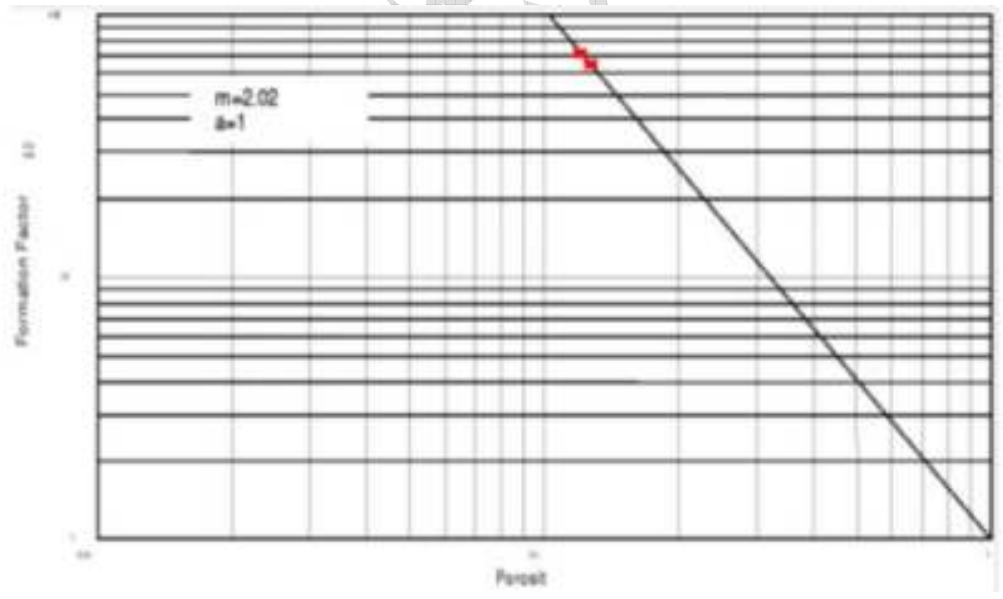
نظر گرفته می‌شود که در صورت نبود اطلاعات این مقدار ۲ در نظر گرفته می‌گیرد. باتوجه به فشار و دما همچنین نمودار ضریب سازند[۶۵] بر حسب تخلخل[۶۶] به صورت log-log شیب خط مستقیم حاصله است. در زیر نحوه تهیه این اطلاعات بر اساس نمودارها برای دو مخزن سروش و چنگوله آورده شده است.

[۶۵] Formation Factor

[۶۶] Porosity



شکل ۲۳- محاسبه توان اشباع



شکل ۲۴- محاسبه ضریب سیمانی شدن

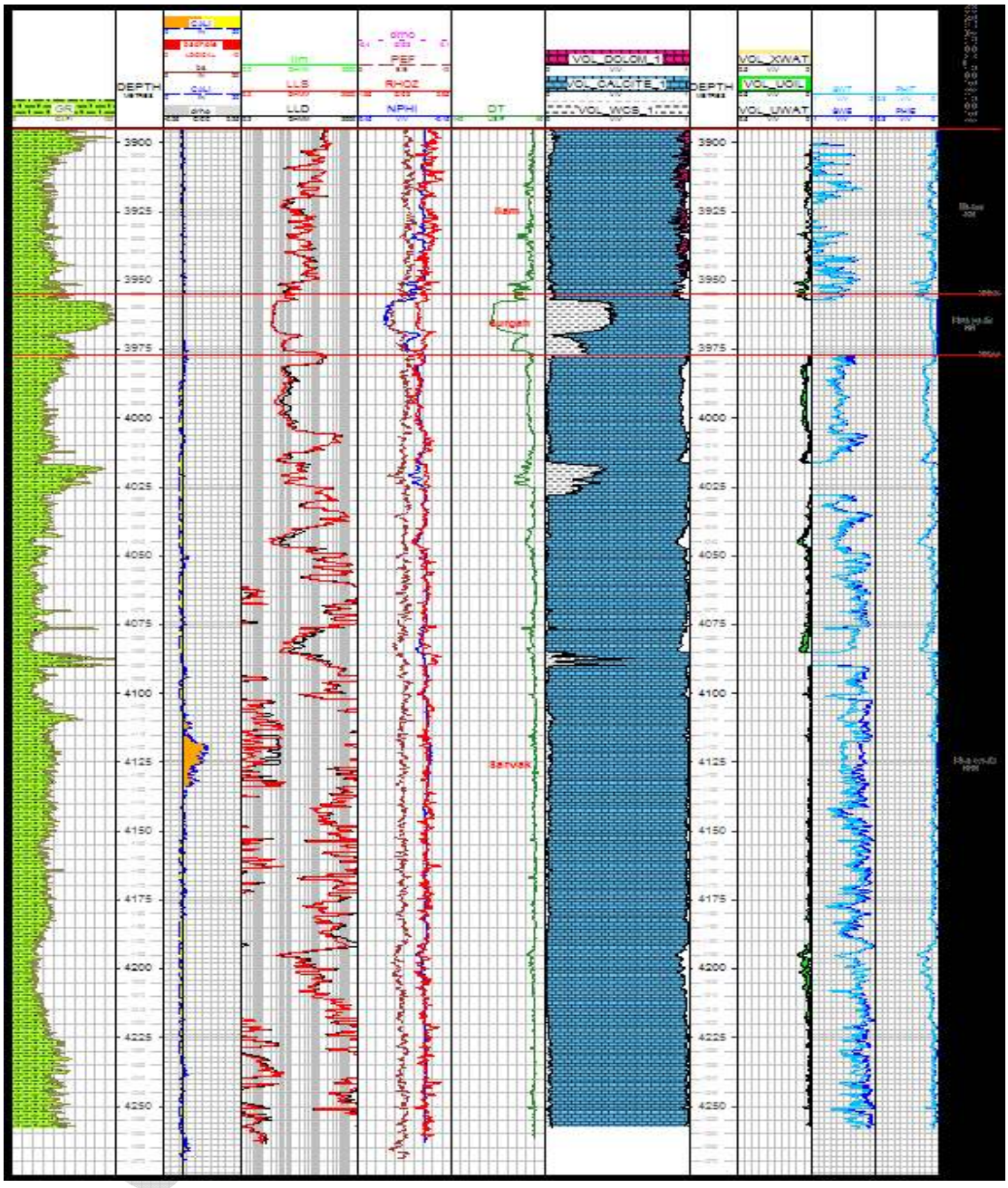
قدم بعدی تعیین مقادیر مقاومت در سیالات سازندی است. Rw از معادله معروف آرچی[۶۷] تعیین می‌گردد، معرف مقاومت آب سازندی است که به دما و میزان شوری بستگی دارد. همچنین اشباع نفت که از دیگر فاکتورهای مهم و مؤثر است نیز از آنالیزهای مختلف (مانند CPI و ...) به دست آورده می‌شود. توجه شود این اطلاعاتی است که از پتروفیزیک تهیه می‌شود و این اطلاعات باید از منابع دیگری هم استحصال گردند. جدول زیر نمونه ای از میانگین اطلاعات حاصله از پتروفیزیک است. همچنین اطلاعات اولیه پترو فیزیک در چنگوله آمده است.

CG-W-01 well pay summary								
Zone	DEPTH	GROSS	NET	NET/GROSS	PHIE_AV	SWE_AV	SH_AV	VOL_WCS
IL-1	3891	13	13	1	0.007	0.784	0.216	0.067
IL-2	3904	30	30	1	0.024	0.776	0.224	0.029
IL-3	3934	23	23	1	0.037	0.636	0.364	0.04
Surgah	3957	20	20	1	0.001	0.95	0.05	0.345
U_Sar-1	3977	3	3	1	0.016	0.415	0.585	0.05
U_Sar-2	3980	36	36	1	0.048	0.566	0.434	0.026
U_Sar-3	4016	12	12	1	0.003	1	0	0.278
U_Sar-4	4028	44	44	1	0.026	0.424	0.576	0.017
U_Sar-5	4072	18	18	1	0.034	0.344	0.656	0.078
U_Sar-6	4090	94	94	1	0.015	0.243	0.757	0.029
U_Sar-7	4184	42	42	1	0.034	0.268	0.732	0.017
U_Sar-8	4226	86	86	1	0.012	0.122	0.878	0.04

جدول ۷- میانگین داده‌های به دست آمده از پتروفیزیک

یکی از روش‌های مرسوم برای به نمایش درآوردن داده‌های پتروفیزیکی، نمایش دو لاگ (نوترون و چگالی) بر روی یک نمودار است. این کار اطلاعات بیشتری را نسبت به زمانی که هر کدام جداگانه بررسی شود نمایان می‌کند. هر کدام از نمودارها بر روی یکی از محورهای مختصات واقع شده و اعداد در عمق‌های برابر را بر روی آن نمایش می‌دهند. نهایتا نموداری مانند شکل ۲۳ حاصل خواهد شد. نقاط بر روی نمودار نمایان گر ترکیبات سنگ است و

[۶۷] Archie



شکل ۲۵- نتایج تفسیر داده های پتروفیزیک

اطلاعاتی دیگری مانند میزان شیل یا تخلخل را مبتنی بر روند نمودار[۶۸] نشان می‌دهد. هر نقطه بر روی نمودار بیانگر یک ماده معدنی خالص[۶۹] است. قدرت تفکیک بستگی به عدم وابستگی و منحصر به فرد بودن پاسخ‌های لاگ‌ها نسبت به سنگ است. همانطور که اشاره شد نقاط نماینده لیتولوژی هستند در حالی که خطوط پاسخ جواب هم زمان دو نمودار در یک بازه به متغیرهایی مانند تخلخل یا نسبت یک مینرال به دیگران است. شکل زیر نمودار چگالی بر حسب در لایه سروک مخزن چنگوله است که همانطور که مشاهده می‌شود میزان تخلخل در نمودار آورده شده است.

مشخص نمودن سطح تماس سیالات (Fluid Contact)

یکی از مسائل با عدم قطعیت بالا و تاثیر گذار در محاسبه میزان اولیه نفت و گاز درجا و پایه‌ی محاسبات اقتصادی تعیین دقیق سطح تماس سیالات مخزنی (نفت- آب، نفت-گاز) است. مهم ترین منبع استحصال این عمق دقیق نمودار اشباع[۷۰]، که از ارزیابی های پتروفیزیک تهیه می‌شود، است.

DST از مهمترین تست های دربرگیرنده این مسئله است چراکه این تست در تمامی مخازن در ابتدای کار گرفته خواهد شد. همچنین تحلیل داده‌های پتروفیزیکی نیز در این محاسبه کمک کننده‌اند. برای مثال لاگ‌های مقاومتی می‌توانند راهنمایی خوبی باشند چراکه در صورت عدم مشاهده ی آب تا عمق زیادی باید این مدنظر قرار گیرد که داده‌های دیگر شاید کاملا صحیح نبوده و اطلاعات تکمیلی جمع‌آوری شود.

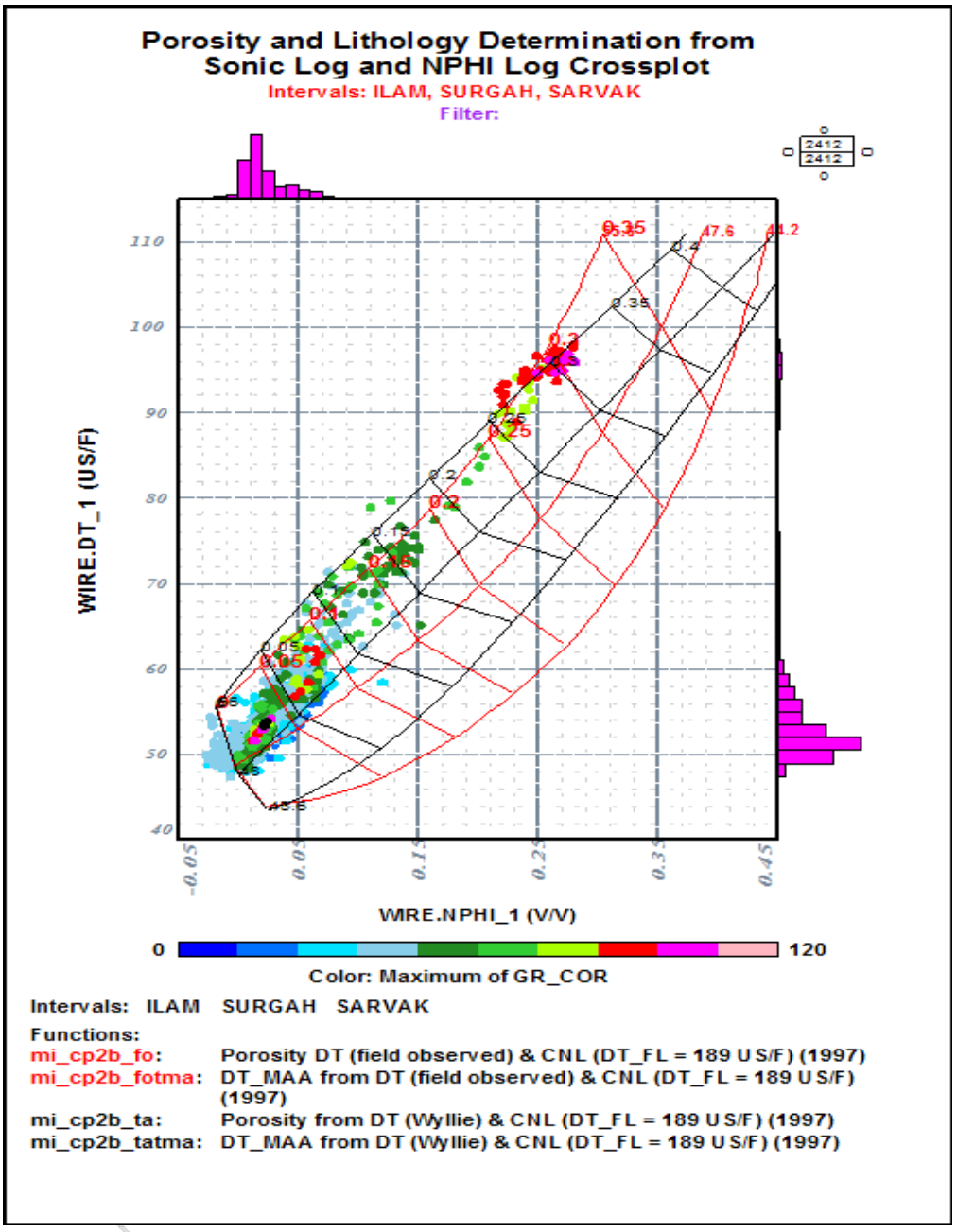
معمولا هنگامی که این داده دقیق به دست نمی‌آید (که مسئله رایجی در صنعت است)، از عبارت Oil/Gas Down To که آخرین جایی است که نفت یا گاز دیده شده است، استفاده می‌گردد.

---

[۶۸] Trend

[۶۹] Mineral

[۷۰] Saturation Profile



شکل ۲۶- نمودار Density vs. Neutron

بررسی داده‌های زمین شناسی

زمین شناسی منطقه‌ای

بررسی زمین شناسی Stratigraphy، Sedimentology، Structural Geology، Faults و Petroleum System را در بر می‌گیرد. مطالعات چینه شناسی[۷۱] از یک طرف مبتنی بر شناخت توالی طبقات رسوبی در زمانهای مختلف زمین شناسی به منظور پی بردن به تاریخ حوادث زمین و تکامل موجودات بوده ، از طرف دیگر تغییرات جانبی رخساره‌ها در مکانهای مختلف را بررسی می‌نماید که به وسیله آن با وضع جغرافیایی گذشته زمین در هر زمان آشنا می‌شویم. چینه نگاری اکتشافی که در این بحث مد نظر ما است روشی است که در آن با استفاده از چینه شناسی افق‌های مربوط به ذخایر اقتصادی نظیر نفت ، گاز طبیعی و معادن مختلف را کشف می‌نمایند.

مهمترین کاربرد رسوب شناسی[۷۲] در ارتباط با اکتشاف منابع طبیعی از قبیل نفت و گاز می‌باشد. در گذشته بیشتر کمپانیهای نفتی برای کشف مخازن در جستجوی تاقدیسها بودند، اما با پیشرفت زمان به این نتیجه رسیدند که علاوه بر نفتگیرهای ساختمانی ، نفتگیرهای چینه شناسی نیز از اهمیت خاصی برخوردار است. زیرا در این گونه نفتگیرها سنگهای با تخلخل و نفوذپذیری زیاد به طور جانبی و عمودی به سنگهای با نفوذپذیری کم تبدیل می‌شوند و از حرکت نفت و گاز به طرف بالا جلوگیری می‌کنند.

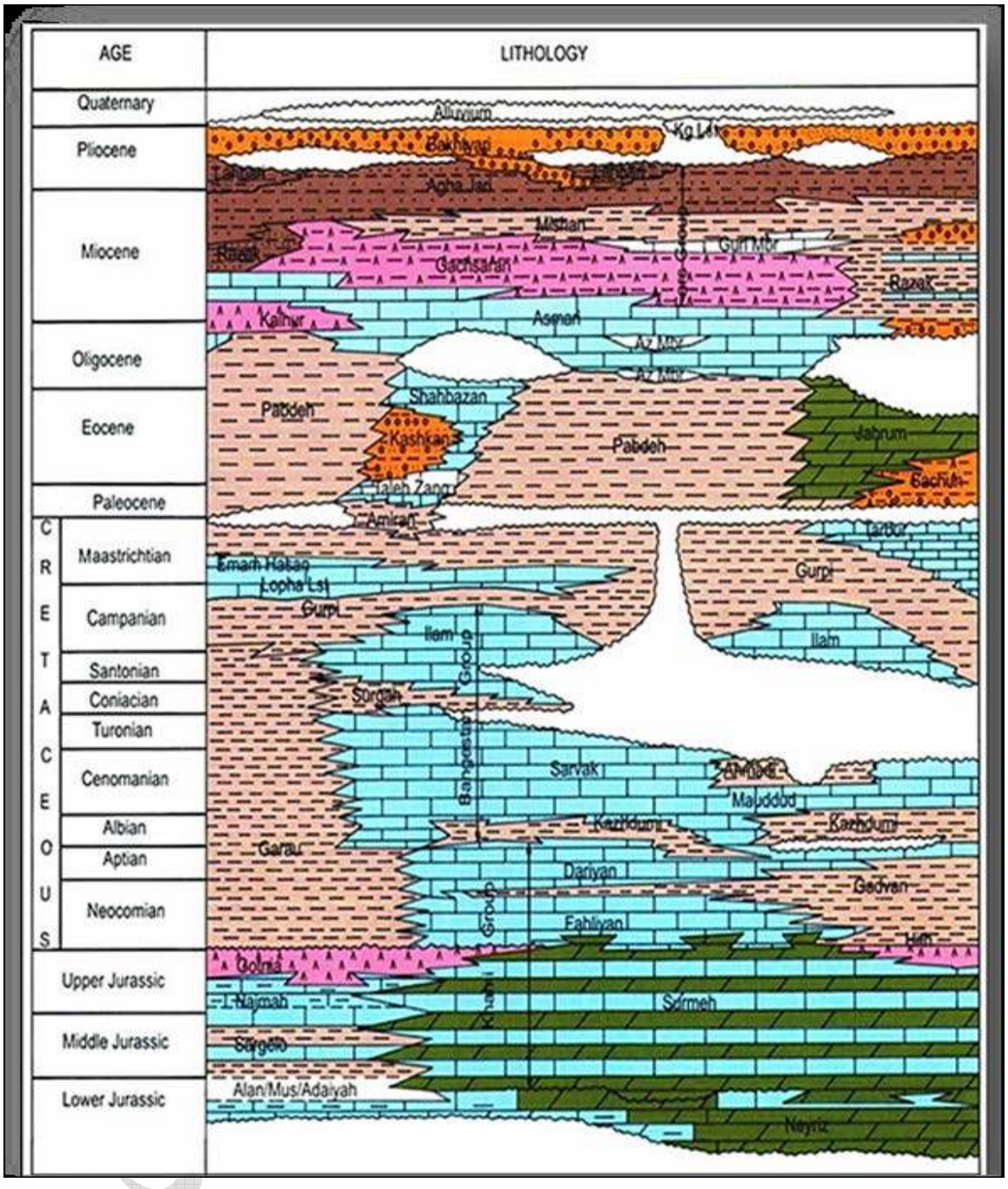
در بررسی زمین شناسی ساختمانی[۷۳] بررسی بر اساس وضعیت هندسی (انواع چین‌ها ، گسل ، درزه‌ها و ...)، بررسی از نقطه نظر سینماتیکی (نحوه حرکات پوسته زمین و چگونگی تشکیل ساختمانهای مختلف)، بررسی

---

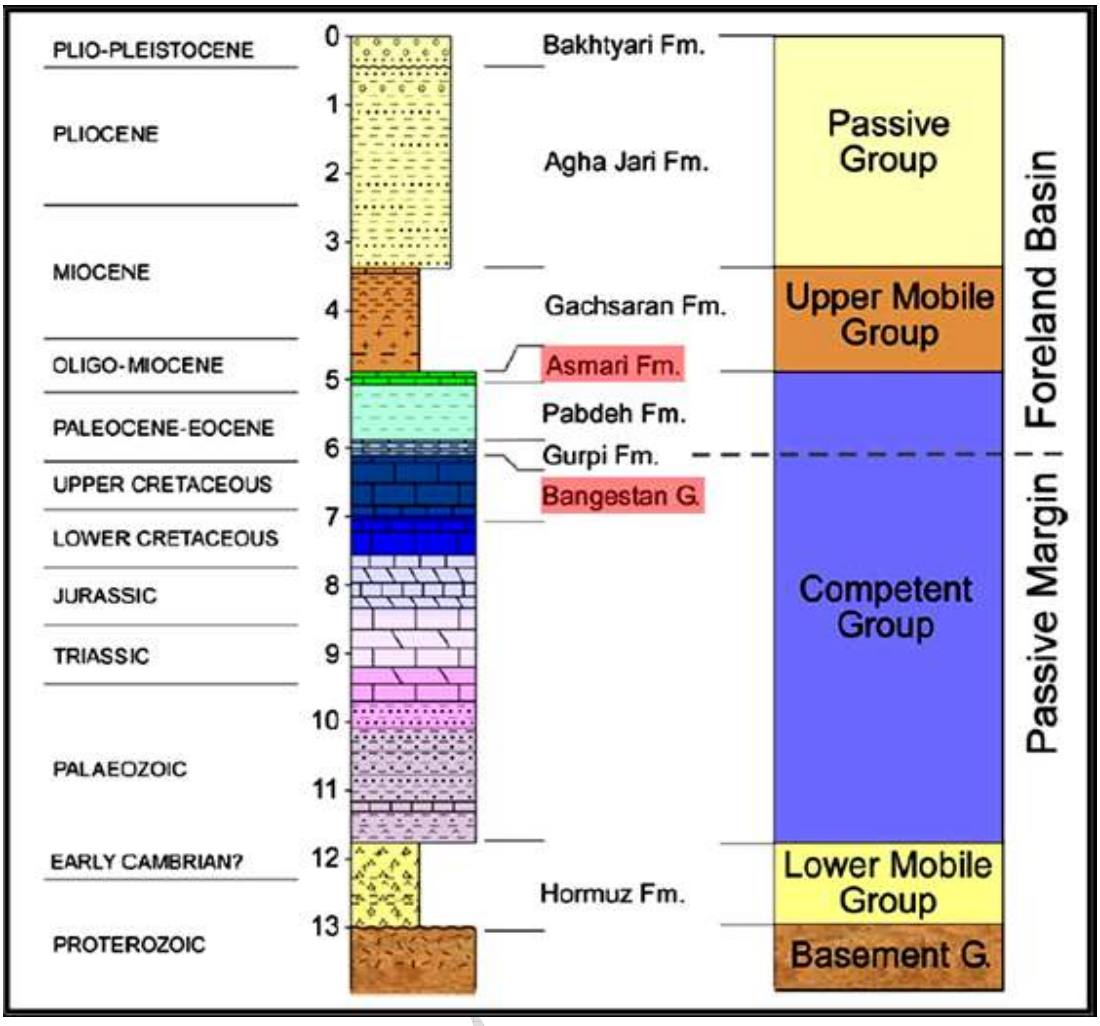
[۷۱][۷۱] Stratigraphy

[۷۲] Sedimentology

[۷۳] Structural Geology



شکل ۲۷- موقعیت چنگوله از نظر چینه شناسی



شکل ۲۸- شکل ساده چینه شناسی

تاریخی، بررسی از نظر دینامیکی (رابطه نیروهای موثر بر سنگهای زمین و ساختمانهای حاصله ناشی از آنها) و زیر مجموعه ای که برای بحث منابع هیدروکربنی مهم است، زمین شناسی اقتصادی است که بسیاری از مواد معدنی به صورت رگه در امتداد گسلها و شکستگیهای موجود در منطقه تشکیل می‌گردد و یا نفت و گاز طبیعی بیشتر در ساختهای خاص زمین شناسی جمع می‌شوند که برای شناخت این ساختها و استفاده بهینه از مخازن موجود آگاهی از مشخصات تکتونیکی و ساختمانی منطقه لازم است.

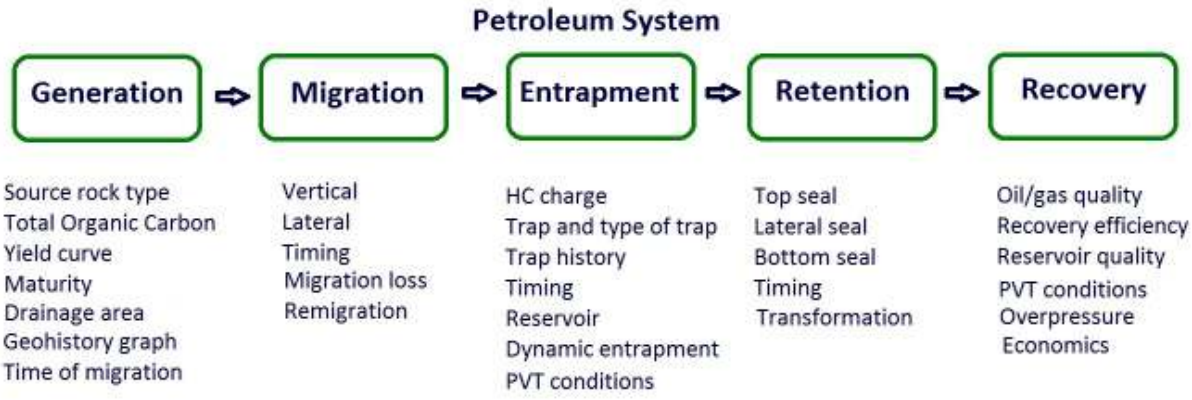
	Facies	Sediment Type	Sedimentary Structures	Thickness	Oil Show
1	Estuary channel	Unconsolidated Fine to medium Sst. Moderately sorted, Sub-rounded	-Fining upward -Basal sharp/erosive contact (scour surface) -Feint cross bedding	Up to 3 m	Heavily oil saturated
2	Mud flat/bay	Dark gray to gray Sandy/silty claystone & claystone	-Abundant plant remains & amber -Tidal bundles, wavy and flaser bedding	0.1 – 2.5 m	----------
3	Sand flat	Fine Sst. Well-sorted, Sub-rounded	-Fining upward -Plant remains and amber -Massive with no visual sedimentary	0.2 – 1.5 m	Oil saturated
4	Sand bar.	Fine to very fine Sst Well-sorted, Sub-rounded to rounded	-Coarsening upward	Up to 0.6 m	Oil saturated
5	Sand flat/mud flat alternation	Lamination between fine to very fine Sst./siltstone and carbonaceous shale	-Abundant plant remains and amber specially among the shale laminae -Presence of Marine trace fossils	Up to 2 m	At some places saturated by oil
6	Marine influenced mud flat/shore face	Light gray to gray, Bioturbated silty claystone to claystone	-Bioturbation is common-Sparse plant remains & amber -Flaser & wavy bedding	Up to 1.5 m	----------
7	Marine influenced sand flat/shore face	Grayish green, heavily bioturbated sandy dolomudstone & bioturbated fine Sst.	-Heavily bioturbated -Presence of Marine trace fossils -Glauconite bearing	0.5 – 1 m	At some places saturated by oil
8	Restricted bay/marsh	Dark gray to gray carbonaceous shale & thin layers of coal.	-Abundant plant remains, amber and root -Presence of thin layers of coal	0.1 – 0.5 m	----------

جدول ۸- بررسی رخساره‌ها در میدان سروش

مطالعات گسل‌ها[۷۴] از دیگر مسائل مورد بررسی در زمین شناسی است. گسل‌ها اهمیت فراوانی در تولید نفت و به خصوص عملیات‌های حفاری دارد. زدن یک چاه در گسل به اشتباه می‌تواند ضرر هنگفتی به پروژه وارد آورد لذا این مطالعات باید به صورت دقیق با توجه به هزینه های بالای حفاری انجام شود. سیستم نفتی[۷۵] یک بررسی چهار بعدی از نظر عمدتا زمین شیمی است که البته بسیار پر هزینه و زمان بر است. این بررسی کمتر صورت می‌گیرد اما بسیار می‌تواند در شناخت محیط زیر زمین و مخازن کشف نشده یا کاملا کشف نشده کمک کند. به طور معمول تمامی مطالعات در مرحله نهایی این سیستم یعنی بازیافت نفت است. نودار زیر این پنج مرحله را به اختصار معرفی نموده است.

[۷۴] Fault Study

[۷۵] Petroleum System



شکل ۲۹- سیستم نفتی

ابتدا وضعیت دقیق جغرافیایی منطقه و محل قرار گیری مخزن یا میدان بیان می‌گردد. بعضا اطلاعاتی از مناطق اطراف که کمک کننده‌اند نیز آورده می‌شوند که ذکر مکان دقیق اطلاعات دیگر نیز حائز اهمیت است. نهایتا اطلاعات شرکت تامین کننده و نبود اطلاعات (که البته در فصول قبلی بیان شده است) ذکر می‌شود تا میزان قطعیت تحلیل‌ها مشخص گردد.

نتیجه گیری فصل

فصل اخیر وظیفه جمع‌آوری و بررسی داده‌ها را بر عهده داشت. این داده‌ها اطلاعات پتروفیزیکی، ژئوفیزیکی و زمین شناسی بوده‌اند که اولین اطلاعات و ساده‌ترین آن‌ها برای شروع مدلسازی و شبیه سازی فصول بعد است. داده‌های ضعیف یا ناکافی تمامی بررسی‌های بعدی را تحت الشعاع خود قرار داده و نتایج را به دور از واقعیت، بیشتر یا کمتر از حقیقت خود، تخمین می‌زند. پس باید این قسمت از تهیه MDP با دقت بسیار زیاد انجام شود.

شرکت‌های تهیه کننده MDP در ایران عمده اطلاعات خود را از شرکت ملی نفت دریافت می‌کنند و در صورت نیاز اطلاعات دیگری را با هزینه‌های پیش بینی شده در قرارداد یا خود به دست می‌آورند و یا شرکت‌های

اصلی طرف قرارداد با شرکت ملی نفت در اختیار آن‌ها قرارد می‌دهد. نهایتا این اطلاعات باید راستی آزمایی[۷۶] شود و داده‌های سره و ناسره از هم تفکیک شوند. شرکت باید هنر حذف داده‌های اضافی را همچنین داشته باشد.

در این فصل، جدول زیر به عنوان منبعی برای تعیین مطابقت اطلاعات برنامه جامع مخزن استخراج شده است.

		سطح اطلاعات داده شده					
ردیف	**پارامتر مطرح شده**	**دارد**	**بسیار خوب**	**خوب**	**متوسط**	**ضعیف**	
۱	تهیه لیست داده‌های مورد بررسی						
۲	تهیه لیست داده‌های در دسترس و خارج از دسترس						
	۲-۱ مشخص نمودن داده‌هایی که باید برداشت شوند						
	۲-۲ تعیین منبع داده‌ها						
	۲-۳ داده‌های ژئوفیزیک						
	۲-۴ داده‌های پتروفیزیک						
	۲-۵ داده‌های حفاری و زمین شناسی						
	۲-۶ داده‌های مهندسی مخزن						
۳	بررسی اطلاعات ژئوفیزیک (لرزه‌نگاری (Seismic))						
	۳-۱ بررسی داده‌های Seismic و کنترل کیفی QC						
	۳-۲ بررسی کیفیت زمان برداشت						
	۳-۳ کالیبراسیون چاه به لرزه‌نگاری						
	۳-۴ بررسی گسل‌ها و افق‌های مخزنی						
	۳-۵ چک کردن آنالیز سرعت						
	۳-۶ چک کردن تغییرات عمق						
	۳-۷ وارونگی لرزه‌نگاری						
	۳-۸ نتایج بررسی ژئوفیزیک						
۴	اطلاعات پتروفیزیک						

[۷۶] Validation

		نمودارها (Logs)							
	۱-۴	۱-۱-۴	نام لاگ‌ها						
		۲-۱-۴	تعداد و عمق						
		۳-۱-۴	گزارش مختصر (جدول) عملیات چاه‌نگاری						
	۲-۴	کنترل کیفی داده‌ها (بیان نرم افزار مورد استفاده)							
	۳-۴	عددی کردن نمودارهای از دست رفته							
	۴-۴	بررسی تغییر عمق چاه‌ها							
	۵-۴	تصحیحات محیطی							
	۶-۴	تفسیر عددی نگاره‌ها							
		۱-۶-۴	n Exponent						
		۲-۶-۴	m Factor						
		۳-۶-۴	تخلخل						
		۴-۶-۴	Rw مقاومت آب						
	۷-۴	جداول میانگین داده‌های پتروفیزیکی							
	۸-۴	نمودار نتایج داده‌های پتروفیزیکی و تفسیر آن							
	۹-۴	نمودارهای Cross Plot (مانند Dens. vs. Neut.) و تحلیل آن							
	۴-۱۰	مشخص نمودن مکان ارتباط سیالات (Fluid Contacts)							
۵		اطلاعات زمین شناسی							
	۵-۱	بررسی‌های چینه شناسی							
	۵-۲	بررسی‌های رسوب شناسی							
	۵-۳	بررسی‌های زمین شناسی ساختمانی							
	۵-۴	مطالعات گسل‌ها							
	۵-۵	سیستم‌های نفتی (اختیاری)							

جدول۹ - چک لیست فصل

بخش سوم

تحلیل و مدلسازی زمین شناسی

نسخه ی پیش پرس

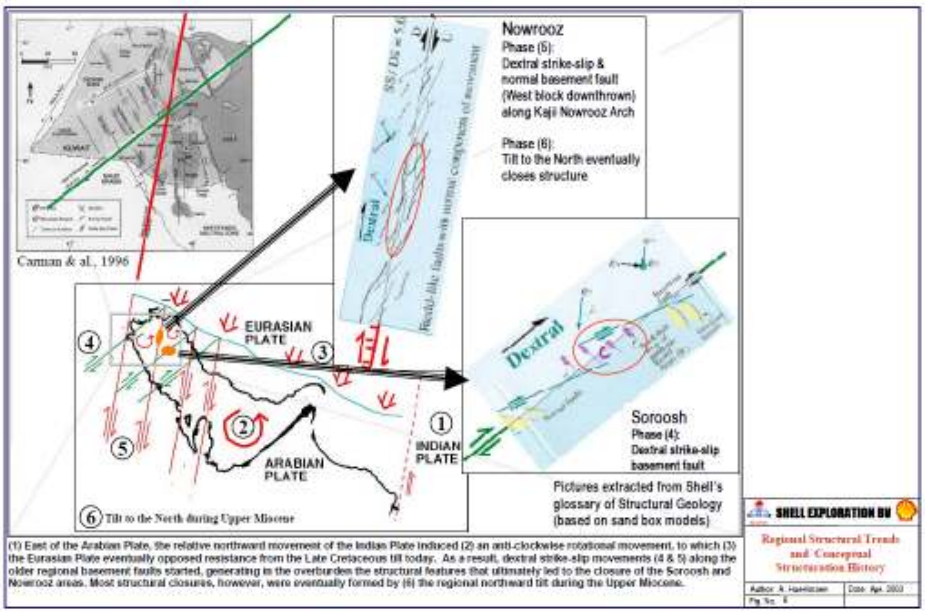
تحلیل و مدلسازی زمین شناسی

تحلیل ساختمانی

مطالعه زمین شناسی ساختمانی و ساختمان‌های احتمالی در هر سازند در این بخش صورت می‌گیرد که از گزارش‌های مربوطه، عکس‌ها و تفسیر داده‌های لرزه‌نگاری حاصل می‌شود. به جرأت می‌توان مهم ترین اطلاعات حاصله این بخش را نقشه‌های UGC نام برد. نقشه کنتور تراز زیر زمینی[۷۷] (نقشه توپوگرافی[۷۸]) نمایش دهنده سه بعدی اطلاعات زمین بر روی سطح یک بعدی به وسیله خطوط تراز[۷۹] هستند. در صورت این که این نقشه قبلا تهیه شده باشد چک کردن دوباره با تفاسیر لرزه‌نگاری و مقایسه با تحلیل‌های قبلی زمین ساختار لازم است. این نقشه‌ها همواره باید همواره به روز باشند. نهایتا در این بررسی شبکه شکاف و گسل‌های موجود به دست می‌آید. در بیشتر مخازن ایران با توجه به ماهیت شکافدار بودن با سیستم شکاف و گسل[۸۰] مواجه هستیم. تمامی ساختارهای اصلی و فرعی در این گزارش باید ذکر و نقش هرکدام در سیستم بررسی می‌شود.

در ادامه بیان نتایج کلی از آنالیزهای زمین ساختاری به همراه توضیحات و تصاویر آورده می‌شود. نمونه‌ای از این بحث در برنامه جامع میدان سروش به صورت زیر است. این شکل خلاصه ای از بررسی ساختاری زمین شناسی منطقه را نشان می‌دهد. حرکات تکتونیکی و جابجایی‌های مؤثر طبق گفته‌های قبل در شش فاز توضیح داده شده است.

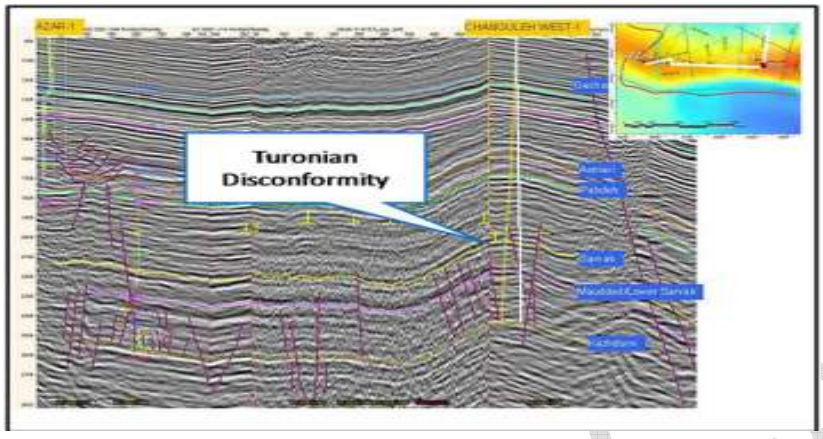
[۷۷] Underground Contour Map (UGC Maps)
[۷۸] Topographic Map
[۷۹] Contour Line
[۸۰] Multiple Fracturing and Faulting Systems (MFF)



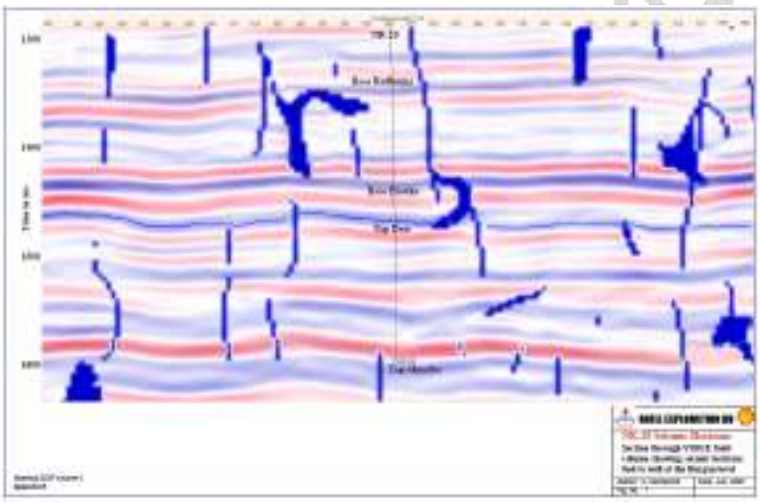
شکل ۳۰- بررسی ساختمانی میدان سروش

تحلیل گسل‌ها

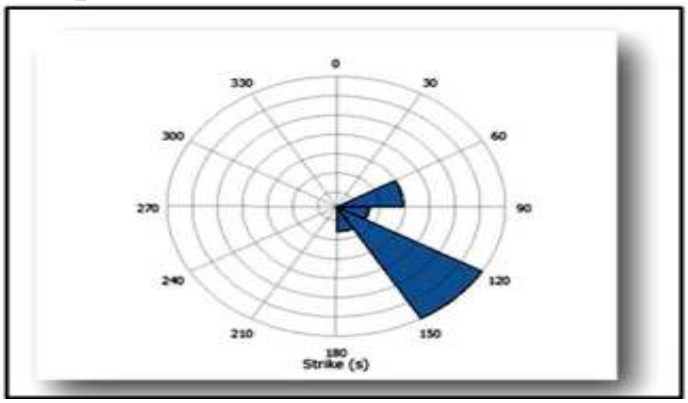
اصلی ترین داده اولیه بررسی گسل، اطلاعات و تفاسیر مبتنی بر لرزه‌نگاری می‌باشد. این اطلاعات همچنین به عنوان اولین داده‌های در دسترس برای بررسی است. این بررسی‌ها توسط متخصصین، منتج به اعلام تعداد گسل‌ها، مکان آن‌ها و نحوه شکل‌گیری و قرارگیری است. در مخزن چنگوله حداقل نه گسل و در میدان سروش در عمق کم تنها یک مجموعه گسل توسط لرزه‌نگاری دیده شده است. جهت دهی هر گسل یا مجموعه آن‌ها از نکات دیگر قابل ذکر است.



شکل ۳۱- تحلیل لرزه‌نگاری



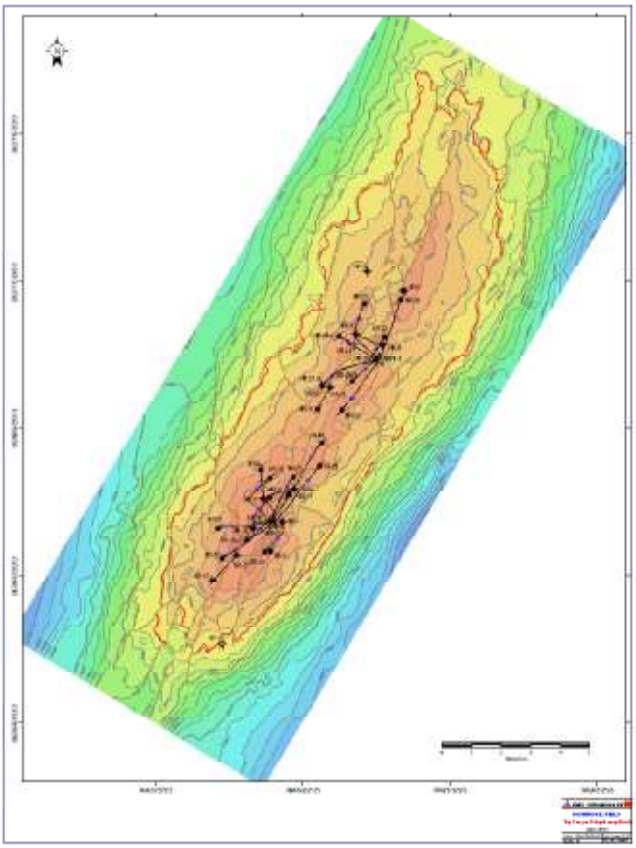
شکل ۳۲- نمایش جهت‌های اصلی یک گسل



شکل ۳۳- نمایش گسل با توجه به لرزه‌نگاری (خط آبی)

Name	Type	Length [m]	Strike [deg]
F1	Normal	2102	65
F2	Normal	2260	129
F3	Normal	854	70
F4	Normal	5093	137
F5	Normal	13450	124
F6	Normal	4853	154
F7	Normal	3826	127
F8	Normal	5424	101
F9	Normal	7425	123

جدول ۱۰- طول و جهت گسل‌ها



شکل ۳۴- نقشه نهایی عمق برگن B (Burgan B Depth Map)

تحلیل شبکه شکاف

ارزیابی شکاف روش‌های گوناگونی دارد که می‌توان در کتب مرجع به آن‌ها دست پیدا کرد. به عنوان نمونه از نمودارهایی مانند پتانسیل خودزا[۸۱]، اشعه گاما[۸۲]، قطر سنج[۸۳]، مقاومتی[۸۴]، شیب سنج[۸۵] و نمودارهای تخلخل و ... می‌تواند جهت ارزیابی شبکه شکاف بهره برد. بررسی شبکه شکاف در دو زیر مجموعه تحلیلی ایستا داده‌های شکاف[۸۶] و تحلیلی پویا داده‌های شکاف[۸۷] تقسیم بندی می‌شود. در تحلیل ایستا اطلاعات زمین شناسی و توصیف[۸۸] مد نظر است در حالیکه در بررسی دینامیک حرکت سیال درون شکاف‌ها مد نظر است. این روش‌ها نهایتا تاثیر شبکه شکاف بر کیفیت مخزن و میزان برداشت از آن را تعیین می‌کند.

تحلیل ایستای شکستگی‌ها

نمودار UBI در این بررسی کمک کننده است. نمودار UBI یا تصویر ساز مافوق صوت چاه[۸۹]، توانایی تحلیل شکاف‌ها و رژیم استرس و انجام مطالعات ثبت چاه با استفاده از تصویر با پوشش صد درصدی چاه را دارد. در این نمودار تحلیل‌ها تحت تاثیر نوع گل نیست و توانایی عکسبرداری آن در گل‌های پایه روغنی که هدایت الکتریکی ندارند[۹۰] به حداکثر خود می‌رسد. این لاگ نوع شکاف، شدت شکستگی (تعداد شکستگی به طول نمونه مورد بررسی) و گرایش[۹۱] را مشخص می‌کند. مواردی که بر لاگ UBI تأثیرگذارند باید در نظر گرفته شوند که عبارتند از: سرعت گل، سرعت نمودارگیری و GPIT[۹۲].

---

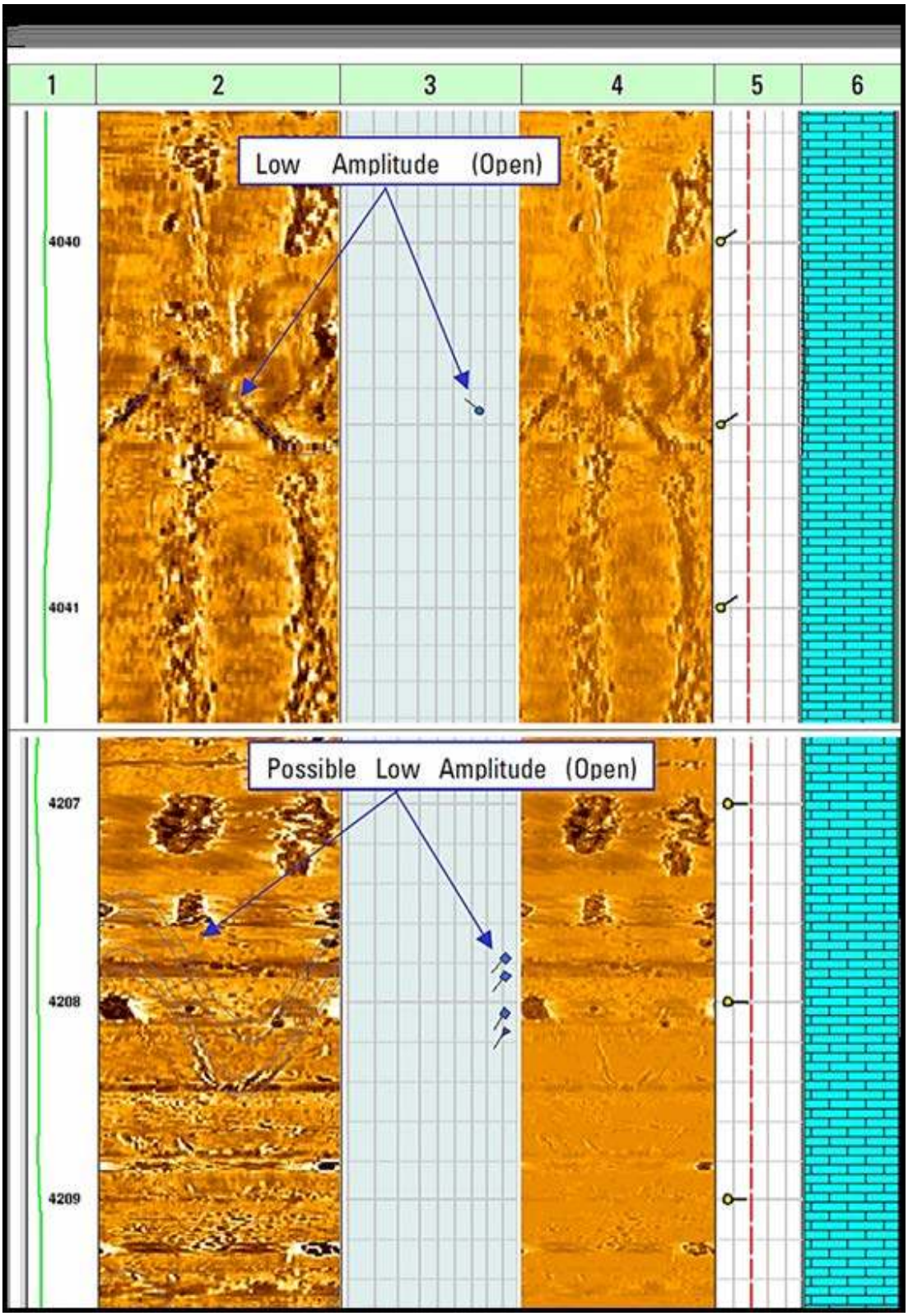
[۸۱] Spantaneus Potential (SP)
[۸۲] Gamma Ray
[۸۳] Caliper
[۸۴] Resistive
[۸۵] Dipmeter
[۸۶] Static Fracture Data Analysis
[۸۷] Dynamic Fracture Data Analysis
[۸۸] Reservoir Description
[۸۹] Ultrasonic Borehole Imager (UBI)
[۹۰] Nonconductive
[۹۱] Orientation
[۹۲] General Purpose Inclinometer Tool

Ultra Borehole Imager مهمترین وظیفه‌اش ارزیابی توزیع شکاف‌ها است. به علاوه استرس درجا ایجاد شده توسط Shape دهانه چاه و شرایط آن نیز به جزییات حاصل می‌گردد. نهایتا طبق UBI مکان شکاف‌ها و شبکه آن و نوع شکاف (باز، نیمه باز، بسته و تارمویی (نازک)) و تعداد هرکدام، جهت‌گیری آن‌ها به دست می‌آید. شکاف‌های بزرگتر جداسازی شده تا در عملیات حفاری استفاده گردند. همچنین توزیع استرس از دیگر پارامترهای اندازه‌گیری است که بر شرایط حفاری مؤثر خواهد بود.

شکاف‌ها معمولا ساختارهای سطحی هستند که حرکت واضحی در راستای سطوح نداشته‌اند. روزنه شکاف‌ها ممکن است باز، تنگ (یا بسته) یا پر شده توسط مواد معدنی مانند رس، کلسیت، انیدریت، پیریت و ... باشد. در لاگ UBI شکاف‌های باز به علت پراکندگی و تضعیف پالس فراصوتی برگشتی که به علت طبیعت شکاف‌های باز به وجود می‌آید، تیره نشان داده می‌شوند. در طرف دیگر، شکاف‌های پر شده یا بسته اگر سفتی[۹۳] مواد پر کننده مانند سنگ باشد، توسط UBI قابل شناسایی نیست. اما اگر مواد پرکننده سخت تر از سنگ میزبان باشد، UBI رنگ‌های روشن یا سفید را به نمایش می‌گذارد. شکل ۶ نمایان این توضیح در مخزن چنگوله است.

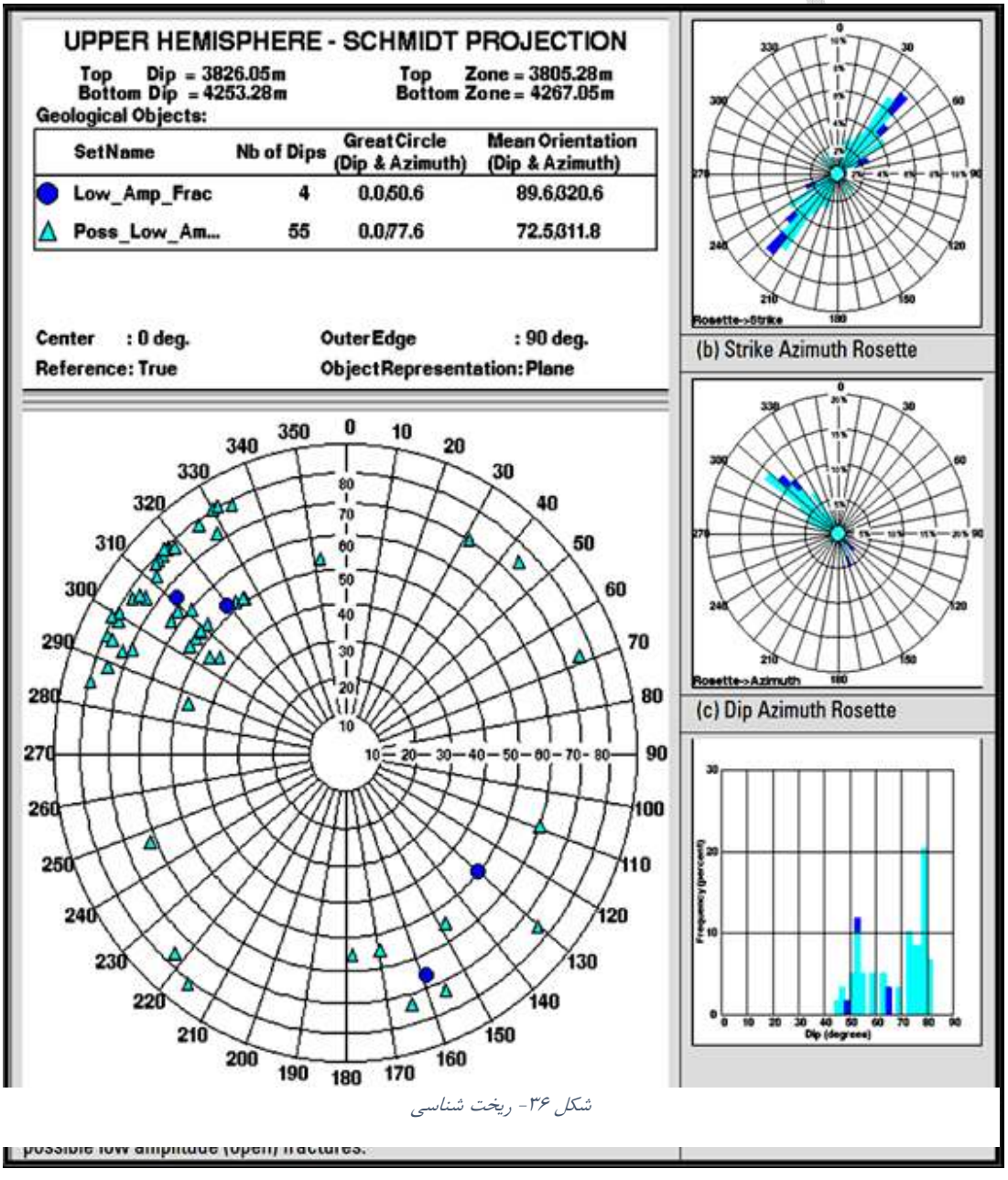
دامنه و زمان عبور در نمودار UBI با توجه به ریخت شناسی به سه دسته تقسیم می‌شوند، از جمله دامنه پایین[۹۴] برای نوع شکاف باز، دامنه پایین ممکن[۹۵] برای نوع شکاف باز و شکستگی‌های مویین. در دسته اول، شکاف‌ها در تصاویر UBI آثار مؤثر و نسبتاً گسترده دارند. شکل ۷ از اطلاعات آماری در راستای سطحی که از چاه CG-W-۰۱ گرفت شده است، استخراج شده است. این شکل مقدار شیب[۹۶] و جهت[۹۷] آن‌ها را ارائه داده است.

[۹۳] Rigidity
[۹۴] Low Amplitude
[۹۵۹۵] Possible Low Amplitude
[۹۶] Dip Magnitude
[۹۷] Direction



شکل ۳۵- تصویر شکاف‌ها در لاگ UBI

نتیجتا چهار شکاف با دامنه کم (باز) که شیب آن‌ها در بازه ۵۰ تا ۷۰ درجه و در جهت شمال غربی[۹۸] و جنوب شرقی[۹۹] هستند، شناسایی شده است. به علاوه ۵۵ شکاف با دامنه ممکن کم در این فاصله، که عمدتاً در جهت شمال غربی با زاویه ۷۸ درجه هستند، شناسایی شده است.



شکل ۳۶- ریخت شناسی

[۹۸] NW
[۹۹] SE

یکی از مشخصه‌های شکاف‌های تارمویی برای مثال در مخزن چنگوله زاویه زیاد و تعداد بالای آن‌ها، ۲۰۷ عدد، است که در راستای شمال غربی و جنوب شرقی با زاویه ۷۷ درجه قرار دارند.. یکی از علل تشکیل این شکاف‌ها می‌تواند حفاری باشد که سهم عمده‌ای در افزایش تعداد شکاف‌ها در بررسی این چاه دارد چرا که قسمت اعظم این شکاف‌ها در راستای دهانه چاه ایجاد شده است.

قسمت بالا نمونه‌ای از گزارش دهی برای تحلیل شکاف‌ها و شبکه شکاف بود که این گزارش نهایتا با جدولی

Interval		Borehole Shape	Fracture Type	Fracture Orientation
From (m)	To (m)			
3826	3834	Good, good to moderate	Few possible open, mostly hairline fractures	NE-SW
3836	3839	Severe	Two possible open, mainly hairline fractures	NNE-SSW
3842	3856	Severe	Possible open and hairline fractures	NE-SW
3892	3893	Moderate	Very few indications of hairline fractures	NE-SW
3896	3898	Severe	Mainly hairline fractures	NE-SW
3919		Severe	Indications of hairline fractures	NE-SW
3935	3938	Severe	Hirline fractures traces	NE-SW
3945		Severe	Hirline fracture	NNE-SSW
3958	3960	Severe	Possible open and hairline fractures	NE-SW
3969	3971	Good	Possible open and hairline fractures	NE-SW
4012	4016	Good to moderate	Indication of hairline fractures	NE-SW
4027	4032	Good	Hairline fractures	NNE-SSW
4036	4037	Good	Traces of hairline fractures	NNE-SSW
4040.5		Good	Open fracture	NE-SW
4041	4044	Good	Hairline fractures	NW-SE
4055	4057	Moderate	Hairline fracture clusters	NE-SW
4059	4066	Good to moderate	Traces of hairline fractures	Mainly NE-SW
4070	4074	Severe	Traces of hairline fractures	NE-SW
4077	4080	Good	One possible open and few hairline fractures	NW-SE and NE-SW
4082	4084	Good	Hairline fractures	NNE-SSW

جدول ۱۱- اطلاعات شکاف‌ها

(همانند جدول فوق) کلیه اطلاعات شکاف‌ها در برنامه جامع آورده خواهد شد. توجه شود که تحلیل اطلاعات به اندازه ارائه جدول حائز اهمیت است.

تحلیل پویای شکستگی‌ها

راه‌های متنوعی در به دست آوردن اطلاعات و تحلیل داده‌ها برای تحلیل پویا وجود دارد. در برنامه جامع بهتر است روش استفاده شده برای به دست آوردن این اطلاعات ذکر شود. مقدار گل از دست رفته و رابطه آن با مخزن می‌تواند یکی از راه‌های بررسی باشد. مقدار از دست رفتن گل و فاصله با گسل‌ها از دیگر راه‌های شناخت پویای شکستگی‌ها است. مهم‌ترین پارامترهای تأثیرگذار ساختار چاه و میزان از دست رفتن گل است.

بهترین راه برای شناخت نحوه حرکت سیالات و اینکه سیال از چه طریقی به (محیط متخلخل یکتا[۱۰۰] یا محیط دو تخلخلی[۱۰۱])، نمودارهای چاه آزمایی[۱۰۲] است. طبیعتا این داده تنها داده‌ای نیست که محیط را صد درصد تایید می‌کند بلکه داده‌های زمین شناسی، چاه پیمایی و ... باید همانند این داده‌ها مدنظر باشد. برای مثال رابطه بین شدت شکستگی و ناحیه با بیشترین تولید[۱۰۳]، که از نمودار شدت شکستگی[۱۰۴] به‌دست می‌آید، می‌تواند صحتی بر پیش‌بینی مهندسان باشد. نمودارهای چاه آزمایی دیگری نظیر PLT همراه مهندسین در این بررسی خواهند بود.

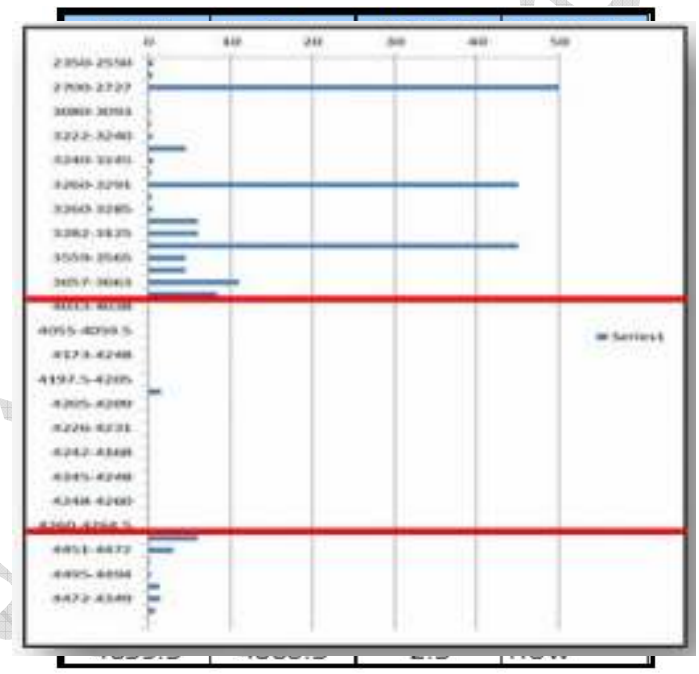
یکی دیگر از مسائل مورد بررسی در این قسمت توزیع بهره‌دهی تولید[۱۰۵] برای هر لایه مخزن است و رابطه با توزیع گل از دست رفته است.

---

[۱۰۰] Single Porosity Media
[۱۰۱] Dual Porosity Media
[۱۰۲] Well Test
[۱۰۳] High Productive Zone
[۱۰۴] Fracture Intensity Log
[۱۰۵] Productivity Index (PI)

در بررسی عددی مقایسه تراوایی مغزه[۱۰۶] با تراوایی محاسبه شده از KH (انتقال پذیری[۱۰۷]) مبین تأثیر شکستگی‌ها بر رفتار مخزن است. نسبت KH به تراوایی مغزه، یکی از راه‌های پدا کردن ضریب کالیبره کردن مدل مخزن است.

با توجه به توضیحات قبلی مثالی از این بررسی در مخزن چنگوله نشان دهنده وجود شکستگی در لایه‌های ایلام[۱۰۸] و سروک[۱۰۹] است. تصاویر زیر میزان گل از دست رفته و داده‌های چاه آزمایی است.



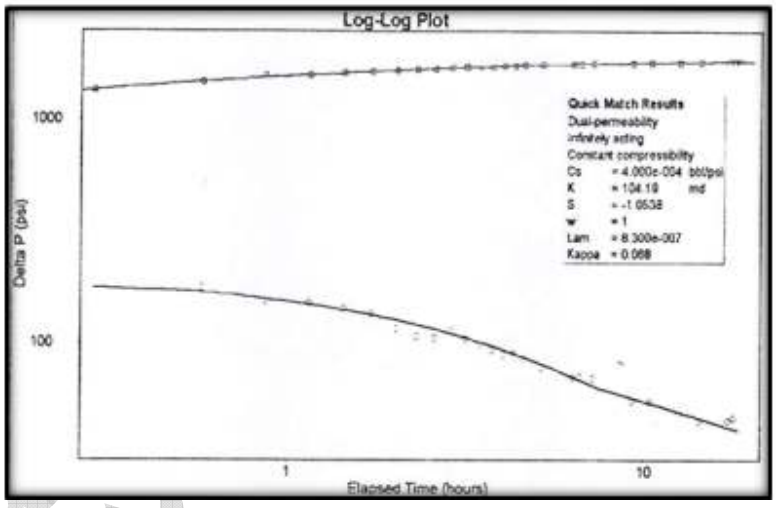
جدول ۱۲- نرخ از دست دادن گل حفاری

نمودار ۱- هدر رفت گل با توجه به عمق

[۱۰۶] Core Permeability
[۱۰۷] Transmissibility
[۱۰۸] Ilam
[۱۰۹] Sarvak

Interpretation		3890 m MD (3718 m MSL)		Post Stimulation		Pre Stimulation		
Parameters		PLT	Memory gauge WCQR 4051 at 3161 m MD (2989 m MSL)					
FP		68	68	51	65	12	19	21
(pav)i	bar	454.382	401.3	400.164	400.884		399.811	
pwf	bar	445.529	391.982	369.738	340.035		244.815	
kh	mD.m	8200	8200	8200	8200	8200	8200	8200
k	mD	41	41	41	41	41	41	41
C	m3/bar	0.002055	0.002	0.00093052	0.01656		0.000922	
S		-3.61	-3.4	6.14	6.27	79	103	73
Omega		0.23	2.30E-01	0.23	0.23		0.23	
Lambda		1.26E-06	1.26E-06	1.26E-06	1.26E-06		1.26E-06	
ri	m	195	195		202			
PI	m3/D/bar	46.65	44.32	15.64	16.07		2.129	
FE	fraction	1.713	1.638	0.5933	0.5733		0.07156	
Dp(S)	bar	-6.312	-5.944	12.37	25.96		143.9	
d1	m			90			90	
kf/wf	mD/m			0.4556			0.4556	
Hf	m			2000			2000	
Dinv	m			519			258	
D	D/Sm3		0.01451					
S(0)			-7.836					
Depth Ref.	m MD	3890	3161	3161	3161	3161	3161	3161
Depth Ref.	m MSL	3718	2989	2989	2989	2989	2989	2989

جدول ۱۳- تحلیل تست PLT

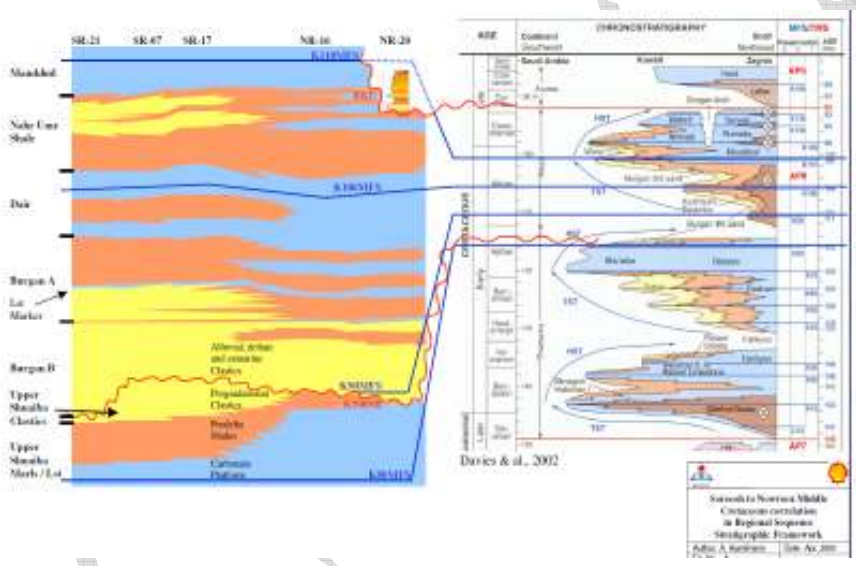


نمودار ۲- آنالیز چاه آزمایی که تخلخل دوگانه را نشان می‌دهد

زمین شناسی مخزن

چینه شناسی لایه‌های مخزن

مطالعات چینه شناسی[۱۱۰] در قسمت‌های قبلی توضیح داده شده است. نتیجتاً در نهایت این قسمت اطلاعات چینه‌شناسی رخساره‌های اصلی و کلیدی[۱۱۱] شناسایی می‌شود. این چینه‌ها با توجه به لایه‌های مخزن به صورت جدول زمین شناسی نهایتاً به دست می آید.



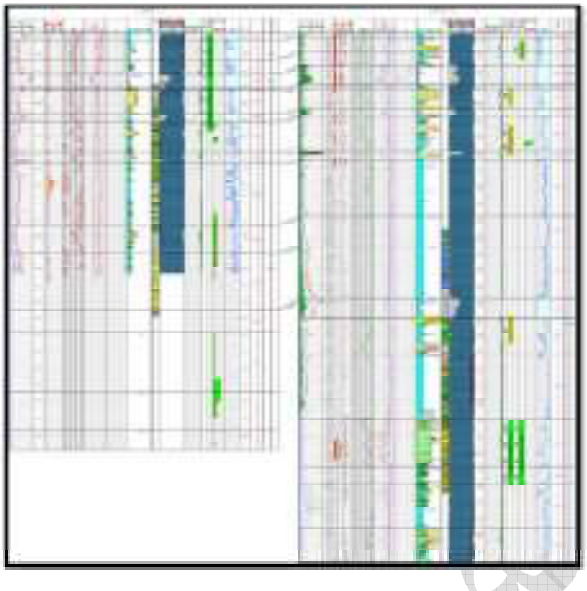
شکل ۳۷- چینه شناسی

در ادامه این بحث اطلاعات هر سازند مخزنی شامل عمق سازند، ضخامت میانگین لایه‌های سازند (تولیدی)، جنس لایه‌ها و دیگر اطلاعات بیان می‌گردد. هر نوع سنگ سازندی باید مورد تحلیل قرار بگیرد و اطلاعات آن در برنامه ذکر شود. سن هر سازند ولایه‌های نیز از دیگر داده‌ها این بخش خواهد بود.

ارتباط چینه شناسی و نقشه برداری

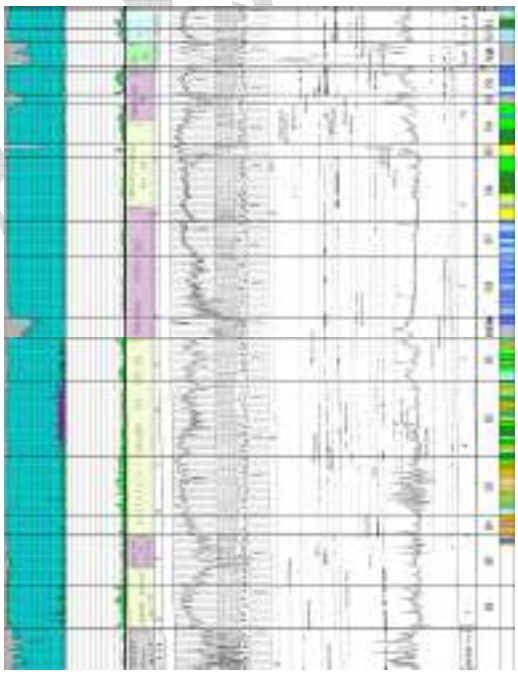
در ادامه سازندهای با توجه به اطلاعات قسمت قبل و با کمک نمودارهای گرفته شده (مانند Gamma Ray و DT) ارتباط داده می‌شوند و نقشه آن‌ها نشان داده می‌شود.

[۱۱۰] Lithostratigraphy or Biostratigraphy
[۱۱۱] Major and Key Facies

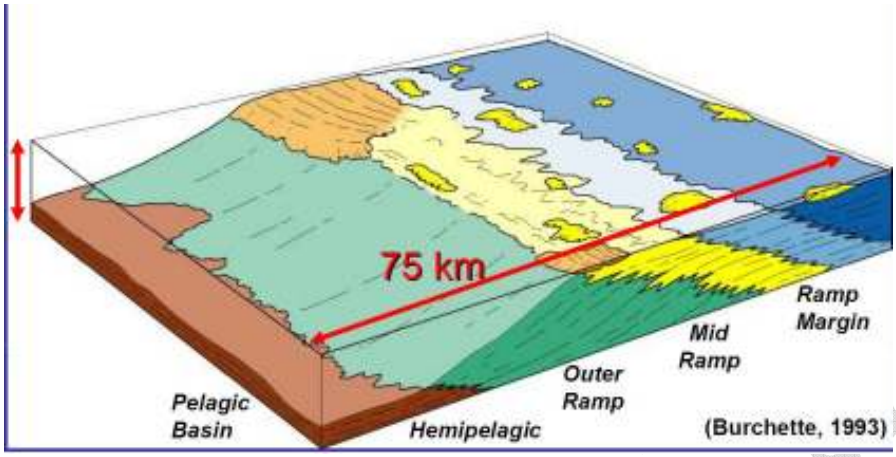


شکل ۳۸- ارتباط چینه‌ای بین سازندهای مختلف

در بخش بعدی، برای هر قسمت از مخزن مدل رسوبی نهایی شده و سپس تفسیر می‌شود. دوره نشست، نوع نشست، سنگ‌ها و ... از نکات قابل ذکر هستند.



شکل ۳۹- نتایج پتروفیزیک



شکل ۴۰- محیط رسوبی

قسمت بعدی تقسیم بندی توالی چینه شناسی است. توالی چینه شناسی[۱۱۲] به عنوان یکی از زیرمجموعه‌های زمین شناسی با هدف ارتباط دادن شناخت رسوبی[۱۱۳] به مرز دگرشیبی‌ها[۱۱۴] در اندازه‌های مختلف است. همچنین تغییرات در رسوب و فشای اقامت با توجه به چینه شناسی محل را توضیح می‌دهد (به تغییر ارتفاع سطح دریا وابسته است). جوهره این روش نقشه‌کشی چینه‌ها و اقشار زمین شناسی بر اساس شناخت سطح الارضی است که به عنوان خطوط زمانی[۱۱۵] شناخته می‌شوند. توالی چینه‌شناسی به عنوان یک جایگزین مناسب برای روش لیتواستراگرافی[۱۱۶] بیان می‌شود که به شباهت‌های سنگ شناسی محل بیشتر از تفاوت‌های زمانی اهمت می‌دهد. توالی چینه شناسی با مرزهای اقشار رسوبی به وسیله دگرشیبی‌ها ارتباط داده می‌شود.

[۱۱۲] Sequence Stratigraphy
[۱۱۳] Sedimentary
[۱۱۴] Unconformity
[۱۱۵] Time Lines
[۱۱۶] Lithostratigraphy

در هر برنامه‌ریزی جامع برای مخازن و میادین باید توالی چینه‌ای در لایه‌های مختلف مشخص باشد. در ادامه هر توالی[۱۱۷] در هر یک از لایه‌ها بیان شده و خصوصیات مربوط به آن توضیح داده می‌شود. در برنامه جـامع مخـزن چنگوله لایه ایلام به دو قسمت و لایه سروک به چهار قسمت مختلف تقسیم بندی شده است.

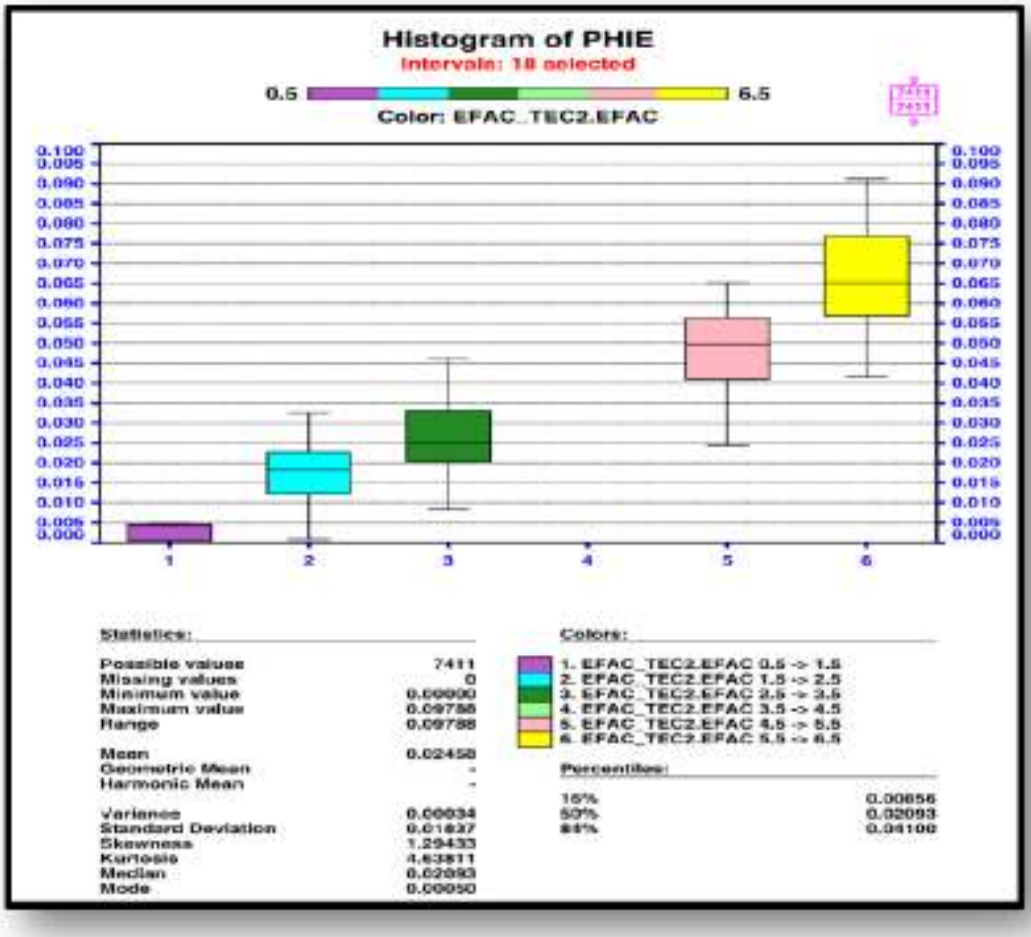
	Facies	Sediment Type	Sedimentary Structures	Thickness	Oil Show
1	**Estuary channel**	Unconsolidated Fine to medium Sst. Moderately sorted, Sub-rounded	-Fining upward -Basal sharp/erosive contact (scour surface) -Feint cross bedding	Up to 3 m	Heavily oil saturated
2	**Mud flat/bay**	Dark gray to gray Sandy/silty claystone & claystone	-Abundant plant remains & amber -Tidal bundles, wavy and flaser bedding	0.1 – 2.5 m	----------
3	**Sand flat**	Fine Sst. Well-sorted, Sub-rounded	-Fining upward -Plant remains and amber -Massive with no visual sedimentary	0.2 – 1.5 m	Oil saturated
4	**Sand bar.**	Fine to very fine Sst Well-sorted, Sub-rounded to rounded	-Coarsening upward	Up to 0.6 m	Oil saturated
5	**Sand flat/mud flat alternation**	Lamination between fine to very fine Sst./siltstone and carbonaceous shale	-Abundant plant remains and amber specially among the shale laminae -Presence of Marine trace fossils	Up to 2 m	At some places saturated by oil
6	**Marine influenced mud flat/shore face**	Light gray to gray, Bioturbated silty claystone to claystone	-Bioturbation is common-Sparse plant remains & amber -Flaser & wavy bedding	Up to 1.5 m	----------
7	**Marine influenced sand flat/shore face**	Grayish green, heavily bioturbated sandy dolomudstone & bioturbated fine Sst.	-Heavily bioturbated -Presence of Marine trace fossils -Glauconite bearing	0.5 – 1 m	At some places saturated by oil
8	**Restricted bay/marsh**	Dark gray to gray carbonaceous shale & thin layers of coal.	-Abundant plant remains, amber and root -Presence of thin layers of coal	0.1 – 0.5 m	----------

جدول ۱۴- بررسی رخساره‌ای سازند برگن B

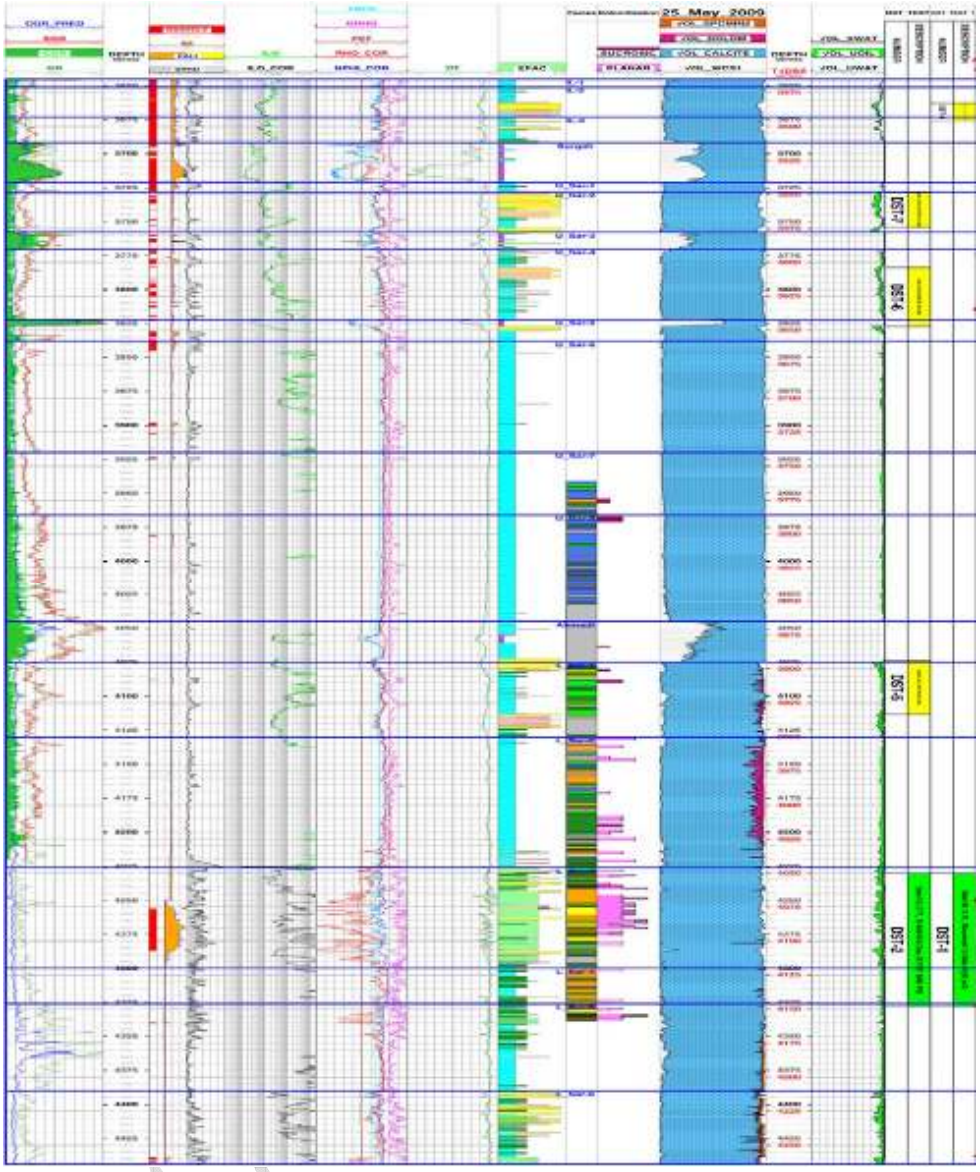
بحث بعدی تعریف نوع سنگ از نقطه نظر سنگ شناسی است. Litho-Type سنگ‌شناسی جامع مخزن را انجام می‌دهد و به صورت یکپارچه با ارائه طبقه بندی از نظر هدایت الکتریکی رخساره‌ها[۱۱۸] و نتیجتا نهایی سازی بررسی‌های پترفیزیک در بخش‌های قبلی، اطلاعاتی را که به علت کمبود داده‌های مغزه هستند در اختیار قرار

[۱۱۷] Sequence
[۱۱۸] Electrofacies

می‌دهند. این بررسی از تحلیل Electrofacies آغاز و سپس اطلاعات به داده‌ها و بررسی‌های گذشته پتروفیزیک ارتباط داده می‌شود تا نهایتا منطقه بندی در حالت استاتیک حاصل گردد.



شکل ۴۱- تقسیم بندی بر اساس Electrofacies



شکل ۴۲- مشخص سازی Electrofacies و ارتباطهای پتروفیزیکی

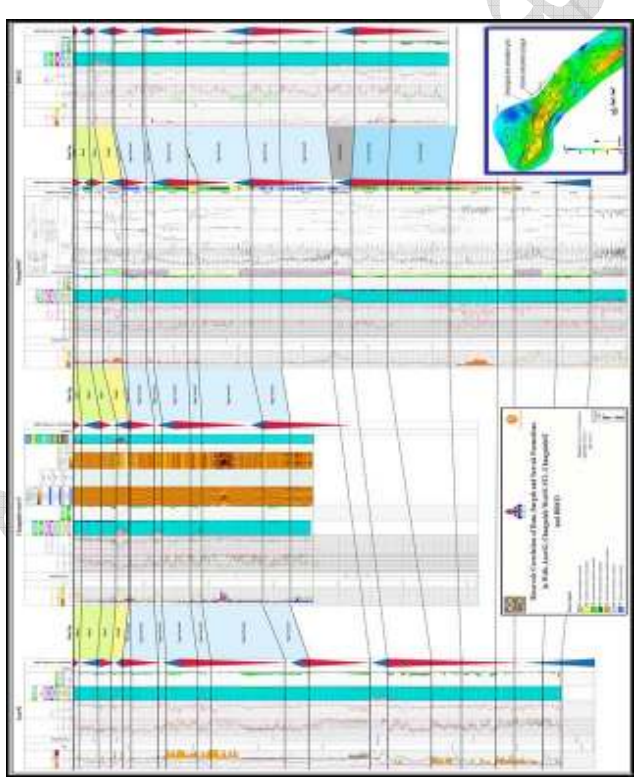
همانطور که ذکر شد بر اساس اطلاعات Electrofacies و پتروفیزیک تقسیم بندی از نظر تخلخل صورت می‌گیرد و نواحی مختلف با تخلخل متفاوت شناسایی می‌شوند. این مهم به ناحیه بندی[۱۱۹] و تقسیم بندی استاتیک سنگ‌ها (Rock Type) کمک شایانی می‌کند. معمولاً از سنگ‌های غیر مخزنی[۱۲۰] با تخلخل تا ۰/۰۵ ٪،

[۱۱۹] Zonation

[۱۲۰] Non-Reservoir Rock

کیفیت کم[۱۲۱] با تخلخل تا ۲/۵ ٪، کیفیت قابل توجه[۱۲۲] با تخلخل تا ۵ ٪، مخزن با کیفیت مناسب[۱۲۳] با تخلخل به بالا ۶/۵ ٪ می‌توان تقسیم بندی کرد.

نهایتا بر اساس تخلخل و نوع سنگ‌ها ناحیه بندی مشخص می‌شود که این ناحیه بندی در مدل سازی بسیار مهم است. چرا که مناطق با احتمال نفت در حدود اقتصادی مشخص می‌شود و به کمک این ناحیه بندی در مدل ایستا برنامه مخزن در مدل پویا، ریخته می‌شود. برای مثال مخزن چنگوله به سه زیر بخش اصلی ایلام (با سه ناحیه)، سورگاه (با یک ناحیه) و سروک (با پانزده ناحیه) طبق گفته‌های قبل تقسیم بندی می‌شوند. شکل زیر توضیحات به صورت شکل برای این نواحی است.



شکل ۴۳- ناحیه بندی بر اساس تخلخل و نوع سنگ

[۱۲۱] Negligible Reservoir Quality
[۱۲۲] Noticeable Reservoir Quality
[۱۲۳] Fair Reservoir Quality

مدل‌سازی زمین شناسی (مدل ایستا (Static Model))

هدف از مدل‌سازی ایستا یا استاتیک یا ریز شبکه[۱۲۴] به دست آوردن مدل سه بعدی از شرایط زمین شناسی منطقه با تمامی جزئیات موجود و لازم در آن است. گام‌های گذشته در بررسی زمین شناسی همگی نهایتاً با این هدف طرح می‌شوند که بتوان به بهترین مدل از مخزن رسید. علت نامگذاری Fine Grid آنست که شبکه در این مدل سازی بسیار کوچکتر از مدل پویا[۱۲۵] خواهد بود که هدف از آن بررسی دقیق و نمایش تمامی جزئیات زمین شناسی منطقه مورد بهره برداری است. این جزئیات اعم از گسل‌ها، شکستگی‌ها، ناهمگونی زمین و دیگر عوامل زمین شناسی است. در این مدل تعداد سلول‌های شبکه ممکن است به حدود ۲۰ میلیون سلول برسد که این مقدار در مدلسازی پویا به زیر یک میلیون سلول در بیشترین حالت خواهد رسید.

برای تهیه مدلی بسیار قوی و قابل اطمینان نیازمند همگرایی و هم‌افزایی بین بین تمامی داده‌ها و اطلاعات تحلیلی و تفسیری هستیم. تمامی گروه‌های دخیل در فرآیندهای زمین شناسی باید اطلاعات در اختیار یکدیگر قرار دهند و آن‌ها را بررسی کرده، با انتخاب بهترین تحلیل از داده‌های خام آن را در مدل بکار بگیرند.

بعد از تهیه مدل کلی منطقه و وارد کردن اطلاعات ژئوفیزیک، پتروفیزیک و زمین شناسی به نرم افزار، مدل سه بعدی به عنوان اولین مدل در دسترس خواهد بود. باید دید که کدام شاخصه زمین شناسی تأثیر بیشتری بر شرایط برداشت خواهد داشت که می‌توان شکستگی‌ها، گسل‌ها، بررسی‌های چینه شناسی را به عنوان این عوامل اصلی دانست.

گزارش تهیه این مرحله یکی از ارکان اساسی برنامه جامع است لذا می‌بایستی که مراحل تهیه در برنامه ذکر شود. این مراحل ثابت نیستند اما در این بررسی یکی از انواع آن بررسی شده است. قدم‌های زیر انجام می‌پذیرند:

---

[۱۲۴] Fine Grid

[۱۲۵] Dynamic

- تهیه[۱۲۶] مدل و راه اندازی[۱۲۷]
- مدل ساختمانی[۱۲۸]
- مدل خصوصیات[۱۲۹]
- مدل سازی گسل/شکاف[۱۳۰]
- محاسبات حجمی[۱۳۱]
- پیشنهاد بهترین محل‌های حفاری

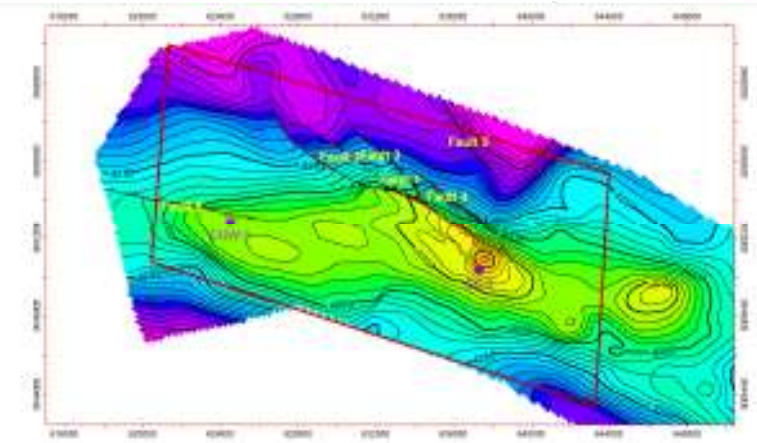
تهیه مدل و راه اندازی

در اولین قدم نیازهای نرم افزاری و سخت افزاری ، از کوچک‌ترین نیاز نرم افزاری (سیستم عامل تاحجم هارد دیسک) باید ملاحظه شود. اولین نیاز در این مرحله برای تهیه مدل زمین شناسی نرم افزار مناسب جهت ورود داده‌ها و پردازش آن‌ها می‌باشد. در این قسمت در تمامی شرکت‌های زیر مجموعه نفت عموماً از نرم افزار پترل[۱۳۲] که محصول شرکت شلمبرژه است استفاده می‌گردد. در پترل ورود داده‌های اولیه مثل داده‌های لرزه‌نگاری، نشانه‌های چاه[۱۳۳]، شیب حفر چاه، نوع سنگ و مشخصات پتروفیزیک آن، نقاط گوشه[۱۳۴] منطقه مورد بررسی و گسل‌های منطقه مرحله اول است و سپس کنترل و ارزیابی این داده‌ها با نقاط تعیین شده برای چک کردن[۱۳۵] یا مقایسه با اصل واقعیت مخزن در مرحله بعد است.

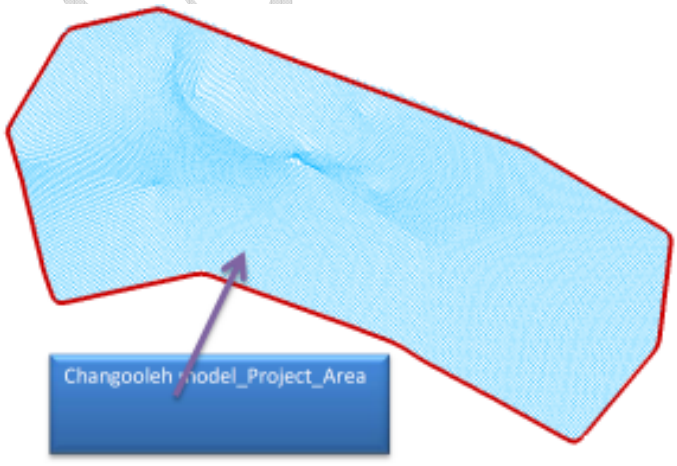
---

[۱۲۶] Setup
[۱۲۷] Initialization
[۱۲۸] Structural Modeling
[۱۲۹] Property Modeling
[۱۳۰] Fracture/Fault Modeling
[۱۳۱] Volume Calculation
[۱۳۲] Petrel
[۱۳۳] Well Markers
[۱۳۴] Corner Point
[۱۳۵] Check Points

دسترسی به تمامی داده‌های دیجیتال[۱۳۶] باید بررسی شود. داده‌های دیجیتال شده نظیر لرزه‌نگاری (داده‌های دو بعدی و سه بعدی)، داده‌های چاه (تعداد چاه‌های دیجیتال شده)، مدل ساختار ساختمانی (مدل گسل‌ها، شبکه بندی ستونی، پیاده سازی افق‌های لرزه‌نگاری، مدل چینه شناسی، لایه بندی) که اولین قدم برای تهیه مدل سه بعدی زمین شناسی است، تهیه مدل مشخصات (وارد کردن مشخصات هر سلول (تراوایی، تخلخل، اشباع آب و...)، مدل سازی شکستگی‌ها است.

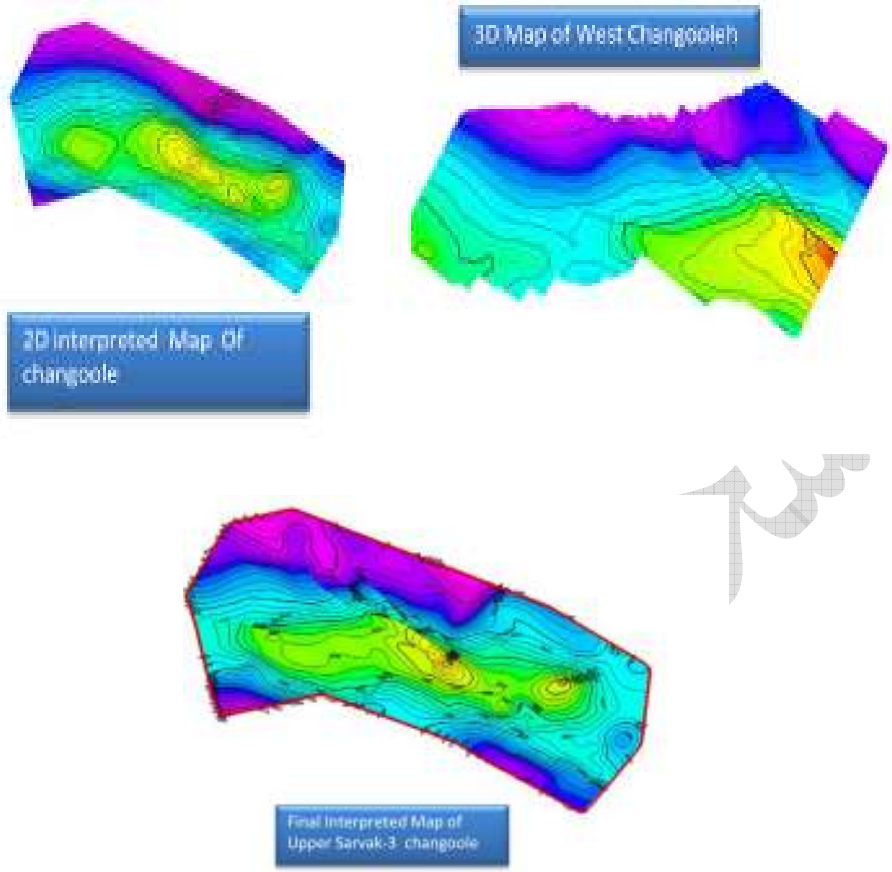


شکل ۴۴- تعداد و منطقه گسل‌ها

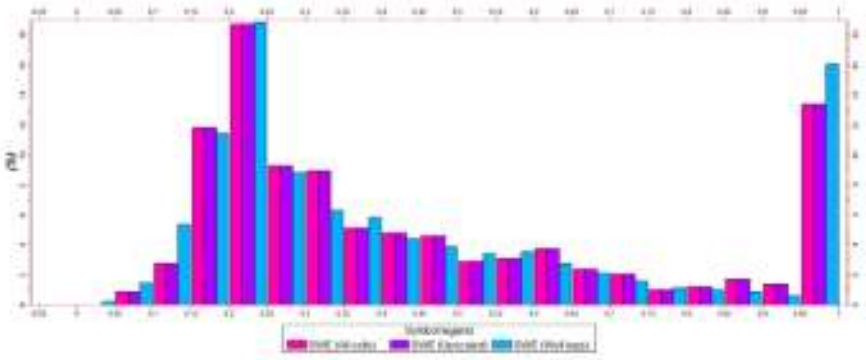


شکل ۴۵- پیکربندی سلول‌های ریز

[۱۳۶] Available Digital Data



شکل ۴۶- ترکیب نقشه‌های دو بعدی و سه بعدی

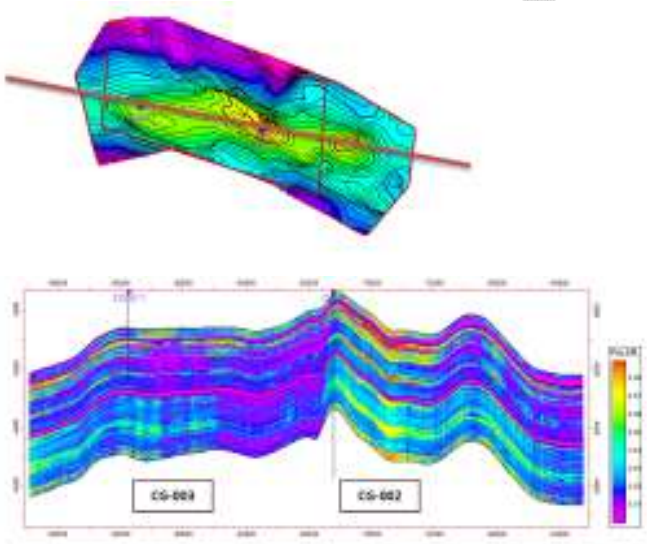


نمودار ۳- توزیع اشباع آب

در این بخش به علت اهمیت مدل سازی مشخصه‌های سنگ به آن‌ها اشاره شده که در ابتدا، از مدل سازی تخلخل آغار می‌شود. در مدل سازی تخلخل روند زیر دنبال می‌شود:

۱. نرمال کردن داده‌ها
۲. تنظیم مدل واریوگرام
۳. اتخاذ مدل مناسب واریانسی زمین آماری برای تخصیص داده به هر سلول
۴. فرآیند معکوس سازی برای رسیدن به تخلخل واقعی مخزن

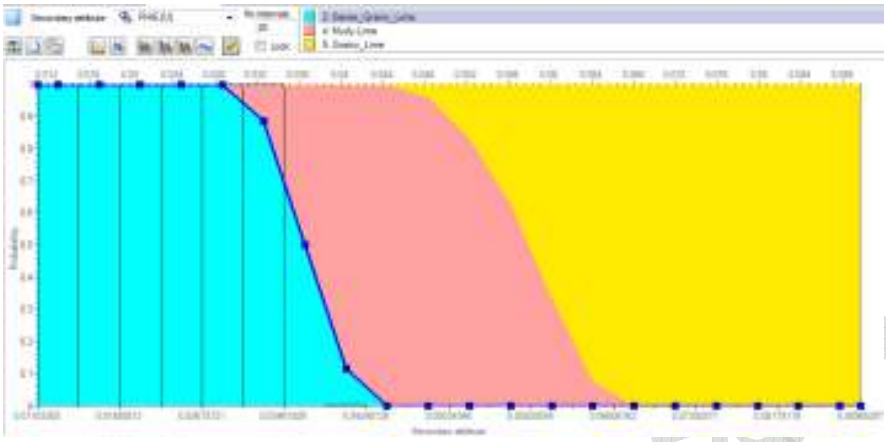
داده‌های تخلخل از چاه پیمایی، لرزه‌نگاری و ... به دست می‌آید.



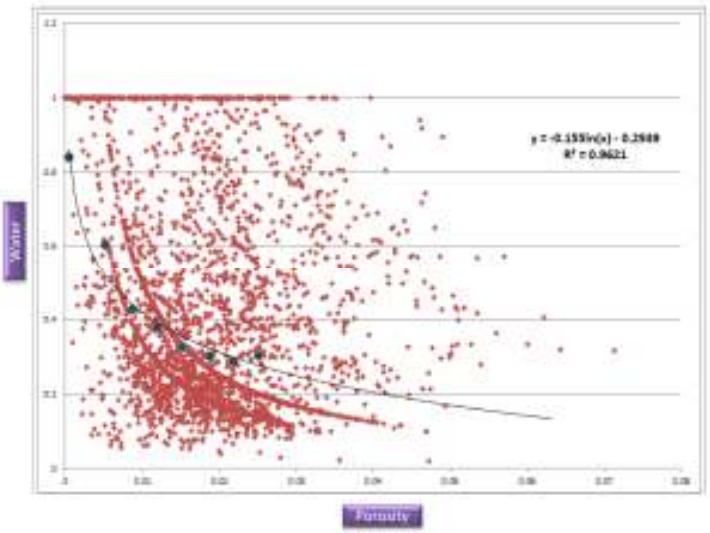
شکل ۴۷- نمایش توزیع تخلخل

بخش بعدی مدل سازی چینه‌ایست که از رخساره‌های چاه پیمایی و مدل نهایی تخلخل استفاده می‌کند. آمار در این قسمت نیز نقش اساسی ایفا می‌کند.

سومین بخش اشباع آب است که تا هنگامی که سطح تماس بین نفت و آب به طور دقیق مشخص نشود و روی نمودارهای اشباع دیده نشود، از معادلات برای برازش داده‌ها استفاده می‌گردد.



شکل ۴۸- ساده شده مدل سازی احتمالی چینه ای

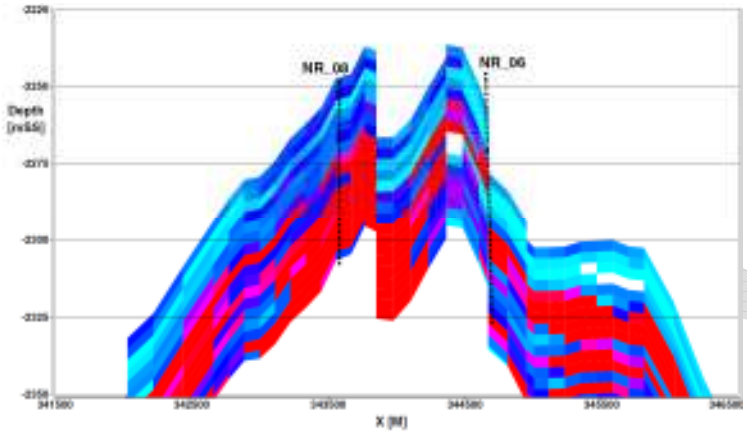


نمودار ۴- تخلخل بر حسب اشباع آب در یک نوع از سنگ مخزن (Rock Type)

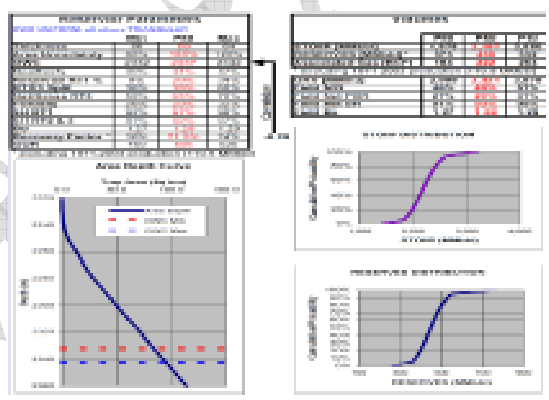
در آخر نیز مدل سازی تراوایی[۱۳۷] صورت می‌گیرد. به این صورت که ابتدا تراوایی تمامی نقاط نرمالیزه (تراوایی هر نقطه تقسیم بر بزرگترین تراوایی) می‌شود. پس از آن فرآیند میانگین گیری صورت می‌پذیرد. در

[۱۳۷] Permeability

مرحله پایانی اعداد به حالت اولیه بازگردانده می‌شود[۱۳۸] و پس از چک کردن با اطلاعات و اطمینان از صحت اعداد حاصله فرآیند پایان می‌پذیرد. شکل زیر در جهت افقی را در یک مخزن نشان می‌دهد.



شکل ۴۹- توزیع افقی تراوایی



شکل ۵۰- توزیع نفت درجا اولیه با توجه به عدم قطعیت‌ها

از ارزیابی مجموع این داده‌ها می‌توان به داده بسیار حیاتی میزان نفت درجای اولیه رسید. مقدار استاندارد نفت درجا[۱۳۹] از آنجا که یکی از مهم‌ترین اطلاعات است و با عدم قطعیت بالایی در اینجا مواجه هستیم باید درصدی

[۱۳۸] Denormalize

را برای خطا در نظر گرفت. لذا به طور معمول مقدار نفت درجا را با درصدی از تخلخل کمتر نیز محاسبه می‌کنند تا در محاسبات هم در حد بالا و هم در حد پایین بتوان بررسی اقتصادی را دقیق انجام داد.

در ادامه و با بررسی استاتیک مخزن می‌توان تخمینی از محل احتمالی مناسب برای عملیات حفاری نیز ارائه کرد. هر کدام از چاه‌ها دارای عمق مشخص و زاویه[۱۴۰] مناسب خود برای رسیدن به هدف است.

Surface/Well	CG-004	CG-005	CG-006	CG-007	CG-008
Ilam_1	-3727	-3710	-3596	-3707	-3762
Surgah	-3769	-3771	-3640	-3765	-3809
Upper_Sarvak_1	-3806	-3794	-3672	-3791	-3837
Upper_Sarvak_8	-4084	-4045	-3936	-4051	-4086
Ahmadi	-4172	-4134	-4021	-4140	-4168
Lower_Sarvak_1	-4206	-4167	-4053	-4174	-4199
Lower_Sarvak_6	-4556	-4518	-4392	-4524	-4523
Kazhdumi	-4613	-4576	-4448	-4582	-4576

جدول ۱۵- تعداد و عمق چاه‌های پیشنهادی برای حفاری

نتیجه گیری فصل

این فصل عمدتاً بر ساختار زمین شناسی تاکید داشت که بعد از بررسی‌های انجام گرفته و تحلیل‌های مهندسی در نهایت مدل ایستا مخزن[۱۴۱] یا همان مدل ریز مخزن به دست می‌آید. بر اساس این مدل محاسبات اقتصادی اولیه شروع می‌شود که برنامه ریزی های اقتصادی را مشخص می‌کند. این مدل در ایجاد مدل پویا مخزن[۱۴۲] یا مدل درشت[۱۴۳] استفاده می‌شود.

---

[۱۳۹] Stock Tank Original Oil In-Place (STOOIP)
[۱۴۰] Trajectory
[۱۴۱] Static Model
[۱۴۲] Dynamic Model
[۱۴۳] Coarse Model

جدول زیر پارامترهای مدنظر برای تهیه یک مدل مناسب ایستا را مشخص نموده‌اند.

ردیف	پارامتر مطرح شده				دارد	سطح اطلاعات داده شده: بسیار خوب	خوب	متوسط	ضعیف
۱	تحلیل ساختمانی								
	۱-۱	نتایج مطالعات زمین شناسی و احتمالات سازندی							
	۱-۲	تهیه نقشه UGC							
	۱-۳	تطابق نتایج لرزه‌نگاری و UGC							
	۱-۴	به دست آوردن گسل‌ها و شکستگی‌ها							
	۱-۵	تصاویر مربوطه							
۲	تحلیل گسل‌ها								
	۲-۱	تفاسیر لرزه‌نگاری							
	۲-۲	تعداد، مکان، زاویه و طول هر گسل							
	۲-۳	نقشه نهایی گسل‌ها							
۳	تحلیل شکستگی‌ها								
	۳-۱	نام بردن روشهای مورد استفاده							
	۳-۲	بررسی ایستا							
		۳-۲-۱	نام بردن روش‌های تحلیلی						
			۳-۲-۲	نمودار UBI					
			۳-۲-۳	مسائل مؤثر بر روش‌ها					
		۳-۲-۲	نوع شکاف						
		۳-۲-۳	شدت شکستگی						
		۳-۲-	گرایش شکاف						

		۴							
		۳--۲ ۵	توزیع استرس						
		۳--۲ ۶	جدول کلیه شکستگی‌ها و شبکه شکاف						
	۳-۳	بررسی پویا							
		۳-۳-۱	نام بردن روش‌های مورد استفاده						
			۳-۳-۱-۱	میزان گل از دست رفته					
		۳-۳-۲	چاه آزمایی						
			۳-۳-۲-۱	نام بردن تست‌ها					
			۳-۳-۲-۲	بررسی نتایج					
		۳-۳-۳	بهره‌دهی تولید						
		۳-۳-۴	تراوایی و انتقال پذیری مغزه						
	۳-۴	بررسی تأثیر شکاف‌ها بر کیفیت مخزن و میزان برداشت							
	۳-۵	نقشه شکاف‌ها							
۴	زمین شناسی مخزن								
	۴-۱	چینه شناسی رخساره‌ها							
	۴-۲	اطلاعات هر سازند							
		۴-۲-۱	عمق						
		۴-۲-۲	ضخامت						
			۴-۲-۲-۱	لایه‌های تولیدی					
			۴-۲-۲-۲	لایه‌های غیر تولیدی					
		۴-۲-۳	جنس لایه‌ها						
		۴-۲-۴	مشخص سازی سنگ‌های سازندی						

	۳-۴	ارتباط چینه شناسی و نقشه برداری							
۵	رسوب شناسی								
	۱-۵	تقسیم بندی رخساره‌ها							
		۱-۱-۵	بررسی تمامی رخساره						
		۲-۱-۵	تبیین کیفیت مخزنی رخساره‌ها						
	۲-۵	تفسیر مدل نهایی رسوبی							
	۳-۵	تقسیم بندی توالی چینه شناسی							
		۱-۳-۵	تبیین اطلاعات مربوط هر قسمت از تقسیم بندی						
	۴-۵	نوع سنگ (Litho-Type)							
		۱-۴-۵	بررسی جامع سنگ‌ها						
		۲-۴-۵	نهایی سازی بررسی پتروفیزیک						
	۵-۵	ناحیه بندی (Zonation)							
۶	مدل زمین شناسی ایستا								
	۱-۶	بیان Work Flow							
	۲-۶	Setup and Initialization							
	۳-۶	نیازهای نرم افزاری و سخت افزاری							
	۴-۶	بررسی دسترسی به داده‌های دیجیتال							
		۱-۴-۶	داده‌های لرزه‌نگاری						
		۲-۴-۶	داده چاه						
		۳-۴-۶	مدل ساختارساختمانی						
		۴-۴-۶	مدل مشخصات سنگ (Properties)						
			۱-۴-۶	تخلخل					
			۲-۴-۶	مدل احتمالی چینه‌ای					
			۳-۴-۶	تراوایی					

			۴-۳						
			۶-۴-۴-۴	تخمین میزان نفت درجا					
			۶-۴-۴-۵	بررسی عدم قطعیت موارد بالا در STOOIP					
			۶-۴-۴-۶	بررسی عدم قطعیت‌ها در محاسبات اقتصادی					
	۶-۵	مدل شکستگی‌ها							
	۶-۶	مدل گسل‌ها							
	۶-۷	پیکربندی مخزن							
	۶-۸	نهایی سازی شبیه سازی مدل Fine Grid							
	۶-۹	مکان تخمینی حفاری‌ها							

جدول۱۶ - چک لیست فصل

نسخه پیش نویس

نسخه ی پیش نویس

بخش چهارم

مهندسی مخزن

مهندسی مخزن

مهندسی مخزن پایه

این قسمت از برنامه جامع قسمت‌های تحلیل PVT، تفاسیر چاه آزمایی، فشار مخزن، دمای مخزن، آنالیز مغزه و عملکرد عمودی سیال وچاه تشکیل شده است.

تحلیل PVT

هدف از این بررسی پیدا کردن بهترین ضرایب برای معادلات حالت[۱۴۴] است. ضرایب صحیح معادلات حالت در شبیه سازی با ریسک پیش‌بینی مخزن رابطه مستقیم دارد. داده‌های تجربی و تحلیل‌های نرم افزاری هر دو برای دستیابی به بهترین نتیجه دخیل هستند.

اطلاعات در دسترس به مانند انبساط در ترکیب ثابت[۱۴۵]، آزاد سازی جزئی (Differential Liberation)، اندازه‌گیری‌های چگالی، تست جداکننده و تجزیه اجزاء با توجه به نمونه سرچاهی برای هر چاه از مهمترین اطلاعاتی هستند که باید جمع‌آوری شوند.

نرم افزار این مرحله از کار عموماً PVTi از زیر مجموعه‌های نرم افزار پترل محصول شرکت شلمبرژه است. به طور معمول در این نرم افزار از معادله حالت پنگ-رابینسون[۱۴۶] است. البته معادلات حالت دیگر در این نرم افزار قابل دسترسی است و می‌توان از آن‌ها استفاده نمود اما استفاده از PR به علت سادگی معادله و صحت بالای پاسخ بیشتر مورد استفاده است.

---

[۱۴۴] Equation Of State (EOS)

[۱۴۵] Constant Composition Expansion (CCE)

[۱۴۶] Peng-Robinson (PR)

بررسی داده‌های در دسترس

در این قسمت اطلاعات مربوط به PVT اعم از گزارش‌های شرکت‌های مختلف که در بر روی مخزن کار کرده‌اند استحصال می‌گردد. نمونه‌های سر چاهی، ته چاهی، آزمایش‌های روی مغزه گیری، چاه پیمایی و چاه آزمایی برخی از منابع داده هستند که هم اکنون در دسترس برای تهیه برنامه جامع هستند. اطلاعات با تاریخ و ذکر پارامتر مورد بررسی در دما و فشار مشخص ذکر می‌شود. آزمایش‌ها برای تشخیص اجزا (CCE، آزادسازی جزئی و ...) در سیال مخزنی، نسبت گاز به نفت[۱۴۷]، چگالی[۱۴۸] و لزجت[۱۴۹] از داده‌های لازم هستند. نهایتا و پس از شبیه سازی مجدد در صورت نیاز، داده‌های در دسترس به صورت جدول در برنامه جامع خواهند آمد.

Report	RIPI Pre-stimulation	RIPI Post-stimulation	Hydro
Sample No.	1.19	2.27	18890-QA
Test Temperature (°F)	242	237.5 158 122	239
Saturation Pressure (psia)	3128	3132 2679 2453	3099
Solution GOR from Diff. Lib.(SCF/STB)	835.2	843.2	755.8
Bo @ Pb from Diff. Lib. (bbl/STB)	1.5683	1.5599	1.46
Oil Density @ Pb from Diff. Lib.(gr/cc)	0.7077	0.7034	0.7344
Bo @ Pr from Diff. Lib. (bbl/STB)	1.5049	1.5005	1.396
Oil Density @ Pr from Diff. Lib.(gr/cc)	0.7374	0.7312	0.7676
Oil Viscosity @ Pb (cp)	1.407 @ 242 °F	1.112 @ 237.5 °F	0.764 @ 239 °F
Oil Viscosity @ Pr (cp)	1.666 @ 242 °F	1.261 @ 237.5 °F	0.986 @ 239 °F

جدول ۱۷- نمونه خلاصه داده‌های در دسترس

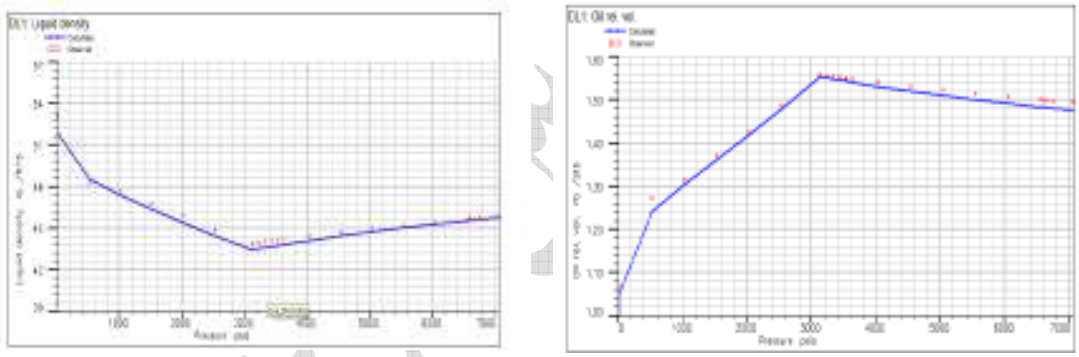
کنترل کیفی داده‌ها

پارامترهای گفته شده باید از نظر کیفی کنترل شده و سپس گزارش شوند. نحوه کنترل کیغی داده‌ها نیز مقایسه با آزمایش‌های دوباره‌ای که گرفته می‌شود و همچنین دیگر داده‌های موجود از منابع دیگر در مخزن

[۱۴۷] Gas-Oil Ratio (GOR)
[۱۴۸] Density
[۱۴۹] Viscosity

است. تفاوت‌ها در روش اندازه‌گیری پارامتر نیز باید لحاظ شود. برای مثال یک شرکت لزجت را با روش گوی گردان[۱۵۰] اندازه‌گیری می‌کند در حالی که شرکت دیگر از روش الکتریکی[۱۵۱] برای به دست آوردن عدد مورد نظر بهره می‌برد. ویا تفاوت در معادلاتی که در نرم افزار PVTi برای شبیه سازی استفاده می‌شود باید مدنظر قرار گیرد.

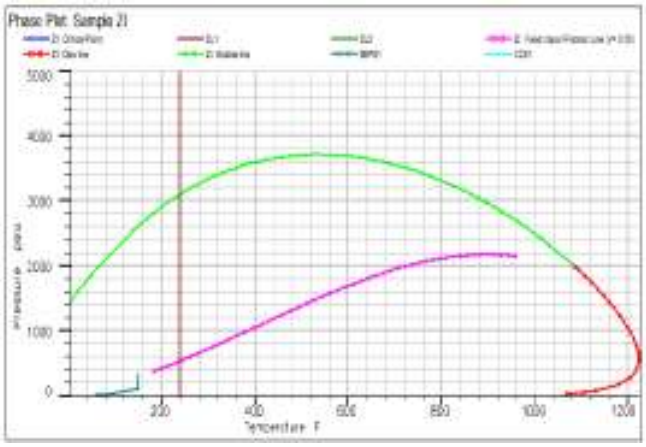
تمامی مشخصات ترمودینامیکی[۱۵۲] و حجمی[۱۵۳] مخزن به صورت جدی بر عملکرد چاه و مخزن، حجم قابل برداشت از مخزن و بازیافت نفت مؤثراند. از آنجا که این اطلاعات می‌توانند پروژه را از حالت اقتصادی خارج کند، این که با کیفیت‌ترین و قابل اعتمادترین داده در PVT به دست آید به شدت مهم است. پس روش کنترل کیفی و شناخت اجزاء سیال باید گفته شده و بر اساس همین روش عمل شود. در شبیه سازی PVT یکی از عملیات‌های بسیار زمان بر و در عین حال با اهمیت فرآیند همانند سازی شرایط واقعی مخزن با شرایط شبیه



شکل ۵۱- تنظیم معادله برای Bo و چگالی

سازی است. به این منظور بعد از انتخاب معادله حالت مد نظر (عموما Peng-Robinson درجه سه) باید ضرایب معادله تنظیم شوند تا شرایط مخزن در شبیه ساز را بتوان به واقعیت نزدیک کرد. از این رو تمامی آزمایش‌های

[۱۵۰] Rolling Ball
[۱۵۱] Electromagnetic
[۱۵۲] Thermodynamic
[۱۵۳] Volumetric



شکل ۵۲- نمودار فازی شبیه سازی سیال

سیال را تنظیم می‌کنند. این آزمایش‌ها عبارتند از: CCE، چگالی سیال، Bo، GOR، جاذبه گاز[۱۵۴]، Z-Factor، نمودار فازی. غرض از تنظیم همه آزمایشها به دست آوردن نزدیک‌ترین نمودار فازی به واقعیت است.

تحلیل جزء های موجود

آنچنان که این قسمت در بحث کنترل کیفی داده‌ها است، داده‌ها با نمونه‌های گرفته شده در صورت تطابق مهندسی مقایسه می‌شوند تا مقدار اجزاء نفت در مخزن به دست بیاید. در اینجا منظور از اجزاء مخزن، C۱، C۲، iC۴، nC۴، iC۵، nC۵، C۶، C۷، C۸، C۹ و C۱۰+ است. البته آخرین جزء می‌تواند بر اساس شرایط مخزن تغییر کند و مثلا به C۷+ تغییر نام دهد که عبارتست از هیدروکربن‌های سنگین مخزن که می‌توان در شبیه سازی با مشخصات میانگین مناسب آن‌ها را در نظر گرفت. علت این تقسیم بندی کم شدن اجزا است چرا که تعداد اجزاء نفت بیشتر از این‌ها است. با این کار زمان محاسبات کاهش یافته و دقت محاسبات بالاتر می‌رود. درصد جزء C۷+، از طریق فرمول‌های تجربی مانند واتسون[۱۵۵] با توجه به رابطه بین جرم ویژه[۱۵۶] و وزن مولکولی[۱۵۷] قابل استحصال است.

[۱۵۴] Gas Gravity
[۱۵۵] Watson
[۱۵۶] Specific Gravity
[۱۵۷] Molecular Weight

سیال معرف مخزن

هدف از ساخت مدل سیال مخزن شناخت رفتار سیال مخزن و به دست آوردن داده‌های لازم برای مرحله شبیه سازی مخزن است. در این فرآیند معادله حالت قابل قبول و مطمئن، برای پیش‌بینی رفتار سیال ساخته می‌شود. این معادله حالت باید با توجه به داده‌های در دسترس موجود و با شبیه سازی نزدیک با شرایط واقعی تنظیم شود. همه اطلاعات قسمت قبل با توجه به این معادله حالت به دست می‌آید.

در این بخش آنچنان پیداست هدف به دست آوردن سیال معرف مخزن است. سیال معرف مخزن به سیالی گفته می‌شود که تمامی خواص سیال مخزن را در جداکننده داشته باشد (می‌تواند از ترکیب چند سیال نیز باشد.). در این قسمت بیان این نکته ضروری است که جزء C۷+ به چند زیر جزء تقسیم می‌شود (گروه بندی). باید فشار بحرانی، دمای بحرانی، ضریب بی مرکزی، تغییر حجم[۱۵۸] و ضریب کنش دوگانه[۱۵۹] برای شبه اجزاء[۱۶۰] مشخص شود.

سنجش نفت خام (Crude Oil Assay)

سنجش نفت خام نوعی سنجش شیمیایی این ماده است. سنجش نفت خام اساسا ارزیابی شیمیایی مواد خام نفت خام توسط تست‌های آزمایشگاهی نفت است. هر نوع نفت خام دارای ویژگی های مولکولی، شیمیایی منحصر به فرد خود است. هیچ دو نوع نفت خام یکسان نیستند و تفاوت های بسیار مهم در کیفیت نفت خام وجود دارد.

برای این بررسی نمونه‌ای از نفت خام فرآوری نشده جهت آنالیز سنجش به وسیله Service Company انتخاب می‌شود. روش این کار استاندارد است که دو روش زیر جزء آنست:

ASTM D ۲۸۱۹, ASTM D۵۲۳۶

[۱۵۸] Volume Shift
[۱۵۹] Binary Interaction Coefficient
[۱۶۰] Pseudo Components

در این تحلیل بر تعداد زیادی از مشخصات نفت بررسی می‌شود که در زیر به مختصرا توضیح داده می‌شود:

- چگالی

چگالی با لغت درجه API شناخته می‌شود. این درجه عبارتست از جرم نفت خام بر حجم آن در دمای استاندارد (۶۰°F) که بطور معمول با روش استاندارد ASTM D۵۰۰۲ به دست می‌آید.

- میزان گوگرد

میزان گوگرد با کمک روش اشعه X (ASTM D۴۲۹۴) اندازه گیری می‌شود.

- عدد اسیدی[۱۶۱]

استاندارد صنعتی این عدد ASTM D۶۶۴ است که معمولا با نام عدد خنثی سازی[۱۶۲] شناخته می‌شود. این آزمایش میزان اسیدی بودن نفت و یا فرآورش شده آن را پیش‌بینی می‌کند. به طور معمول نمونه در تولوئن/IPA/آب حل می‌شود و با هیدروکسید پتاسیم تیتر می‌شود و نتیجه بر اساس میلی گرم KOH بر گرم نمونه بیان می‌شود.

- فشار بخار Reid (RVP)

RVP معیاری از فراریت هیدروکربن است. این معیار تحت استاندارد ASTM D۳۲۳ تهیه می‌شود. این اندازه گیری برای پیش‌بینی عملکرد سوخت حاصله صورت می‌گیرد و واحد آن عموما پوند بر اینچ مربع (psi) است.

- نقطه ریزش[۱۶۳]

کمترین دمایی که زیر آن هیدروکربن از حرکت باز می‌ایستد و نمیریزد را است. دمای نقطه ریزش ۳ درجه سانتیگراد بالاتر از اولین دمایی که حرکتی برای پنج ثانیه در سیال در حالت عمود دیده نمی‌شود،

[۱۶۱] Total Acid Number (TAN)

[۱۶۲] Neutralization Number

[۱۶۳] Pour Point

گزارش می‌شود. روش معمول طبق ASTM D۹۷ است. هر چه ترکیبات پارافینی کمتر و آروماتیک بیشتر باشد، نقطه ریزش کمتر خواهد شد.

- لزجت سینماتیک

این لزجت بر اساس استاندارد ASTM D۴۴۵ اندازه گیری می‌شود. از آنجا که این کمیت بستگی به دما دارد، در دو دما اندازه گیری‌ها صورت می‌پذیرد.

- میزان نیتروژن

نیتروژن در فرآیندهای پالایشگاهی به عنوان سم برای کاتالیست[۱۶۴] شناخته میشود. ASTM D۳۲۲۸ استاندارد روش اندازه گیری درصد نیتروژن بر حسب درصد وزنی است.

- سولفید هیدروژن[۱۶۵]

میزان سوفید هیدروژن با روش استاندارد UOP ۱۶۳ اندازه گیری می‌شود.

- فلزات سنگین

غلطت وانادیوم، نیکل، سدیم و آهن با استاندارد ASTM D۵۸۶۳ محاسبه می‌شود.

- کلرید سدیم[۱۶۶]

میزان نمک موجود در نفت با روش ASTM D۳۲۳۰ اندازه گیری می‌شود.

- میزان واکس[۱۶۷]

واکس بر اساس روش UOP ۴۶ اندازه گیری می‌شود.

- دمای فلش[۱۶۸]

ASTM D۹۳ منبع این اندازه گیری است.

---

[۱۶۴] Catalyst Poisoning
[۱۶۵] Hydrogen Sulfide (H_2S)
[۱۶۶] Sodium Chloride (NaCl)
[۱۶۷] Wax
[۱۶۸] Flash Point

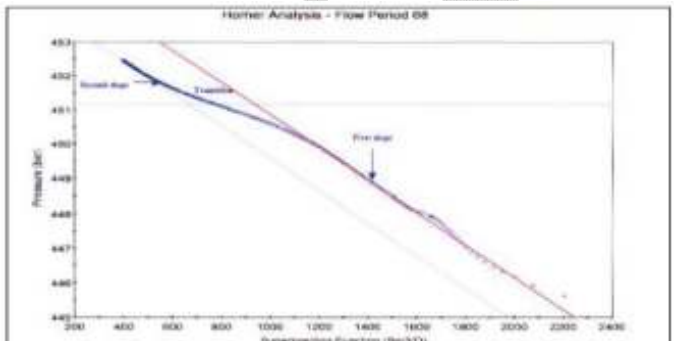
- میزان آب

میزان آب و رسوبات محلول در آب در نفت خام در انتقال و فرآورش پالایشگاهی مهم هستند. این مقدار بر اساس ASTM D۴۹۲۸ به دست می‌آید.

دیگر اجزای مهم در نفت خام، آسفالتین است که باید اندازه گیری شود تا در هنگام بهره برداری از مخزن و در چاه به خصوص در دهانه آن مشکل ایجاد نکند. تولید آسفالتین به فشار و دما بستگی دارد و در دمای پایین امکان ایجاد آن به مراتب بیشتر است.

تفسیر چاه آزمایی

در این قسمت نتایج حاصله از چاه آزمایی با هدف بررسی بهره دهی چاه (PI) استفاده می‌شود. چاه‌های مد نظر برای این بررسی آن‌هایی هستند که در آنها تست انجام شده باشد. نحوه انجام آزمایش، عمق‌ها، دماها و



شکل ۵۳- نتایج فشاری آزمایش PLT

فشارها در گزارش بایستی گفته شود. بر اساس این اطلاعات چاه‌آزمایی تفسیرهای نهایی صورت می‌گیرد و مهم ترین پارامتر منتج شده از چاه‌آزمایی که تراوایی است به دست می‌آید. تست‌های چاه‌آزمایی گسترده است و

Parameter	Value
Model	Dual Porosity
kh (mD.ft)	26,902
k (mD)	41
Skin after acid	-3.4
Omega	2.30E-01
Lambda	1.26E-06

جدول ۱۸- خلاصه تفسیر چاه آزمایی

برای مطالعه بیشتر به کتب منبع باید رجوع کرد.

فشار و دمای مخزن

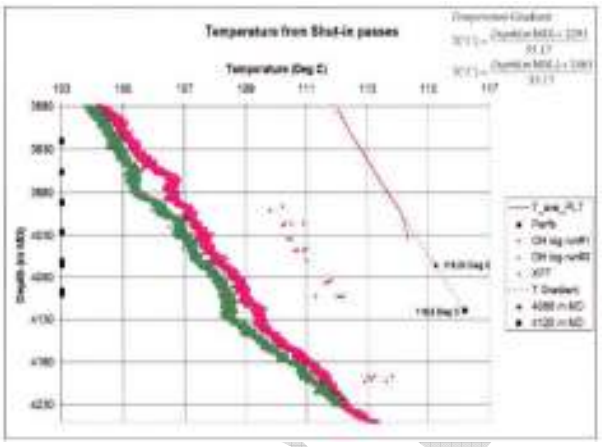
برای به دست آوردن فشار مخزن روش‌های تست XPT، چاه آزمایی و بررسی فشار ایستا مخزن وجود دارد. در تمامی این بررسی‌ها در عمق‌های مختلف میزان فشار را گزارش می‌کنند. با کمک از این گزارش روند فشار بر حسب عمق کشیده می‌شود. در هر لابه جداگلنه بررسی‌ها صورت می‌گیرد و عدم تطابق لایه‌ها با هم (شیب نمودار یا شکستگی در نمودار) درصورت وجود، می‌بایستی تحلیل بشود. ضمنا از آنجایی که برنامه‌هایی مانند اسیدزنی بر فشار تأثیرگذار هستند، اطلاعات فشاری قبل و بعد از فرآیند باید داده شود.

دمای مخزن معرف دمای سیال مخزنی خواهد بود. دما با افزایش عمق افزایش می‌یابد که به این نرخ افزایش گرادیان دمای زمین[۱۶۹] گفته می‌شود. به طور معمول این مقدار یک تا ۱,۹ درجه فارنهایت بر هر ۱۰۰ فوت است. دما معمولا در پایین چاه یا بعضا دراینتروال چاه اندازه‌گیری می‌شود. ابزار اندازه‌گیری زیادی برای دما وجود دارد به مانند اندازه‌گیری به هنگام حفاری، چاه پیمایی، XPT، PLT و ... . باید دقت شود در هنگام حفاری دمایی که گرفته می‌شود، دمای سیال حفاری است و نه دمای سیال مخزنی. گل حفاری در چاه در حال گردش است و با رشته حفاری انتقال حرارت دارد پس در مقایسه با سازند دمای کمتری دارد. سیال حفاری سرد به سازند حمله می‌کند و دمای آن را با همرفت حرارت پایین می‌آورد.

وقتی که چرخش گل حفاری متوقف می‌شود (به مانند هنگامی که برای قرار دادن رشته حفاری عملیات می‌ایستد)، دهانه چاه تدریجا شروع به افزایش دما می‌دهد که به علت حجم زیاد سازند نسبت به دهانه چاه به دمای درون سازند می‌رسد. از آنجا که این فرآیند هدایت گرمایی خواهد بود بسیار آرام صورت می‌پذیرد چرا که سرعت هدایت از همرفت بسیار کمتر است. در نتیجه حالت تعادل ماه‌ها بعد از آنکه چرخش متوقف شود وقوع می‌یابد.

[۱۶۹] Geothermal Gradient

به دلایل ذکر شده اندازه گیری دما در حین حفاری (MWD یا LWD) نتیجه‌ای کمتر از دمای واقعی سازند می‌دهد چرا که سیال حفاری در چرخش است. در نمودار PLT با این فرض که این دما به حالت تعادل خود رسیده است، اندازه‌گیری صورت می‌پذیرد و دما بر اساس عمق بیان می‌شود. در پایان نموداری مانند نمودار زیر روند دمایی را نشان می‌دهد.



شکل ۵۴- نمودار دمای مخزن

آزمایش‌های سنتی مغزه[۱۷۰]

داده‌های مغزه برای به دست آوردن ارتباط بین تراوایی و تخلخل مخزن حائز اهمیت اند. در صورت وجود نمونه از مخزن مورد نظر آزماش‌ها بر روی نمونه به راحتی قابل انجام است. اگر نمونه در در دسترس نبود مهندسین بایستی نمونه‌ای از مغزه که معرف شرایط مخزن مد نظر را باشد به دست بیاوردند یا بسازند. راه‌هایی مانند استفاده از مغزه‌های سازندهای مجاور، استفاده از بیرون زدگی سنگ مخزن، ساخت سنگ مخزن و غیره وجود دارند که باید در برنامه این روش ذکر شود. دادههای موجود این بخش به صورت جدول آورده می‌شود. در این جدول عمق برداشت، تخلخل (به تفکیک روش‌های اندازه گیری شده)، تراوایی عمودی و افقی (به تفکیک روش‌های اندازه گیری شده) و توضیحات لازم بیان می‌گردد.

[۱۷۰] Conventional (Routine) Core Analysis (CCAL)

Well Name (Formation)	Core No.	Interval		Porosity (%) (Helium)	Air Permability (md)			Grain Density gr/cc	Description
		From (m)	To (m)	Effct.	Ver.	90°	K max		
Azar-2 (Upper Sarvak)	1 (4,113.38 m - 4123.32 m)	4114.60	4114.79	2.6	<0.01	0.04	0.07	2.74	Ls,gry,vf gr,hd,anhy
		4117.79	4117.96	2.2	0.13	0.58	1	2.72	Ls,gry,vf gr,hd,styl
		4121.50	4121.70	1.5	0.04	0.35	0.38	2.71	Ls,gry,vf gr,hd,styl
Azar-2 (Lower Sarvak)	2 (4,432 m - 4,434.96 m)	4432.40	4432.60	14.9	1.1	5.5	5.8	2.71	Ls,gry,vf gr,hd,styl
		4432.68	4432.82	13.7	0.37	2.7	4	2.71	Ls,gry,vf gr,hd,frac along Hz direction
		4432.84	4432.97	14.2	0.51	0.66	1.1	2.72	Ls,gry,vf gr,hd,styl
		4433.00	4433.10	12.9	5.8	9.7	17	2.72	Ls,gry,vf gr,hd,closed frac
		4434.08	4434.17	13.3	0.63	6.5	13	2.71	Ls,gry,vf gr,hd,frac along Hz direction

جدول ۱۹- اطلاعات CCAL

ناهمگونی سازند

میزان ناهمگونی[۱۷۱] سازند با ضریب دیکسترا-پارسون[۱۷۲] نشان داده می‌شود. این ضریب از طریق فرمول زیر که در آن از توزیع احتمالی نرمال تراوایی استفاده شده است، به دست می‌آید:

$$I_{DP} = \frac{K_{84.1} - K_{50}}{K_{84.1}}$$

معادله ۱- ضریب DP

برای این کار بعد از احصاء تراوایی مخزن، نمودار توزیع احتمال تراوایی کشیده می‌شود و تراوایی ۵۰٪ و ۸۱٪ از آن استخراج شده با قرار دادن در فرمول بالا مقدار ناهمگنی مخزن به ساده‌ترین حالت ممکن به دست می‌آید.

رابطه تخلخل و تراوایی[۱۷۳]

این قسمت روش‌های یافتن رابطه بین تخلخل و تراوایی را بیان می‌کند. ساده‌ترین روش نمودار تخلخل بر حسب تراوایی خواهد بود که دیگر کاربرد چندانی ندارد اما اولین راه بیان است. روش‌های شاخص کیفیت سنگ[۱۷۴]، شاخص جریان منطقه[۱۷۵]، نوع سنگ گسسته[۱۷۶]، شاخص تجمعی نرمال کیفیت سنگ[۱۷۷]، و روش Winlands'

[۱۷۱] Heterogeneity
[۱۷۲] Dykstra-Parson
[۱۷۳] Poro-Perm Relationship
[۱۷۴] Rock Quality Index (RQI)
[۱۷۵] Flow Zone Indicator (FZI)
[۱۷۶] Discrete Rock Type (DRT)
[۱۷۷] Normal Cumulative RQI (NCRQI)

r۳۵ از انواع رایج برای به دست آوردن این رابطه هستند. این روش‌ها همچنین در قسمت تقسیم بندی نوع سنگ در مخزن[۱۷۸] که یکی از اساسی‌ترین بخش‌های مهندسی مخزن برنامه جامع است استفاده می‌شود. در زیر به اختصار این روش‌ها توضیح داده می‌شود.

- روش RQI

این روش بسیار ساده بوده اما پایه انجام روش‌های دیگر است. در این روش هدف رسم RQI بر حسب φ_z است. RQI از فرمول زیر به دست می‌آید:

$$RQI = 0.0314\sqrt{\frac{k}{\Phi_e}}$$

معادله ۲- RQI

که در این فرمول k تراوایی بر حسب mD، φ_e تخلخل مؤثر بر حسب نسبت و RQI برحسب میکرومتر است. φ_z از فرمول زیر به دست می‌آید.

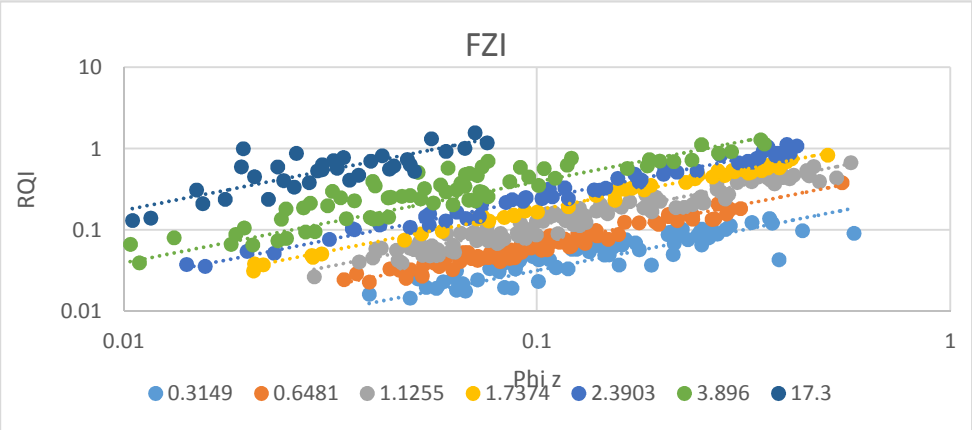
$$\Phi_z = \left(\frac{\Phi_e}{1-\Phi_e}\right)$$

معادله ۳- تخلخل z

- روش FZI

در این روش با تقسیم RQI بر φ_z گروه بندی از سنگ‌ها بر اساس نسبت تخلخل و تراوایی شان به دست می‌آید. در این روش نوع سنگ هم در طول و هم در عرض می‌تواند تغییر کند و در حقیقت کل میدان یا مخزن را در حجم آن Rock Type می‌کند. روش‌های اولیه تنها در هر عمق یک نوع سنگ را نمایش می‌دادند که نادرست بود.

[۱۷۸] Rock Type



شکل ۵۵- روش FZI

- روش DRT

در DRT تنها بازه‌هایی از FZI را مشخص می‌کنند. فرمول زیر بیان کننده این تقسیم بندی است.

$$DRT = Round\ (2^{*}\ ln\ (FZI) + 10)$$

معادله ۴- DRT

- روش NCRQI

این روش تنها تفاوتی که با روش RQI دارد آنست که متغیر NCRQI که از تقسیم هر یک از هر RQI بر مجموع تمامی RQIها به دست می‌آید بر حسب عمق نمایش داده می‌شود.

- روش Winlands' r۳۵

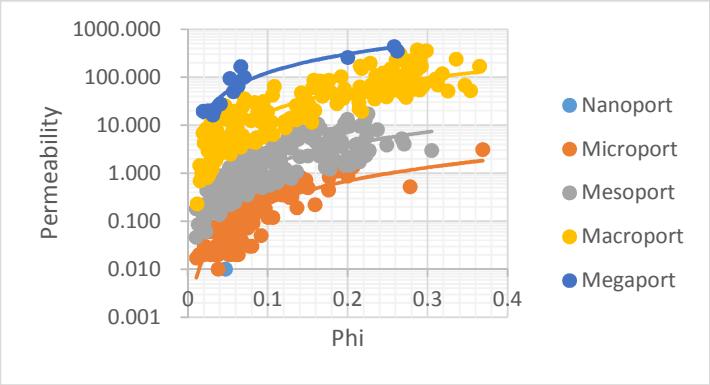
این روش خلل و فرج را از Nano تا Mega تقسیم بندی می‌کند و تخلخل را بر حسب تراوایی رسم می‌شود. ناحیه بندی‌ها در این روش به وسیله فرمول Winlands' r۳۵ به دست می‌آید.

در ادامه روند تراوایی‌های افقی و عمودی نیز با توجه به تقسیم بندی‌های گذشته به دست می‌آیند. در هر دو با کمک روش FZI و فرمول‌های موجود در منابع تقسیم بندی صورت می‌گیرد. در

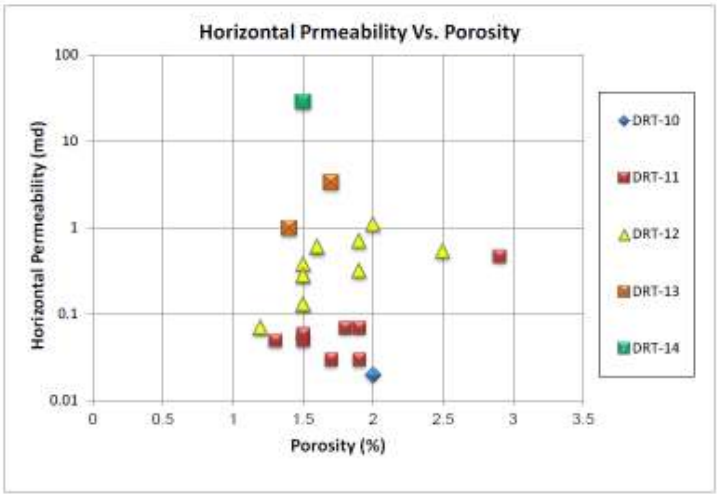
نهایت رابطه بین تراوایی افقی و عمودی در مخزن به صورت کلی یا جداگانه در مناطق تقسیم شده توسط DRT به دست می‌آید. رابطه زیر نمونه ای از این فرمول نهایی است:

معادله ۵- نمونه فرمول تقسیم بندی تراوایی افقی و عمودی

$$K_V = 0.158^* (K_H)^{0.9623}$$



شکل ۵۷- روش Winland



شکل ۵۶- تراوایی افقی در DRT

آنالیز ویژه مغزه[۱۷۹]

آنالیز ویژه مغزه، داده‌های به دست آمده از اندازه گیری‌های معمولی را به شرایطی که نشان دهنه شرایط مخزن است، تعمیم می‌دهد. آزمایشات SCAL معمولا شامل اندازه گیری تخلخل و تراوایی در شرایط مخزن، فشار مویینگی، تراوایی نسبی، خواص الکتریکی سنگ، ظرفیت تبادل یونی، توموگرافی کامپیوتری اشعه ایکس[۱۸۰]، خواص صوتی، اشباع باقیمانده، ترشوندگی ترجیحی و تست‌های سیلاب زنی مغزه و ازدیاد برداشت نفت می‌باشد. داده‌های حاصل از آزمایشات SCAL معمولا برای تایید داده‌های چاه آزمایی و چاه پیمایی و برای فهم دقیق یک چاه خاص و کارایی کل مخزن استفاده می‌شود.

اطلاعات موجود در آزمایش‌های SCAL به صورت جدولی در برنامه ارائه می‌شود. تعداد نمونه‌ها در این جدول مشخص است و اطلاعات عمقی و منطقه‌ای نمونه‌ها باید ذکر شود.اطلاعات این جدول بر اساس آزمایش‌های انجام شده‌ای است که باید از آن‌ها ذکر شود. آزمایش‌های SCAL عبارتند از:

- خواص الکتریکی

فاکتور مقاومت سازند، فاکتور سیمان شدگی، فاکتور اشباع شدگی، ضریب آرچی، ظرفیت تبادل یونی

- اندازه گیری فشار مویینگی سانتریفیوژ
- بازیابی ترشوندگی
- اندازه گیری تراوایی مایع

تراوایی با آب، تراوایی مؤثر نفت در اشباع آب همراه

- آزمایش تراوایی نسبی نفت-آب (آشام یا تخلیه)

[۱۷۹] Special Core Analysis (SCAL)
[۱۸۰] CT Scan

- آزمایش تراوایی نسبی گاز-آب (آشام یا تخلیه)
- اندازه گیری ترشوندگی

روش آموت تصحیح شده، روش USBN، روش اندازه گیری زاویه تماس

- آنالیز کامل مغزه

بررسی توزیع نوع سنگ مخزن[۱۸۱]

در گذشته روش‌های به دست آوردن توزیع نوع سنگ بیان شد (روش‌های FZI، RQI، NCRQI، DRT و غیره). در حقیقت اهدف این مطالعه به دست آوردن توزیع اندازه گلوگاه‌های حفرات[۱۸۲] است و در این بررسی تابع این توزیع با تخلخل و تراوایی مد نظر است که در نهایت به شناسایی انواع سنگ موجود در مخزن ختم می‌شود. اندازه گلوگاه‌های حفرات از طریق داده‌های به دست آمده از آزمایش فشار مویینگی جیوه به حاصل می‌شود. فرمول محاسبه قطر هیدرولیکی گلوگاه به صورت زیر است:

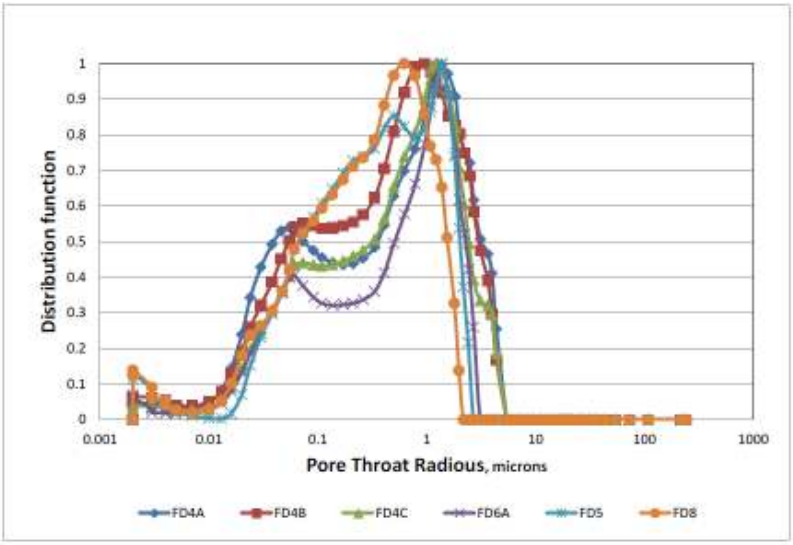
$$r = \frac{2\sigma.\cos\theta}{P_c}$$

معادله ۷- قطر هیدرولیکی

که در این فرمول r قطر هیدرولیکی بر حسب میکرومتر، σ تنش سطحی بر حسب dyne/cm، θ زاویه تماس و Pc فشار مویینگی یا Capillary Pressure است. بر اساس هر فشار مویینگی یک قطر به دست می‌آید که قطر گلوگاه حفرات به صورت تابعی از اشباع جیوه به دست می‌آید. بر اساس مدل‌های قبلی و این اطلاعات نوع سنگ را مشخص می‌کنند.

[۱۸۱] Reservoir Rock Type Distribution Study

[۱۸۲] Pore Throat Size



شکل ۵۸- توزیع اندازه حفرات ((RT

Sample ID	Depth	Air-Perm (mD)	Porosity (fraction)	RQI	PHi-Norm	FZI	DRT
FD4A	4432.46	1.82	0.141	0.1128121	0.164144354	0.6872739	10
FD4B	4432.53	1.11	0.127	0.0928302	0.145475372	0.6381162	10
FD4C	4432.57	1.77	0.141	0.1112517	0.164144354	0.6777676	10
FD6A	4432.87	0.88	0.123	0.0839882	0.140250855	0.5988429	10
FD5	4432.7	0.28	0.123	0.0473758	0.140250855	0.337793	9
FD8	4434.14	1	0.125	0.0888126	0.142857143	0.6216883	10

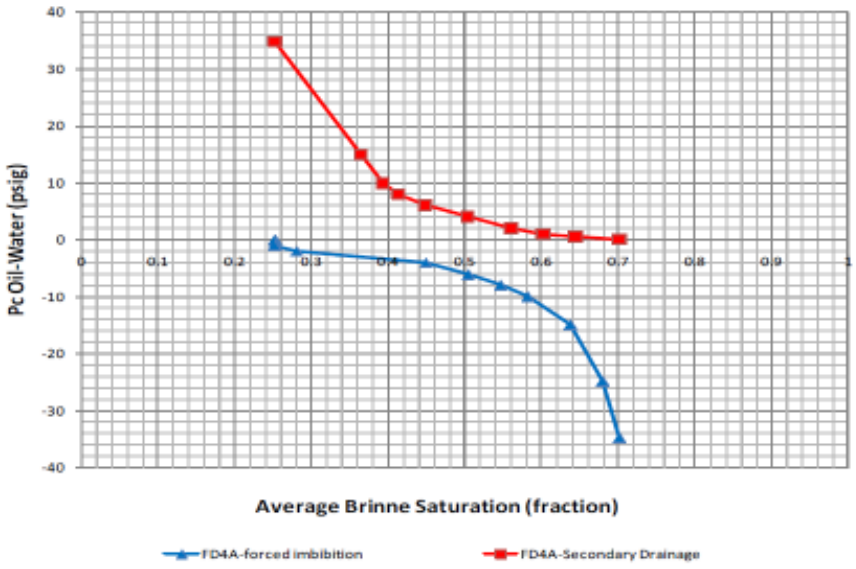
جدول ۲۰- تقسیم بندی DRT

بررسی ترشوندگی[۱۸۳]

سه روش در ابتدا قسمت بیان شده است و در برنامه هر یک از روش‌ها بر اساس اطلاعات موجود قابل استفاده است. ترشوندگی به شدت بر میزان برداشت نفت از مخزن تأثیر دارد. همچنین در فرآیندهای ازدیاد برداشت باید آزمایش‌های دقیقی برای به دست آوردن این پارامتر انجام اد چرا که با کوچکترین اشتباه در تزریق

[۱۸۳] Wettability

به مخزن می‌توان مخزن را از دست داد یا آنکه برداشت را به مقدار برنامه ریزی شده افزایش داد. نمودار زیر نتیجه آزمایش USBM است.

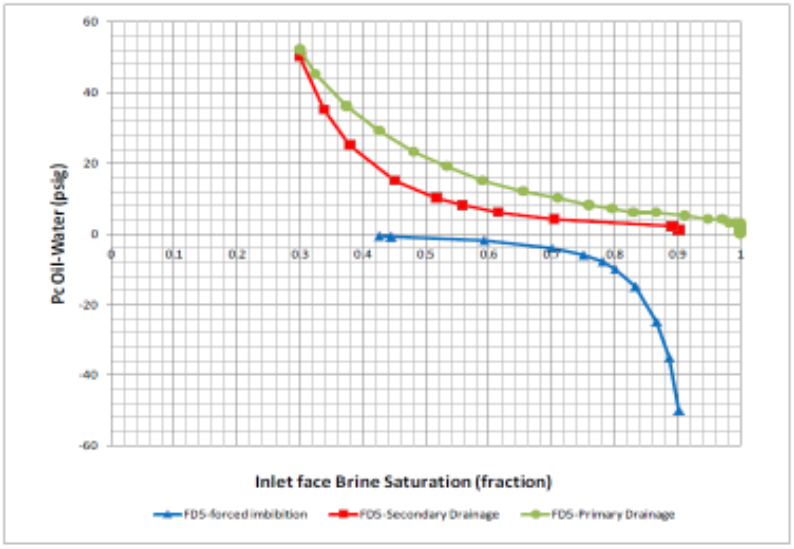


شکل ۵۹- روش USBM بررسی ترشوندگی

فشار مویینگی[۱۸۴]

فشار مویینگی خود به دو زیر بخش فشار مویینگی آب-نفت، نفت-گاز تقسیم می‌گردد. به طور کلی نمودارهای فشار مویینگی برای بررسی میزان آب یا نفت باقیمانده در مخزنی که با پایان فرآیند تخلیه باقی می‌ماند استفاده می‌شود. روش به دست آوردن فشار مویینگی در آزمایشگاه با استفاده از نمودارهای فشار مویینگی است. شرایط آزمایش و نتایج باید در برنامه ذکر شود.

[۱۸۴] Capillary Pressure



شکل ۶۰- بررسی فشار مویینگی

در ادامه به سادگی می‌توان شرایط آزمایش را به شرایط مخزن با کمک فرمول زیر تبدیل کرد.

معادله ۸- مویینگی در شرایط مخزن و آزمایشگاه

$$\left(\frac{Pc}{\sigma.Cos\theta}\right)_{Lab}=\left(\frac{Pc}{\sigma.Cos\theta}\right)_{Reservoir}$$

که در این فرمول Pc فشار مویینگی، σ تنش سطحی بر حسب dyne/cm که برای مخزن و آزمایشگاه مقدار ثابت دارد و θ زاویه تماس است که در مخزن و آزمایشگاه برابر در نظر گرفته می‌شود. پس دو مقدار مختلف برای فشار مویینگی به دست خواهد آمد.

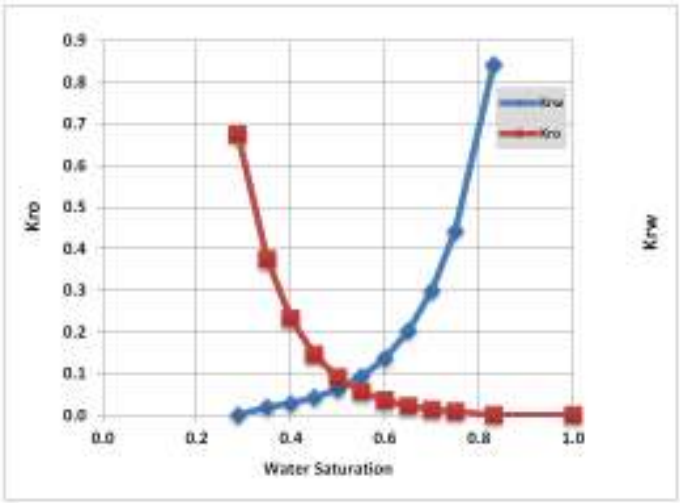
تراوایی نسبی[۱۸۵]

تراوایی نسبی برای دو سیستم نفت-گاز و آب-نفت به محاسبه می‌گردد. گاز-نفت زیر مجموعه‌ای از گاز-مایع است که در اینجا همیشه نفت به عنوان فاز به شدت ترکننده نسبت به گاز شناخته می‌شود. در نهایت از این بررسی نمودار تراوایی نسبی به دست می‌آید که اشباع آب یا گاز بر حسب تراوایی نسبی بقیه اجزاء است.

[۱۸۵] Relative Permeability

Sg	Kro	Krg	Pc
0	1	0	1.08
0.05	0.8246	0.0016	1.48
0.173	0.4207	0.04011	3.04
0.223	0.2364	0.08478	4.14
0.273	0.1198	0.15921	5.7
0.327	0.0529	0.28573	8.31
0.373	0.0192	0.41225	12.02
0.423	0.0052	0.53877	19.71
0.473	0	0.66529	37.14

جدول ۲۱- بررسی تراوایی نسبی

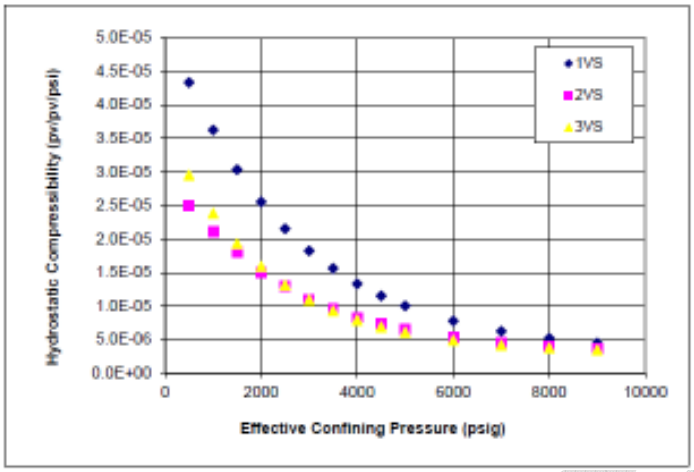


شکل ۶۱- تراوایی نسبی آب-نفت

تحلیل تراکم خلل و فرج[۱۸۶]

برای این کار نمونه‌ها در مغزه گیر هیدرواستاتیک[۱۸۷] قرار می‌گیرد و فشار بر آن‌ها وارد می‌شود. با افزایش فشار مقدار محلول آب نمکی که جابجا می‌شود اندازه‌گیری شده و با استفاده از روابطی این کاهش حجم جابجایی را به میزان تراکم سنگ تبدیل می‌کنند.

[۱۸۶] Pore Volume Compressibility Analysis
[۱۸۷] Hydrostatic Core Holder



شکل ۶۲- تراکم نمونه ها

نتایج به صورت جدولی برای هر نمونه بیان می‌گردد و معاله تراکم از داده‌ها استخراج خواهد شد.

تراکم شکستگی[۱۸۸]

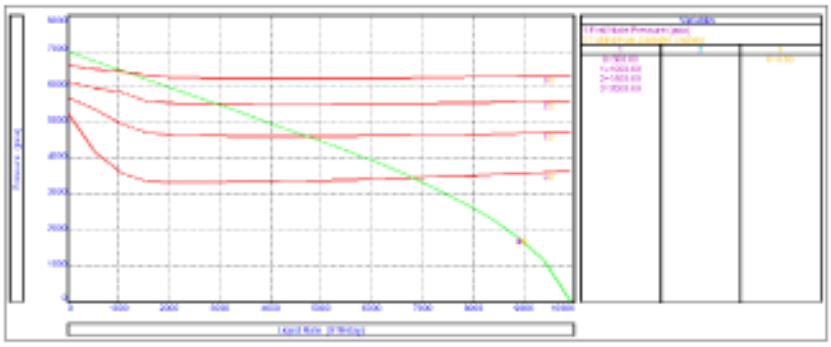
در صورت وجود اطلاعات بازم و آزمایش می‌توان مانند حالت قبل این مقدار را به دست آورد. در صورت عدم وجود اطلاعات فشاری روش‌هایی مبتنی بر مواد معدنی موجود در مخزن وجود دارد. در این قسمت نیز می‌بایستی با ذکر روش، نتایج را در برنامه انعکاس دهند.

عملکرد عمودی جریان[۱۸۹]

برای بیرون آمدن سیال از چاه افت فشار بین سطح و ته چاه نیاز است. این اختلاف فشار که از طریق آزمایش هنگام حفاری در رشته حفاری (بهره برداری) به دست می‌آید، نرخ جریانی را به وجود می‌آورد که توانایی دهش[۱۹۰] را اندازه گیری می‌کند. این افت فشار به هنگام تولید برای قطرهای متفاوت رشته‌های تولیدی

[۱۸۸] Fracture Compressibility
[۱۸۹] Vertical Flow Performance
[۱۹۰] Deliverability

متفاوت است. بر اساس این قطرها نموداری از نرخ تولید با فشار کشیده می‌شود که نمایانگر عملکرد چاه در



شکل ۶۳- عملکرد Tubing ۵,۵ inches

هنگام تولید است.

شبیه سازی مخزن[۱۹۱]

این بخش شامل توضیحی در باب شبیه سازی مخزن و فرآیند ساخت این مدل است. پس از شبیه سازی آنالیز به حساسیت سنجی پرداخته می‌شود و در نهایت سناریوهای برداشت از مخزن مطرح می‌شود و سناریوی منتخب معرفی خواهد شد. نرم افزار عمومی این شبیه سازی Eclipse ساخته شرکت Schlumberger و CMG از محصولات شرکت CMG است.

توصیف کلی مدل

مدل سازی می‌تواند به صورت نفت سیاه یا ترکیبی باشد. در مدل نفت سیاه[۱۹۲] سیال مخزن به سه گروه نفت، آب و گاز تقسیم شده و اجزاء این فازها در طول زمان ثابت در نظر گرفته می‌شود. این مدل سازی سریع بوده و برای مخازنی که فرار نباشد و نفت سنگین نیز نباشد مناسب است. در مدل ترکیبی[۱۹۳] هر عضو دارای

[۱۹۱] Reservoir Simulation
[۱۹۲] Black Oil
[۱۹۳] Compositional

ترکیب خاص خود است. نفت به زیر مجموعه‌های C۱ تا C۷+ و به بعد تقسیم می‌شود. برای شبیه سازی ترکیبی از معادلات حالت استفاده می‌شود که همانطور که قبلا نیز گفته شده بود این معادلات باید تنظیم گردند تا بهترین جواب بعد شبیه سازی و ارائه نتایج دریافت شود. این شبیه سازی از نفت سیاه بسیار زمان بر تر خواهد بود اما دقت بالاتری دارد. بعضا نیز امکان عدم همگرایی در پاسخ‌ها است.

بعد از انتخاب روش شبیه سازی باید این نکته که سازند چگونه توزیع شده است بیان شود تا از آن مدل دو تخلخلی[۱۹۴] یا تک تخلخل به دست آید. این نتیجه گیری از بخش‌های قبلی برنامه است. همگنی یا ناهمگن بودن مخزن نیز باید بیان گردد.

اطلاعات ورودی به مدل

۱. شبکه بندی پویا مدل[۱۹۵]

در بخش مدل سازی ایستا شبکه بندی مخزن نشان داده شده. در آن بخش تعداد سلول‌ها تا ۲۰ میلیون سلول هم می‌رسید اما محاسبات این تعداد سلول در هنگام شبیه سازی پویا به شدت زمان بر است و باید این تعداد به بهترین کمترین مقدار خود برسد. دقت محاسبات و زمان محاسبات مدنظر این کاهش تعداد سلول (بزرگتر کردن سلول‌ها) است. این تعداد به زیر یک میلیون می‌رسد. البته این اعداد تنها نشان دهنده بازه تغییرات است و هیچ قطعیتی ندارد.

شبکه بندی پویا صحیح آن گونه است که تمام مشخصات شبکه بندی ایستا را بازتاب دهد. گسل‌ها، شکستگی‌ها، توزیع تخلخل و تراوایی و غیره باید در هر دو مدل منطبق هم باشد. طول، عرض و عمق لایه‌ها به همراه نام هر لایه و تقسیم بندی آن‌ها در جدولی و در توضیحات شبکه بندی آورده می‌شود. اطلاعات مدل سازی معمولا به صورت کامل بیان نمی‌شود چراکه بسیار حساس می‌باشد، پس تنها به نتایج اکتفا می‌شود.

---

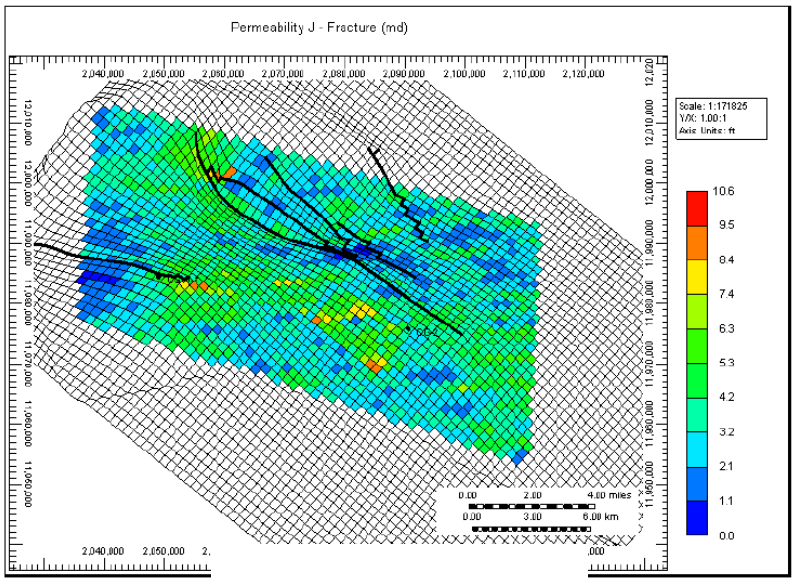
[۱۹۴] Dual Porosity

[۱۹۵] Dynamic Model Gridding

۲. اطلاعات پتروفیزیکی مخزن

قدم بعد از شبکه بندی مدل وارد کردن دیگر اطلاعات لازم برای شبیه سازی است. داده‌های پتروفیزیکی سنگ شامل اشباع آب (Sw)، تخلخل ماتریکس، مشخصات شکستگی (تراوایی و اندازه) که به صورت توزیع در مخزن در دسترس است، وارد نرم افزار می‌شود. همانطور که گفته شد در مدل ایستا و بر اساس نرم افزار Petrel این عملیات صورت می‌گیرد. تمامی روابط همانند رابطه بین تراوایی و تخلخل در قسمت‌های قبلی آمده شده است و تنها باید وارد نرم افزار شود.

توزیع تمام مشخصات در مخزن به صورت شکل دیداری و جدول در پایان این قسمت آورده می‌شود.



شکل ۶۴- توزیع تراوایی شکاف

۳. مدل سیال

هدف از مدل سازی سیال، مشخص سازی خصوصیات سیال مخزن و ساختن داده لازم برای شبیه سازی مخزن است. نرم افزار PVTi معمول ترین وسیله برای این کار است. همچنین معادله حالت پنگ-رابینسون

سه پارامتری بیشترین استفاده را برای این شبیه سازی دارد. تمامی این داده‌ها در بخش‌های قبل به تفصیل

No of Geological zone	Geological Zone	Matrix Porosity (Fraction)
1	IL-1	0.021
2	IL-2	0.041
3	IL-3	0.032
4	Surgah	0.003
5	Upper Sarvak-1	0.018
6	Upper Sarvak-2	0.047
7	Upper Sarvak-3	0.002
8	Upper Sarvak-4	0.025
9	Upper Sarvak-5	0.022
10	Upper Sarvak-6	0.013
11	Upper Sarvak-7	0.026
12	Upper Sarvak-8	0.016
13	Ahmadi	0.002
14	Lower Sarvak-1	0.030
15	Lower Sarvak-2	0.023
16	Lower Sarvak-3	0.039
17	Lower Sarvak-4	0.029
18	Lower Sarvak-5	0.020
19	Lower Sarvak-6	0.038

جدول ۲۲- تخلخل میاگین لایه های مختلف در شبیه سازی

آورده شده است و تنها کاری که برای این قسمت باید انجام داد وارد کردن آن داده‌ها است.

۴. سطح تماس آب با نفت[۱۹۶]

در فصل چهارم به تفصیل بیان شد و در این قسمت تنها توضیحاتی که مؤثر در شبیه سازی لازم به بیان است.

۵. آغازسازی مدل[۱۹۷]

آغاز سازی مدل به معنی تعیین شرایط اولیه پیش از شبیه سازی است. شرایط اولیه که باید در زمان صفر در همه سلول‌ها تعیین شود عبارتست از:

۱. فشار اولیه

۲. اشباع اولیه سیالات

[۱۹۶] Water Oil Contact (WOC)

[۱۹۷] Model Initialization

Oil GOR (Mscf /stb)	Saturation Pressure (psia)	Oil FVF (rb/STB)	Oil Viscosity (cp)
0	15	1.05	8.44
	500	1.05	8.71
	1,000	1.05	8.98
	1,500	1.05	9.23
	2,000	1.04	9.49
	2,500	1.04	9.73
	3,000	1.04	9.96
	3,151	1.04	10.03
	3,198	1.04	10.05
	3,500	1.04	10.19
	4,000	1.04	10.41
	4,500	1.04	10.63
	5,000	1.03	10.84
	5,500	1.03	11.04
	6,000	1.03	11.24
	6,500	1.03	11.43

جدول ۲۳- خصوصیات سیال زنده

۳. نسبت‌های اولیه گاز محلول به نفت و یا نفت تبخیر شده به گاز

سه روش کلی آغاز سازی نیز روش تعادلی[۱۹۸]، شمارشی[۱۹۹] و آغاز مجدد[۲۰۰] است.

۶. نفت درجای اولیه

بر اساس عمق، شرایط مخزن و شرایط اولیه این مقدار محاسبه می‌گردد. در زیر هر لایه جداگانه نشان داده شده است.

[۱۹۸] Equilibrium
[۱۹۹] Enumeration
[۲۰۰] Restart

Formation	OOIP (MMSTB)
Matrix Upper Sarvak	1,120
Fracture Upper Sarvak	130
Matrix Lower Sarvak	793
Fracture Lower Sarvak	124
Total	2,167

جدول ۲۴- نفت درجای اولیه به تفکیک لایه

۷. عملکرد جریان چاه

همانطور که در قسمت‌های گذشته بیان شد با توجه به اندیس بهره دهی که با تخمین ضریب ارتباط[۲۰۱]، که ضریب ثابتی است و ارتباط بین چاه و مخزن را نشان می‌دهد، و خصوصیات سیال و تراوایی‌های نسبی به دست می‌آید، عملکرد بر اساس قطر توبینگ مشخص می‌شود.

۸. مکانیزم نیرو محرکه مخزن[۲۰۲]

عامل عمده‌ای که باید در محاسبات مهندسی مخزن شناسایی شده و مورد توجه قرار گیرد، مکانیسم حاکم بر مخزن است. با توجه به وضعیت هندسی ساختمان مخزن، ارتفاع ستون نفت، میزان گاز حل شده در نفت، گسترش، ارتباط و فعالیت کلاهک گازی و سفره آب متصل به آن، مخزن می‌تواند تحت مکانیزم‌های مختلف نفت تولید نماید. مکانیزم‌های تولید هیدروکربور از مخزن بر مبنای انرژی اولیه مخزن و روش‌های توسعه میدان به سه مرحله تفسیم می‌گردد:

۱. بازیابی اولیه[۲۰۳]

۲. بازیابی ثانویه[۲۰۴]

[۲۰۱] Connection Factor
[۲۰۲] Reservoir Drive Mechanism
[۲۰۳] Primary Recovery
[۲۰۴] Secondary Recovery

۳. بازیابی ثالثیه

در این جا مقصود مکانیزم اولیه تولید از مخزن است که به موارد زیر تقسیم بندی می‌شود:

۱. انبساط سیال
۲. رانش گاز محلول
۳. رانش آب
۴. رانش کلاهک گازی
۵. رانش ناشی از تراکم مخزن

۹. تطبیق تاریخچه[۲۰۵]

تطابق تاریخچه فرآیند تغییر بعضی از پارامترها در شبیه سازی به منظور تطبیق دبی محاسبه شده با دبی واقعی مخزن است. در واقع تطابق تاریخچه یک فرآیند ارزیابی و اعتبار سنجی مدل می‌باشد که در آن عملکر گذشته مدل شبیه سازی می‌گردد و نتایج این شبیه سازی با اطلاعات واقعی مقایسه می‌شود. در صورت وجود تفاوت در نتایج، برای بهبود تطابق تاریخچه گذشته شبیه سازی و اطلاعات واقعی میدان، در اطلاعات ورودی تغییراتی اعمال می‌گردد. در اینجا توجه به این نکته که فرآیند تطابق تاریخچه یک فرآیند مهندسی معکوس[۲۰۶] است حائز اهمیت است، چراکه در این نوع فرآیند پاسخ‌های به دست آمده منحصر به فرد[۲۰۷] نیست و برای هر مسئله بینهایت پاسخ است که در اینجا هنر مهندس و تجربه اوست که راه کار را مشخص می‌کند. همچنین به علت طبیعت تکراری[۲۰۸] و سعی و خطایی[۲۰۹] بودن مسئله موضوع نبود پاسخ واحد بیشتر جلوه می‌کند.

---

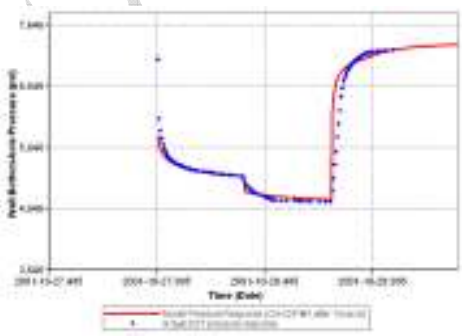
[۲۰۵] History Matching
[۲۰۶] Reverse Engineering
[۲۰۷] Non-Unique Answers
[۲۰۸] Iterative
[۲۰۹] Try and Error

موارد مهمی که در یک تطابق تاریخچه باید مد نظر داشت عبارتند از:

- انجام آنالیز حساسیت[۲۱۰]
- توجه به منحنی تراوایی نسبی
- مشاوره با زمین شناسان قبل از ایجاد تغییر در مدل
- الزامی برای تطبیق تمام چاه‌های مدل با تولید واقعی نیست، بلکه روند تطبیق مهم است.

پارامترهای تطبیق تاریخچه عبارتند از:

- سطح فشار میانگین
- نرخ افت فشار مخزن
- توزیع فشار در مخزن
- توزیع سیال در مخزن
- میزان برش آب[۲۱۱] و نسبت گاز به نفت[۲۱۲] برای چاه‌ها
- فشار جریانی ته چاهی برای چاه‌ها



شکل ۶۵- تطابق مدل و واقعیت

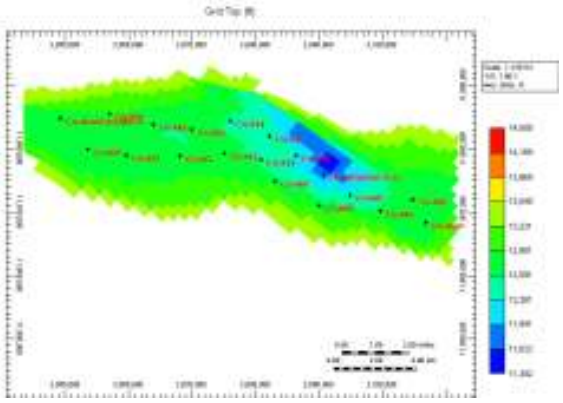
[۲۱۰] Sensitivity Analysis
[۲۱۱] Water Cut (WC)
[۲۱۲] Gas-Oil Ratio (GOR)

۱۰. پیش‌بینی تولید[۲۱۳]

انجام پیش‌بینی تولید آخرین مرحله و نتیجه یک مطالعه جامع مخزن[۲۱۴] است. هدف از انجام مرحله پیش‌بینی تولید، دستیابی به یک دیدگاه از عملکرد آینده مخزن تحت شرایط و استراتژی‌های مختلف عملیاتی و تهیه پروفایل‌های تولید مورد نیاز برای انجام ارزیابی اقتصادی پروژه است. در این فاز که ماحصل مطالعات تمام تیم‌ها بر روی مخزن است، باید استراتژی‌های مناسب تولید از میدان آنالیز شود و به صورت استراتژی‌های کوتاه مدت، میان مدت و بلند مدت به مدیریت پروژه و شرکت معرفی گردد.

در این قسمت میزان تولید و نحوه تولید هر چاه به طور جداگانه بیان می‌گردد. برش آب و نسبت گاز به نفت از پارامترهای قابل بیان است. فرآیندهایی مانند اسیدزنی[۲۱۵] و کلیه فرآیندهای بعدی چاه برای بهبود عملکرد که در شبیه سازی آورده شده است ذکر می‌شود.

در نهایت تولید طبق استراتژی‌های مختلف مدنظر مهندسین بیان می‌گردد. اولین استراتژی (استراتژی پایه[۲۱۶])، تولید تحت شرایط طبیعی مخزن و بدون حضور نیروی‌های غیر طبیعی است. در این استراتژی



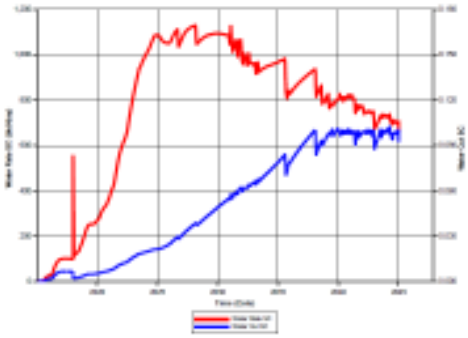
شکل ۶۶- تولید تحت استراتژی پایه

[۲۱۳] Production Strategy
[۲۱۴] Full Field Study (FFS)
[۲۱۵] Acidizing
[۲۱۶] Base Case

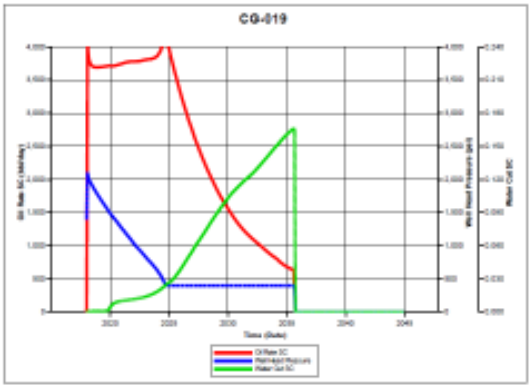
چاه‌های تولیدی در بهترین مکان خود طبق مراحل گذشته، قرار گرفته و مخزن با فشار طبیعی خودش تخلیه می‌گردد.

برش آب، نسبت آب به نفت، نسبت گاز به نفت و فشار مخزن از پارامترهای تحت بررسی است.

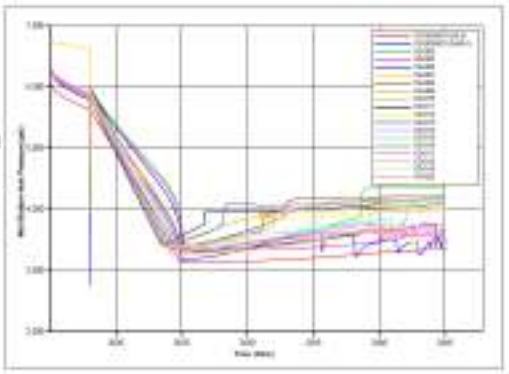
در زیر نمونه‌هایی برای مخزن و چاه‌ها آورده شده است.



شکل ۶۷- تولید آب و WC



شکل ۶۸- اطلاعات مربوط به یک چاه

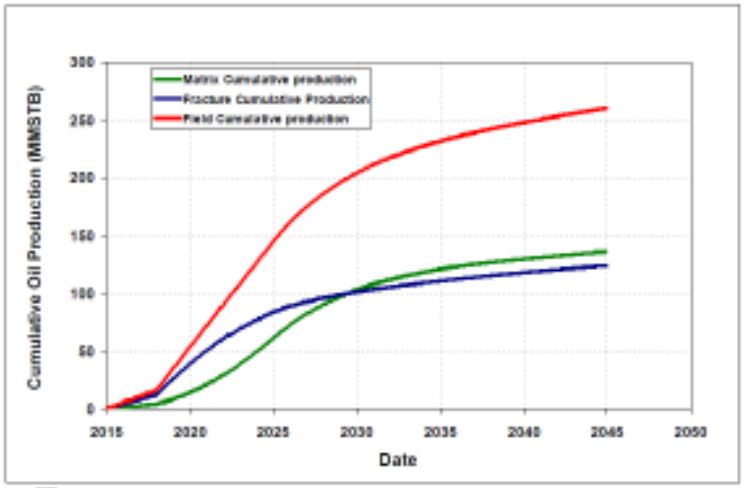


شکل ۶۹- فشار ته چاهی برای ۱۹ چاه تولیدی

آنالیز حساسیت سنجی بر پارامترهای مخزن

این تحلیل همتنطور که بیان شد بر روی پارامترهای فیزیکی مخزن باید انجام گیرد. این بررسی بر اساس سناریوهای توسعه‌ای که در قسمت استراتژی‌های تولید بیان می‌گردد است. می‌بایستی پارامترهای تأثیرگذار شناسایی شود و با تغییر در این متغیرها میزان حساسیت تولید مخزن را نسبت به آن‌ها برآورد می‌کنند. در MDPهای بررسی شده نرم افزار Crystal Ball این نقش را ایفا می‌کند.

طول مدت این بررسی از ابتدای تولید به میزان تخمینی برداشت از مخزن (برای مثال ۳۰ سال) است. این زمان تخمینی هنگامی است که در حالت پایه ضریب بازیابی نهایی[۲۱۷] بیشترین مقدار خود را داشته باشد. این به معنی آن نیز است که میزان نفت درون مخزن در کمترین مقدار خود باشد.



شکل ۷۰- تولید مخزن تحت استراتژی پایه

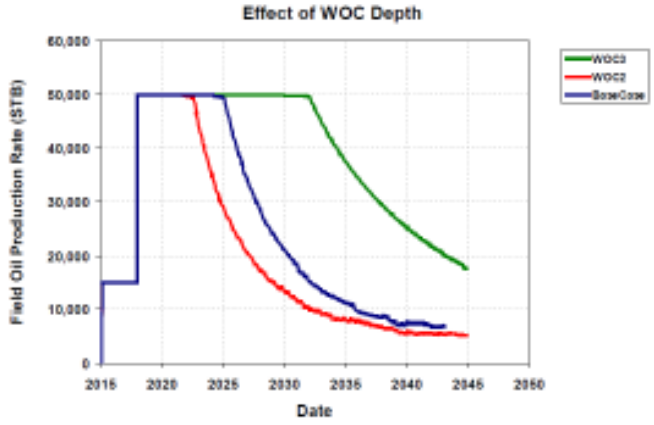
پارامترهای مورد بررسی عبارتند از:

- سطح برخورد آب و نفت
- تراوایی شکستگی‌ها و شبکه شکاف
- تخلخل شکستگی‌ها و شبکه شکاف

[۲۱۷] Ultimate Recovery Factor

- قدرت سفره زیر زمینی در ارتباط با مخزن
- فاصله شکاف ها
- نرخ تولید در Plateau
- مدل تراوایی (Dual or Single)
- تراوایی ماتریکس
- ضریب جداری[۲۱۸]
- قطر لوله‌گذاری[۲۱۹]

برای مثال در بررسی حساسیت WOC نتایج بر اساس دو حالت نسبت به حالت پایه بررسی شده است. یکی ۱۰۰ متر پایین تر و یکی همین مقدار بالاتر از حالت پایه که پاسخ‌ها به صورت زیر نشان داده شده است.



شکل ۷۱- WOC شبیه سازی حساسیت سنجی

[۲۱۸] Skin Factor
[۲۱۹] Tubing Size

نتیجه گیری و انتخاب سناریوی برتر مطالعه مخزن

سناریوهای تولید قبلا در بخش استراتژی تولید آمده است و با بررسی حساسیت سنجی پارامترها یک سناریو به عنوان سناریوی برتر جهت انجام تولید انتخاب می‌گردد. تمامی سناریوهای تولید می‌بایستی قبلا گفته شده باشد تا صاحب مخزن (در ایران NIOC) بتواند بر اساس داده‌ها و نتایج آن‌ها و با کمک از مهندسین مجرب خود تأیید سناریو برتر مشترک نویسنده MDP را بدهد.

در ابتدای این نتیجه گیری اطلاعات کلی از مخزن داده می‌شود. شرایط زمین شناسی، سیال مخزن، سنگ مخزن، فشار و دما و غیره مختصرا گفته می‌شود. عوامل محدود کننده برای تصمیم گیری نیز باید گفته شود. دقت شود در این قسمت بررسی فنی مد نظر است. اگر عامل محدود کننده هزینه یا تکنولوژی باشد در ادامه علل این ایجاد محدودیت از سوی این عوامل بیان می‌شود و نهایتا با بررسی تمامی جوانت سناریوی نهایی استخراج خواهد شد.

نتیجه گیری فصل

این فصل را می‌توان به عنوان نتیجه فصل‌های سه و چهار دانست. تمام اطلاعات موجود در آن دو فصل در بخش مهندسی مخزن استفاده می‌شود. همچنین این فصل پایه فصل‌های عملیاتی بعدی خواهد بود. به عبارتی ارتباط بین مطالعات و عملیات در این غصل بیان می‌شود. همچنین بررسی‌های اقتصادی که نتیجه شبیه سازی‌های برداشت مخزن است از مهندسی مخزن نشأت گرفه است. در نهایت باید گفت این فصل مهم‌ترین فصل یک برنامه جامع تولید از مخزن است.

پارامترهای این فصل مانند فصول قبل در جدول زیر آورده شده‌اند.

سطح اطلاعات داده شده

ردیف	پارامتر مطرح شده			دارد	بسیار خوب	خوب	متوسط	ضعیف
	مهندسی مخزن پایه							
۱	۱-۱	تحلیل PVT						
		۱-۱-۱	اطلاعات آزمایش‌ها					
		۱-۱-۲	کنترل کیفی داده‌ها					
		۱-۱-۳	شبیه سازی					
		۱-۱-۴	تحلیل جزءهای موجود					
		۱-۱-۵	ارائه نتایج					
		۱-۱-۶	سیال معرف مخزن					
		۱-۱-۷	سنجش نفت خام					
			۱-۷-۱-۱ استانداردهای سنجش					
	۱-۲	تفسیر چاه آزمایی						
	۱-۳	فشار و دمای مخزن						
	۱-۴	آزمایش‌های معمولی مغزه (CCAL)						
		۱-۴-۱	نام آزمایش‌ها					
		۱-۴-۲	استاندارد روش آزمایش‌ها					
	۱-۵	آزمایش‌های ویژه مغزه (SCAL)						
		۱-۵-۱	نام آزمایش‌ها					
		۱-۵-۲	استاندارد روش آزمایش‌ها					
	۱-۶	نوع سنگ مخزن (Rock Type)						
		۱-۶-۱	روش بررسی					
	۱-۷	ترشوندگی						
		۱-۷-۱	روش بررسی					
	۱-۸	فشار مویینگی						
		۱-۸-۱	روش بررسی					
	۱-۹	تراوایی نسبی						
		۱-۹-۱	روش بررسی					
	۱-۱۰	تحلیل تراکم خلل و فرج						
	۱-۱۱	تراکم شکاف‌ها						

	۱-۱۲	عملکرد عمودی چاه						
۲	شبیه سازی مخزن							
	۲-۱	توصیف کلی مدل						
	۲-۲	اطلاعات ورودی مدل						
		۲-۲-۱	شبکه بندی پویا					
		۲-۲-۲	اطلاعات پتروفیزیکی مخزن					
		۲-۲-۳	مدل سیال					
		۲-۲-۴	محل برخور آب و نفت (WOC)					
		۲-۲-۵	آغاز سازی مدل					
		۲-۲-۶	محاسبه نفت درجای اولیه					
		۲-۲-۷	عملکرد جریان چاه					
		۲-۲-۸	مکانیزم نیرو محرکه					
		۲-۲-۹	تطبیق تاریخچه					
		۲-۲-۱۰	استراتژی و پیش‌بینی تولید					
	۲-۳	آنالیز حساسیت سنجی						
		۲-۳-۱	معرفی پارامترها					
		۲-۳-۲	نتایج					
	۲-۴	نتیجه گیری و انتخاب سناریوی برتر						

جدول۲۵ - چک لیست فصل

بخش پنجم

حفاری و تکمیل چاه

نسخه ی پیش نویس

حفاری و تکمیل چاه

خلاصه

این بخش شامل طراحی مدل جدید تولید/ ارزیابی، چاههای دفع پساب و کار بر روی چاه های موجود در منطقه می شود. دو مرحله عملیات توسعه برای توسعه منطقه نفتی شناسایی شده است که مراحل اولیه و پایانی تولید را در بر می گیرد.

هدف مرحله تولید اولیه در توسعه حفر چاه های جدید، کار بر روی چاه های موجود و تکمیل این چاه‌ها برای تولید است (تعداد این چاه‌ها از قبل مشخص شده است). در صورت شکست چاه های موجود، چاه های جدیدی حفر می شود تا به هدف مقرر شده برای تولید نفت در روز رسیده شود. در مرحله تولید اولیه در توسعه باید از قبل برنامه ریزی شود که مخزن به طور کامل مورد ارزیابی قرار گیرد. برای ارزیابی دستگاه نمودارگیری به طور مداوم در یک چاه کار می کند. سپس بر اساس نتایج حاصله از نمودارگیری، تصمیم درست برای تست چاه گرفته می شود.

هدف مرحله تولید نهایی ، حفر چاه های جدید برای تولید نفت و چاه‌های دفع پساب است. علاوه بر چاه های تولید کننده، چاه تزریق آب نیز نیاز است که به صورت چاه های عمودی و شکل مشخص حفاری و تکمیل می شوند. در ابتدای امر لازم است که موقعیت منطقه نفتی به طور کامل شناسایی گردد. برای این امر اطلاعاتی نظیر موقعیت دقیق جغرافیایی، ارتفاع از سطح دریا و اطلاعات توپوگرافی آن نیاز است.

شکل ۷۲- موقعیت یکی از مناطق نفتی

اهداف اصلی

در این مرحله باید اهداف اصلی طرح جامع توسعه مشخص گردند. اهداف اصلی می تواند شامل موارد زیر گردد:

- حفاری تعداد مشخصی چاه عمودی تولید کننده به شکل معین
- حفاری تعداد مشخصی چاه عمودی ارزیاب/ تولید کننده به شکل معین
- کار بر روی چاه های موجود
- حفاری یک چاه چاه دفع آب به شکل معین
- ارزیابی شکل و آزمایش چاه
- ملاحظات بعدی در طول عملیات توسعه در نظر گرفته می شود:
- حفاری ایمن و ملاحظات سلامتی، ایمنی و محیط زیست در همه اهداف لحاظ می گردد.

همه چاه‌ها باید به گونه ای حفاری شوند که آسیبی به مخزن و یا نحوه تولید وارد نکنند. همچنین باید نیازهای طراحی برای آزمایش سازند، جمع‌آوری داده، تولید نفت و مابقی فعالیت های پس از حفاری را برآورده کنند.

هزینه های کل چاه باید بهینه گردند. این مهم است که کل هزینه‌ها در طول عمر چاه در نظر گرفته شود و توازنی بین این هزینه‌ها بر اساس دو هدف ایمنی و بکار گیری چاه برقرار گردد. به این علت که حفاری یکی از

هزینه بر ترین اجزا فرآیند توسعه منطقه می باشد، بیشترین توجه باید صرف اثربخشی این قسمت گردد و با کم کردن زمان حفاری کنترل بیشاری روی هزینه های آن داشته باشند.

طراحی چاه های منطقه

طراحی های چاهها بر اساس داده‌ها و اطلاعات به دست آمده از چاه های حفاری شده منطقه یا مناطق نفتی نزدیک به دست می آید. عمق مخزن در منطقه باید مشخص گردد. چاه های با عمق زیاد ممکن است با سختی های فنی از قبیل جریان های آب و نمک، بر خورد با لایه های نمکی و مناطقی که گل حفاری از دست می‌رود، روبرو شوند. همچنین وزن سنگین گل و لای در بعضی مناطق نیازمند حفاری های خاصی می باشد.

این موضوع قابل پیش‌بینی است که این طراحی‌ها در آینده با به دست آوردن اطلاعات بیشتر از طریق حفاری چاه‌های جدید ارزیابی تغییر و توسعه یابند و در صورت نیاز اصلاحات در طراحی‌ها انجام می گردد.

خلاصه تاریخچه حفاری

در این قسمت تعداد چاه هایی که قبلا در منطقه حفاری شده اند به همراه مشخصات آن‌ها آورده می شود. اطلاعاتی که برای این چاهها آورده می شود شامل سال حفاری، عمق حفاری و نوع حفاری می شود. همچنین در صورت به وجود آمدن مشکل و رها سازی چاه، علت یا علت های آن ذکر می شود.

خطرات حفاری

حفاری در مناطق نفتی ممکن است با مشکلات و خطراتی مانند فشار بالا یا پایین اشکال مختلف منطقه، لایه های مختلف با فشارهای مختلف و خلل و فرج های مختلف موجود در آن‌ها و جریان آب نمک روبرو شوند.

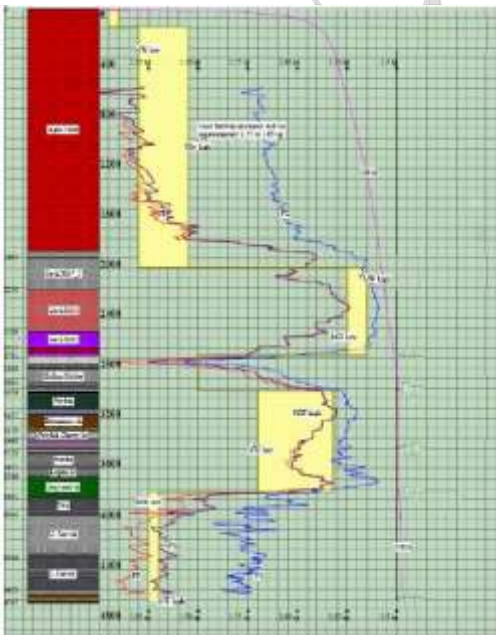
اطلاعات لرزه‌نگاری منطقه بررسی می شوند و بر اساس این اطلاعات ریسک های حفاری چاه های جدید شناسایی می گردند. احتمال ریسک های حفاری ممکن است چیزی درحدود یک ماه به زمان مورد انتظار و

پیش‌بینی شده حفاری اضافه می کند. بر اساس اطلاعات به دست آمده از منطقه مهم ترین ریسک‌ها شناسایی می گردند. برخی از مهم ترین ریسک‌ها به شرح زیر می باشند:

- وجود دو لایه با فشار زیاد و یک لایه با فشار کم در بین آن ها
- جریان شدید آب
- عملیات سیمان کاری در گل و لای سنگین و زیاد
- ...

پیش‌بینی فشار

پیش‌بینی فشار از طریق اطلاعات واقعی که از طریق دستگاه نمونه گیری دریافت می شود، صورت می گیرد و نقشه هایی برای نشان دادن این فشارها تهیه می گردد. فشار خلل و فرج، شکستگی و روند افزایش فشار روباره[۲۲۰] در شکل زیر نمایش داده شده‌اند.

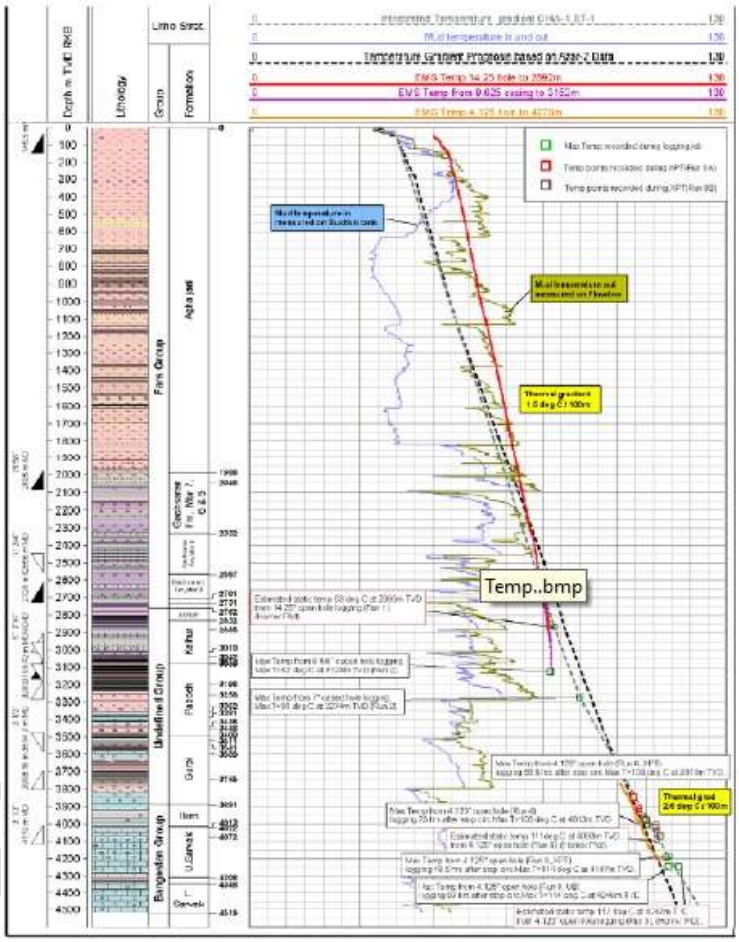


شکل ۷۳- شمای فشار خلل و فرج و شکست

[۲۲۰] Overburden Gradients

پیش‌بینی دما

اطلاعات در دسترس دما از طریق خطوط سیم فعال در چاه‌ها برداشت می شود. معمولا دو نوع شیب دمایی وجود دارد. یکی از سطح بخش بالایی و یکی از سطح بخش پایینی چاه. شیب زمین گرمایی از طریق بالاترین دمای سوراخ پایینی و در نظر گرفتن دمای سطح محاسبه می شود. نمونه ای از نمودار دمایی به شکل زیر است.



شکل ۷۴- شمای دما

طراحی چاه تولیدی عمودی

زمین شناسی

در این بخش اطلاعات مربوط به موقعیت جغرافیایی و زمین شناسی منطقه مورد بررسی شناسایی می شود.

شکل بخش های فوقانی[۲۲۱]

اطلاعات مربوط به شکل بخش های فوقانی که از اطلاعات مربوط به پیش‌بینی های زمین شناسی استخراج می‌گردد، در این بخش ذکر می گردد. نمونه از این اطلاعات در جدول زیر آورده شده است:

Formation		Top of FM MSL (m)	Top of FM RKB (rmrd)	Thickness (m)		Lithology
Aghajari		183	0	1730		Marl, Sandstone, Siltstone
Gachsaran	Mb7	-1547	1730	135		Anhydrite interbedded with marl, Clay-stone & salt with trace of limestone
	Mb6	-1682	1865	67		
	Mb5	-1749	1932	159		
	Mb4	-1908	2091	356		
	Mb3	-2264	2447	170		
	Mb2	-2434	2617	53		
	Cap-Rock	-2487	2670	37		
Asmari	Upper Asmari	-2524	2707	376	73	Limestone, dolomite, minor Anhydrite
	Kalhur Mb	-2597	2780		303	Anhydrite, salt, marl & limestone with trace of clay-stone & dolomite
Pabdeh		-2900	3083	362		Marl alternating with limestone & rare Clay-stone
Gurpi		-3262	3445	392		Limestone & marl with minor Clay-stone
Ilam		-3654	3834	106		Limestone with minor marl & Clay-stone
Surgah		-3763	3894	26		Marl & argillaceous limestone

جدول ۲۶- اطلاعات شکل فوقانی

[۲۲۱] Formation Tops

چینه شناسی

نوع شناسی سنگ های زمین منطقه باید شناسایی و لیست گردند. این اطلاعات شامل نوع سنگ های به کار رفته در لایه ها، ساختار آن‌ها و همچنین طول عمر آن‌ها که مربوط به کدام دوره هستند، می شود.

خلاصه بخش چاه

بر اساس داده‌ها و اطلاعات موجود، یک طراحی مقدماتی از چاه های عمودی و ارزیاب ایجاد شده است. در ادامه خلاصه ای از طرح کلی که باید بر روی چاه‌ها انجام شوند آورده می شود. در این بخش اطلاعات مربوط به قسمت های مختلف حفاری آورده می شوند. برای هر کدام از این قسمت عمق حفاری مشخص می گردد و همچنین قطر سوراخ بخش های مختلف و همچنین قطر مته هایی که برای حفاری آن‌ها صورت می گیرد، مشخص می شود. سیال حفاری متناسب با هر بخش نیز باید مشخص گردد. همچنین در هر بخش قطر لوله هایی که برای لوله گذاری استفاده می گردد مشخص می شود.

برنامه سیال (گل) حفاری[۲۲۲]

برای بخش های مختلف حفاری سیال های متفاوتی بسته به همان بخش انتخاب می گردد. غلظت گل و ویسکوزیته سیال و همچنین سیال مورد استفاده برای هر بخش از حفاری متفاوت است. نوعی از برنامه سیالی انتخاب شده برای هر بخش از حفاری به صورت زیر است:

20" X 36"	Surface to 30" Casing Shoe at Depth of 120 m.	69-85	Bentonite Spud Mud
26"	From 30" Casing Shoe (at 120 m.) Down to 20" Casing Shoe (at 1850 m.)	70-85	Salt/Salt Saturated Mud
17-1/2"	From 20" Casing Shoe (1850m.) Down to 14" Casing Shoe at 2670 m.	130-150	Water base Mud (Salt Saturated Water Base Mud)
12" X 14-1/4"	From 14" Casing Shoe (at 2671 m) Down to 11 3/4 "Liner Shoe (at 3050 m.)	75-80	Water base Mud (Salt/Salt Saturated Water Base Mud)
8-3/8" X 12"	From 11 1/4"Liner Shoe (at 3050 m.) Down to 8 5/8 "Casing Shoe (at 3500 m.)	120-135	Water Base Mud KCL/GLYCOL/Polymer Mud
8-3/8"	From 3500 m. Down to 7" Liner, at 3920 m.	110-135	Water Base Mud KCL/GLYCOL/Polymer Mud
	From 3830 m. Down to 5"		Water Base Mud

جدول ۲۷- سیستم انتخابی سیال برای حفره های هر بخش

[۲۲۲] Mud

تنظیمات لوله گذاری در اعماق زمین

نمونه ای از طرح لوله گذاری در اعماق زمین و دلایل اصلی این کار در جدول زیر آمده است. تغییرات عمده فشار خلل و فرج در طول لوله باعث مهم شدن عمل لوله گذاری می گردد.

Casing Type	Hole Size (in)	CSG Size	Shoe Depth mTVD	Reason for Setting Casing at this Depth	Formation Shoe Depth Set into
Conductor	26x36	30"	120	Surface Conductor	Agha Jari
Surface casing	26	20"	1850	Drill Agha Jari with lower mud weight prior to drilling the higher pressure Gachsaran formation	Base of Mb 7 Gachsaran
Intermediate Casing	17 ½	14"	2670	Seal off the high pressure Gachsaran formation	Gachsaran (into top cap rock key bed A)
Intermediate Liner	12x141/4	11 ¾"	3050	Seal off lower pressure Asmari and Kalhur Mb	Kalhur Mb.
Production Casing	8 3/8x12	9 5/8"	3500	Drill and case off the High Pressure Kalhur Mb and Pabdeh formation prior to drilling the Gurpi formation	Pabdeh
Production Liner	8 3/8	7"	3924	Drill and seal off high pressure Gurpi formation prior to entering reservoir	top of Sarvak formation
Production Slotted liner	6	5"	4660	TD	Kazhdumi

جدول ۲۸- تنظیمات لوله گذاری

طراحی لوله گذاری[۲۲۳]

همه لوله گذاری‌ها و لاینر[۲۲۴] با رعایت عوامل ایمنی طراحی شده اند به گونه ای که بتوانند حداکثر فشارها و استرس های پیش‌بینی شده در زمان حفاری، آزمایش و عملیات تولید به آن‌ها وارد می شوند را تحمل کنند.همه رشته های لوله گذاری از لحاظ خرابی، منفجر شدن،کشش و فشارهای دو محوری مورد تایید قرار می گیرند. بیش از یک فاکتور طراحی برای لوله گذاری در نظر گرفته می شود و ویژگی‌ها و مشخصات لوله‌ها با استانداردهای API و NACE مطابقت دارد.

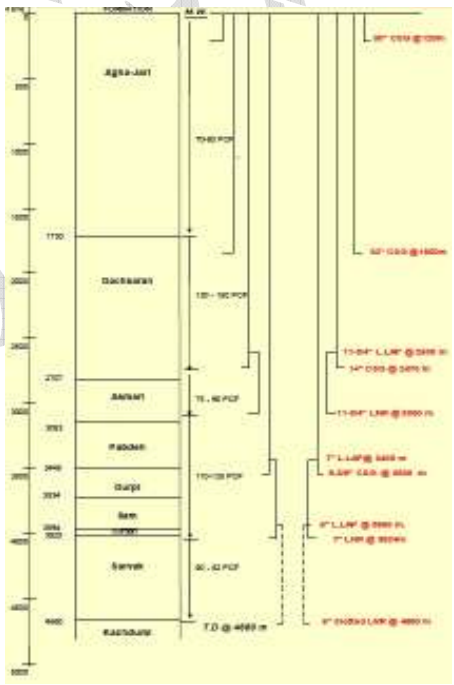
[۲۲۳] Casing Design
[۲۲۴] Liner

تخلیه کامل لوله گذاری‌ها در تمامی مراحل طراحی آن‌ها برای فروپاشی در نظر گرفته می شود. فشار داخلی بر اساس اطلاعات شکل حفره بعدی، فشار سیال و فشار سر چاهی مخزن محاسبه می شود (در لوله گذاری برای تولید). لوله گذاری‌ها در مراحل بعدی و مشخصات آن‌ها با به دست آوردن اطلاعات بیشتر از رفتار مخزن توسعه می‌یابند.

Type	CSG Size	Shoe Depth Mmsl	Interval		Casing Type			Casing Strength		
			From	To	Weight ppf	Grade	Thread	Burst psi	Coll psi	Tens (klb)
Conductor	30"	120	0	120	234.2	X-52	RL-4	2280	770	3550
Surface casing	20"	1850	0	1450	163	P-110	BTC	6760	3030	4744
			1450	1850	175	P-110	BTC	6760	3740	4902
Intermediate Casing	14"	2670	0	1850	106	P-110	VAMTOP	10310	6860	3434
			1850	2670	119.38	P-110	VAMTOP	11650	9360	3649
Intermediate Liner	11 ¾"	3050	2680	3050	71	HC-95	VAMSLIJII	8230	7240	1980
Production Casing	9 5/8"	3500	0	2500	58.40	T-95	VAMTOP	10280	8880	1875
			2500	3500	58.40	Q-125	VAMSLIJII	13520	10540	3477
Production Liner	7" *	3924	3400	3924	32	CRA-95-28%Cr	VAMFIL	10760	9730	861
Production Slotted liner	5"	4660	3850	4660	18	CRA-80-28%Cr	VAMFIL	10140	10490	326

*Note: below the production packer, 7" CRA and above it 7", T-95 will be used

جدول ۲۹- تنظیمات لوله گذاری و مشخصات



شکل ۷۵- شمای لوله گذاری چاه عمودی تولیدی

سیمان کاری

عملیات سیمان ریزی موفق یک عامل کلیدی برای موفقیت چاه های تولیدی است. به این علت که دسترسی به محدودیت های فشاری بعد از لوله گذاری و قبل از اینکه بخش بعدی حفاری شود، ضروری است. نمونه ای از سیمان ریزی چاه به صورت زیر است:

Casing /Liner Size	Slurry Weight (pcf)		Cementing objectives	Cementing challenges
	Lead	Tail		
30"	115	-	Provide support to the wellhead by cementing the conductor to surface.	-
20"	95	117	Provide support to the wellhead by cementing. Isolate lower pressure Agha Jari prior to drilling the high pressure Gachsaran	Avoid going onto losses when cement job is being performed.
14"	150	123	Isolate high pressure Gachsaran formation prior to drilling the lower pressure Asmari Fm.	Gachsaran drilled with high MW. Avoid microannulus when reducing mud weight for next section. Isolate high pressure water zones. Integrity of shoe is vital prior to drilling ahead.
11 ¾" L	95	118	Seal off the low pressure Asmari formation prior to drilling the high pressure Kalhur Mb.	Avoid going on losses when cement job is being performed.
9 5/8"	138	122	Seal off the high pressure base Kalhur Lst and Pabdeh Fm. prior to drilling Gurpi Formation	High weight cement slurry to be used to ensure well is kept in an overbalance state throughout the operation. Base Kalhur Lst is a high-pressure water flowing formation.
7" L	138	-	Seal off Gurpi formation prior to entering the Sarvak reservoir.	Perform a cement job without inducing losses that would compromise the effectiveness of the cementing operation.
5" Slotted Liner	-	-	No cement	-

جدول ۳۰- خلاصه بتن ریزی چاه

ارزیابی سازند و برنامه تحریک چاه

ارزیابی سازند و برنامه تحریک چاه شامل خط سیم نمودارگیری، مغزه گیری، آزمایش چاه، نمونه گیری سیال و رفتار اسید می شود.

برنامه نمودارگیری الکتریکی

برنامه نمودارگیری الکتریکی که برای چاه های ارزیاب و تولیدی لازم هستند در این قسمت آورده می شوند. بسته به سازند و اندازه حفره و لوله‌ها نمودارگیری های متفاوتی مورد نیاز است. نمونه ای از این نوع برنامه در جدول زیر آورده شده است:

Hole Size	Casing /Liner	Formation	Required logs	
			Open Hole	Cased Hole
36"	30"	Aghajari	-	-
26"	20"	Aghajari-Gachsaran-7	-	-
17 1/2"	14x13 3/8"	Gachsaran	GR/BHC/CALIPER (GR to surface)	-
12x14 ¼"	11 ¾"	Asmari-Upper Kalhur	BHC/ GR / Caliper- CDR	CBL/VDL/CCL/GR
8 3/8x12"	9 5/8"	Kalhur-Pabdeh	GR/BHC/Caliper-CDR	CBL/VDL/CCL/GR
8 3/8"	7"	Ilam	GR/BHC/Caliper-CDR	CBL/VDL/ USIT/CCL/GR
6"	5" Slotted	Upper and Lower Sarvak	Density/Compensated Neutron/GR Spectrometry /Array Resistivity/ BHC/ CDR,VSP to surface	Production test(PLT – PSP)

جدول ۳۱- برنامه نمودارگیری از چاه تولیدی

برنامه مغزه گیری

برنامه مغزه گیری برای قسمت های بالایی و پایینی سازند در نظر گرفته می شود و تعداد چاه های ارزیاب در آن‌ها بسته به نوع سازند در ابتدای برنامه توسعه، مشخص می گردد.

بسته به سازند ممکن است عملیات مغزه گیری با خطراتی مواجه شود که باید به تیم عملیاتی این اختیار داده شود که برای انجام عملیات حق تصمیم گیری داشته باشند. نمونه ای برنامه مغزه گیری به صورت زیر است:

Hole Size (in)	Formations	Meter Core	Remarks
8 3/8	Ilam	50	Just in one Appraisal Well
6	Upper/Lower Sarvak	150 / 150	In the first Appraisal Well
6	Upper/Lower Sarvak	150 / 150	In second Appraisal Well

جدول ۳۲- برنامه مغزه گیری

برنامه آزمایش چاه

فهم دقیق و کامل از ویژگی های مخزن باعث مدلسازی و برنامه ریزی بهتر چاه های توسعه ای می شود. اندازه گیری فشار و همچنین آزمایش چاه شامل PLT باید در مور چاه های ارزیاب و تولیدی انجام شود.

ابزار اندازه گیری فشار در سازندها با هدف ارزیابی فشار مخزن و نمونه گیری از سیال فعالیت می کند. نمونه گیری از سیال‌ها باید از نقاط مختلف سازندها صورت گیرد.

همچنین مته محور[۲۲۵] آزمایش گیری باید در منطقه با اهداف زیر فعالیت کند:

- جریان چاه را با پتانسیل طبیعی کار کند تا از قسمت های بالایی و پایینی سازند در شرایط حفره باز آزمایش بگیرد.
- بعد از تمیزکاری، تحریک و تولید، آزمایش نرخ های متفاوت جریان برای آزمایش‌های بازیابی فشار[۲۲۶]، جهت به دست آوردن ضریب بهره دهی چاه، فشار مخزن، تراوایی، اثر پوسته و بررسی عملکرد نمودار IPR[۲۲۷] انجام می‌شود.
- شناسایی مشخصات و ویژگی های آب و پتانسیل آب های زیر زمینی
- برداشت نمونه های PVT و ساختار آب برای مشخص کردن ساختار سیال

فاصله های دقیق تست باید بعد از اجرای نمودارگیری‌ها و اندازه گیری فشار در بخش های مخزن، مشخص گردد و تماس آب و نفت در دو لایه شناسایی گردد.

بر اساس داده های PVT احتمال وجود H_2S در سیال مخزن وجود دارد و تمامی ابزار های حفره پایینی و تجهیزات آزمایش سطح باید برای H_2S مناسب باشند.

نحوه انجام آزمایش رشته حفاری

[۲۲۵] Stem
[۲۲۶] Build Up
[۲۲۷] Inflow Performance

این بخش برای تمامی تست‌هایی که برنامه اجرا دارد و توسط گروه حفاری انجام می‌شود وجود دارد. مهم‌ترین آنها آزمایش رشته حفاری (DST) است. تعداد آزمایش‌ها، روش انجام بر اساس استانداردهای آن باید ذکر شود. همچنین هدف از انجام آزمایش و نتایج مورد نظر نیز جزء بررسی‌ها است.

نمونه برداری سطح

نمونه های گازی و مایع از جدا کننده و جو برای آنالیز ترکیبی گرفته می شود. نمونه های PVT از تست جدا کننده برای تعیین ویژگی های سیال بعد از اینکه جریان در هر آزمایش ثابت می شود، جمع‌آوری می گردند. نمونه های آب نیز از تانکرها گرفته می شوند. تعداد نمونه های PVT برای هر سازند شامل دو نمونه نفتی و دو نمونه گازی از جدا کننده به علاوه یک نمونه آبی و دو نمونه از تانکر ذخیره نفت می باشد. ذکر این نکته لازم است که بطری های تفلونی برای نمونه گیری نفت و گاز به علت وجود H_2S نیاز است. بعد از اینکه نمونه‌ها گرفته شدند، آن‌ها باید به صورت شفاف و واضح مشخص و اسم گذاری شوند تا به راحتی تشخیص داده شوند و به آزمایشگاه انتقال یابند. اندازه گیری های ضروری از جرم مخصوص نفت، جرم گاز، جرم مخصوص گاز، H_2S، CO_2 و شوری آب در فواصل منظم در دوره پاکسازی و دوره های جریان انجام می شود.

تحریک چاه

برای یک تحریک چاه مفید تمامی سطح چاه باید مورد تحریک واقع شود. نوع اسیدی که برای تحریک چاه استفاده می شود باید مشخص شود. حجم مواد و نوع تحریک سازی بعد از جمع‌آوری نمودارهای پتروفیزیکی و اطلاعات زمین شناسی و ویژگی های مخزن، مشخص می گردند. نمونه ای از برنامه آزمایش چاه به صورت زیر است:

Formation	Well	DST	Production Test	PLT	Static Pressure Survey	Fluid Sampling	Acid Treatment
Ilam	Appraisal	✓		✓	✓	✓	✓
Sarvak Upper /Lower	Appraisal	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	production		✓			✓	✓
	Work Over	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	Disposal					✓	

جدول ۳۳- برنامه آزمایش چاه

فعالیت‌های تعمیراتی[۲۲۸]

در برنامه اول توسعه معمولا برنامه ریزی می گردد که بر روی چاه های موجود در منطقه کار گردد تا به عنوان چاه های تولید کننده فعالیت کنند.

برنامه تعمیر

- تاریخچه

در این قسمت به معرفی چاه های موجود و بیان تاریخچه ای از آن‌ها پرداخته می شود. این اطلاعات شامل تاریخ شروع حفاری، منطقه جغرافیایی چاه و مقدار پیشرفت و نوع سازند و ... می شود. همچنین در صورت رها سازی و متوقف شدن چاه، علت و موانع آن ذکر می گردد و راه حل پیشنهادی برای حفاری مجدد آن ذکر می گردد.

- موانع

در این قسمت موانعی که در حین حفاری چاه های قبلی به آن برخورد شده است ذکر می گردد.

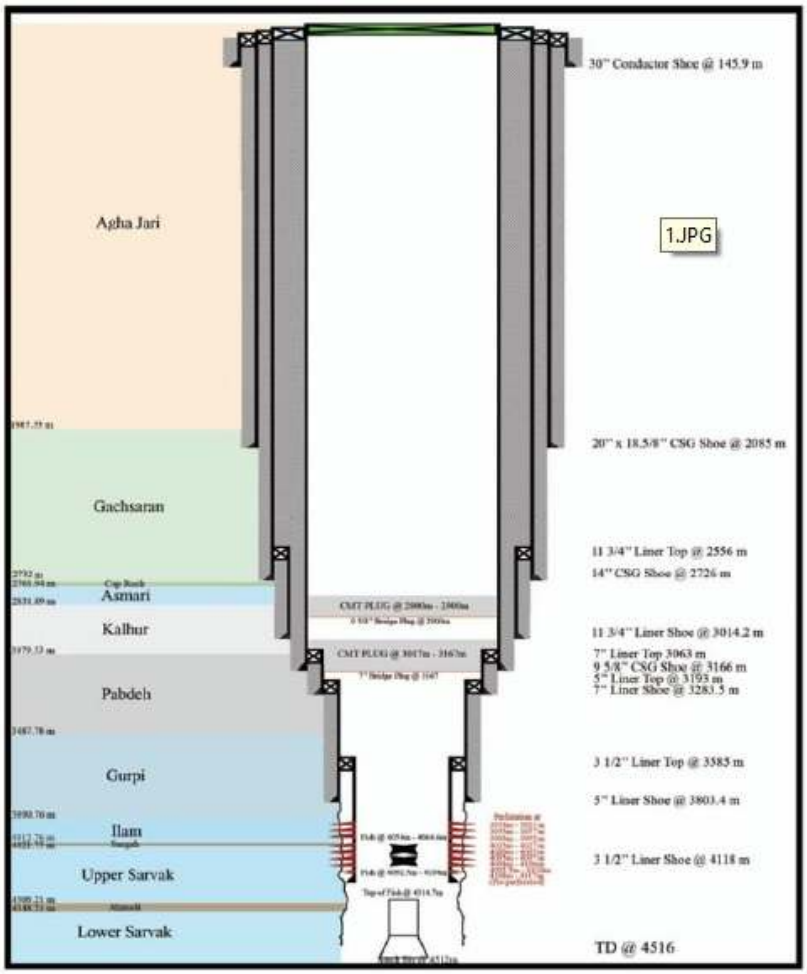
- مواد و ابزارآلات جا مانده در حفره

در این قسمت ابزارآلاتی که در حین حفاری یا نمودار گیری در حفره چاه جا مانده اند ذکر می گردد.

- رویه برای کار بر روی چاه موجود و عملیات تکمیل سازی آن

در این قسمت رویه کار بر روی چاه های موجود و عملیات تکمیل سازی آن‌ها ذکر می گردد. در این برنامه تمامی مراحل از ابتدای کار که شامل بازرسی و بازبینی‌ها می شود تا انتها که عملیات تکمیل سازی است را در بر می گیرد.

[۲۲۸] Work Over



شکل ۷۶- وضعیت فعلی یکی از چاه های موجود

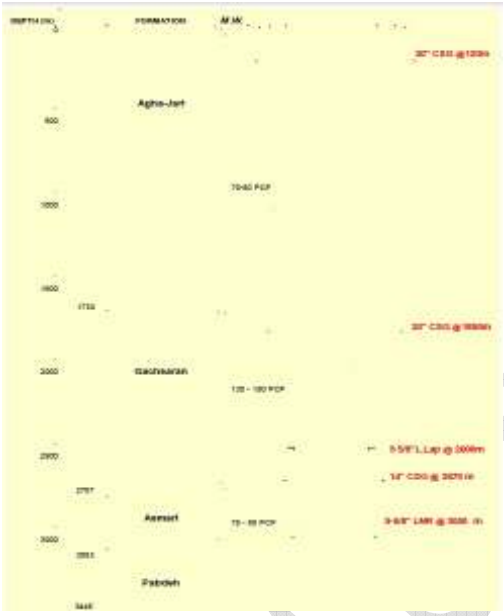
چاه تزریق آب مخزنی

طراحی چاه

آب زایدی که از CTP تولید می گردد باید به سازند زیرسطحی تزریق گردد.طراحی چاه تزریق آب مخزنی به شناسایی تماس آب و نفت در سازند بستگی دارد. این چاه نیز همانند چاه های تولید کننده حفاری می گردد.

در موارد شناسایی تماس آب و نفت، چاه از زیر تماس آب و نفت سوراخ می شود و تست تولید کوتاه مدت قبل از اینکه چاه به عنوان چاه تزریق آب مخزنی فعالیت کند، از آن گرفته می شود.

در مواردی که در سازند تماس آب و نفت شناسایی نگردد، از یک سازند دیگر به عنوان پشتیبان برای تزریق آب مخزنی استفاده می شود. نمونه از طرح شماتیک تزریق آب مخزنی در شکل زیر آورده شده است:



شکل ۷۷- طرح شماتیک چاه تزریق آب مخزنی

برنامه تکمیل چاه

هدف این برنامه تهیه مشخصات کامل برای تجهیزات و روش هایی که برای تکمیل چاه های منطقه نیاز است، می باشد.

اهداف تکمیل چاه

هدف طراحی تکمیل رسیدن به این هدف توسعه است که منجر به سیستم تولید موثر و ایمن شود. همچنین انتخاب تجهیزات تکمیل چاه بر اساس معیارهای خاصی صورت می گیرد.

شرایط عملیات

این بخش اطلاعاتی که برای شرایط عملیات روی چاه های تولید کننده در منطقه نیاز است را لیست می کند. این اطلاعات برای طراحی تجهیزات تولید و تکمیل استفاده می گردد. یعنی انتخاب اندازه لوله گذاری، انتخاب مواد برای تجهیزات، انتخاب اجزا تکمیل سازی و ... . اطلاعاتی که برای این طراحی استفاده می شود از طراحی پایه پروژه استخراج می گردد.

Parameter	Value used
Max Bottom Hole Pressure	7340 psi
Max Wellhead Pressure	6175 psi
Max Bottom hole Temperature	243 deg F
Well PI	1.4 bbl/psi/day
Water Saturation	0.26
GOR	770 scf/bbl
CO2	3.5%
H2S	1.8%

جدول ۳۴- طرح پایه تکمیل سازی

فشار سر چاهی

زمانی که چاه در حال تولید است بیشترین THP (فشار سرچاهی) در شرایط ورود گاز به لوله رخ می دهد. بر همین اساس فشار سرچاهی را باید متناسب با آن تنظیم کنند.

تجهیز تکمیل

در این بخش تجهیزاتی که برای تکمیل چاه نیاز هستند آورده می شود. که به عنوان نمونه یک مورد ذکر می شود ممکن است در چاههای مختلف در یک میدان این ترتیبات متفاوت باشد:

NO.	Description	WELLBORE SCHEMATIC
1	TUBING HANGER 11"*7"VAMTOP*9 5/8"NECK, PREPARATION FOR 1/4" CONTROL LINE	
2	FLUTED SWAGE,7",29#, CRA, VAMTOP P/P	
3	1 JOINT, TUBING, 7",CRA, 29#, VAMTOP	
4	FLUTED ADAPTER,7",29#, CRA, VAMTOP P/P	
5	1 JOINT, TUBING, 7",CRA, 29#, VAMTOP	
6	FLUTED ADAPTER,7",29#, CRA, VAMTOP P/P	
7	1 JOINT, TUBING, 7",CRA, 29#, VAMTOP	
8	FLUTED ADAPTER,7",29#, CRA, VAMTOP P/P	
9	1 JOINT, TUBING 7",CRA, 29#, VAMTOP	
10	FLUTED ADAPTER,7",29#, CRA, VAMTOP P/P	
11	LONG FLOW COUPLING, 7", 29#, CRA, VAMTOP, B/P, 20FT	
12	LANDING NIPPLE, 7"X5.96", 29#, CRA, VAMTOP, B/P, BWN	
13	SHORT FLOW COUPLING, 7", 29#, CRA, VAMTOP,B/P,6FT	
14	1 JOINT, TUBING, 7",CRA, 29#, VAMTOP	
15	XOS 7", CRA, VAMTOP BOX X 4 1/2" VAMTOP PIN	
16	TUBING , 4 1/2", CRA, 15.2#, VAMTOP, X JOINTS	
17	EXPANSION JOINT, 4 1/2", CRA, 15.2#, VAMTOP	
18	1 JOINT, TUBING 4 1/2",CRA, 15.20#, VAMTOP	
19	SPM, 4 1/2", 15.2#, CRA, VAMTOP	
20	1 JOINT, TUBING 4 1/2",CRA, 15.20#, VAMTOP	
21	S.S.D, 4 1/2", 15.20#, VAMTOP, CRA, TYPE 'CMD' PROF.=3.313"	
22	1 JOINT, TUBING 4 1/2",CRA, 15.20#, VAMTOP	
23	ANCHER LATCH SEAL ASSY 4 1/2", 15.20#, CRA, VAMTOP BOX UP	
24	7" HYDAPERMANENT PAKER X 4 1/2", 15.20#, VAMTOP BOX	
25	MILLOUT EXTENTION 4 1/2",15.20#, CRA, VAMTOP7" 29# N/VAM PXP	
26	1 JOINT, TUBING 4 1/2",CRA, 15.20#, VAMTOP	
27	NO GO LANDING NIPPLE TYPE 'RN' OTIS, 4 1/2", 15.20#, CRA, VAMTOP, PROF.=3.125"	
28	PERFORATED JOINT 4 1/2" 15.20#, CRA, VAMTOP	
29	NO GO LANDING NIPPLE TYPE 'RN' OTIS, 4 1/2", 15.20#, CRA, VAMTOP, PROF.=3"	
30	WIRE LINE ENTRY GUIDE, 1/2" MULE SHOE, 4 1/2", 15.20#, VAMTOP	

جدول ۳۵- طرح شماتیک تکمیل سازی چاه

متالورژی لوازم فرعی تکمیل سازی

غلظت H۲S و فشار کلی موجود در چاه پیشنهاد می کند که استانداردهای خاصی باید برای متالورژی تجهیزات تکمیل استفاده شود. نمونه ای از این استانداردها NACE و MR۰۱۷۵ است. بر اساس H۲S و CO۲ موجود در منطقه مشخص می کنند که چه موادی برای تچهیزات تکمیل استفاده کنند. نمونه ای از این مواد پیشنهادی به صورت زیر می باشند:

Part	Recommended material
Tubing	UNS N08535 or Alloy 28 (UNS N08028) reference ISO 13880 new 2000, Table 2, group 3
Tubing hanger	Carbon steel with alloy 625 overlay weld covering all wetted sections and seal areas
Completion equipment	AF 935 (UNS N 09935)
X-Mass tree	Carbon steel with alloy 625 overlay weld covering all wetted sections and seal areas (API 6a class HH)
X-Mass tree valves	Carbon steel with alloy 625 overlay weld covering all wetted sections and seal areas (API 6a class HH)

جدول ۳۶- مواد پیشنهادی برای تکمیل سازی

تاج چاه

میزان فشار سر چاه‌ها بر اساس بیشترین فشار پیش‌بینی شده در طول عملیات حفاری و دوره تولید چاه مشخص می شود. کالای تاج چاه باید با استاندارد API مطابقت داشته باشد.

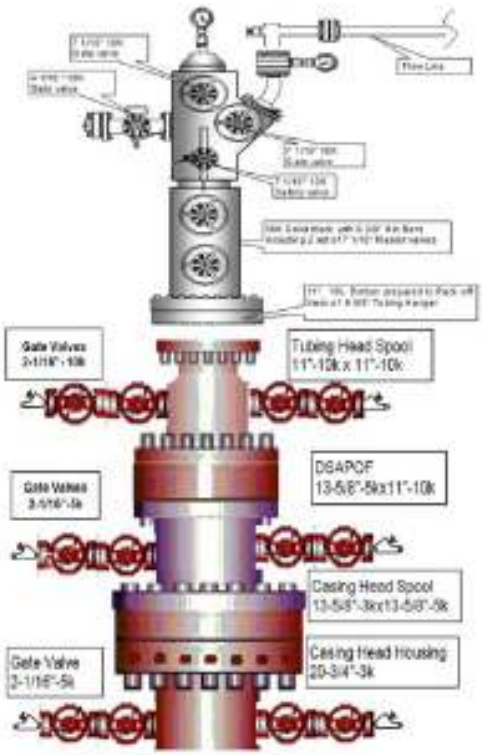
آویز لوله مغزی و تجهیزات تاج چاه باید به گونه ای باشد که با تسهیلات مطابقت داشته باشد تا بتواند قرقره و کاسه لوله آویز را تحمل کند. طرح شماتیک سرچاه و درخت کریسمس به شکل زیر می باشد.

مدت زمان حفاری و برنامه حفاری

بر اساس تعداد چاه هایی که در منطقه حفاری شده اند زمان و برنامه حفاری چاه های تولید کننده و ارزیاب جدید را تخمین می زنند. نمونه ای از زمان واقعی چاه های حفاری شده به صورت زیر می باشد.

Well Name	Actual Drilling (Days)	Total Depth(m)/Formation	Status
CG-001	212	3187/Pabdeh	Permanently Abandoned
CG-002	1114	4940/Fahliyan	Temporarily Abandoned
CG-003	423	4516/Lower Sarvak	Temporarily Abandoned

جدول ۳۷- زمان واقعی حفاری چاه های موجود

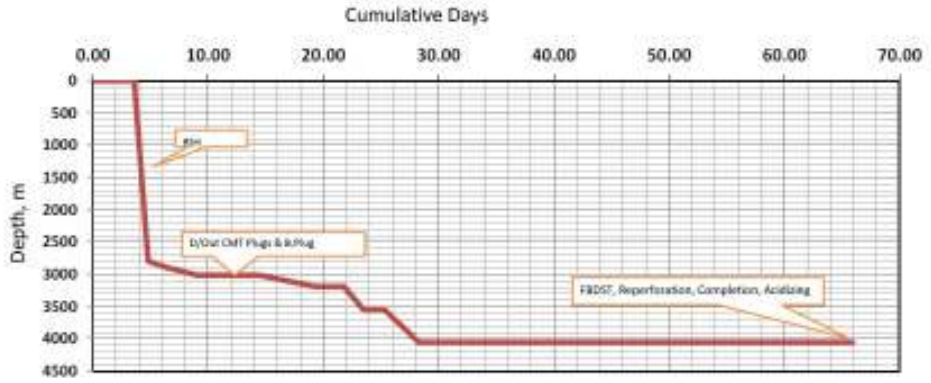


شکل ۷۸- طرح شماتیک سرچاهی و درخت کریسمس

نمونه ای از زمان تخمینی حفاری و تکمیل سازی چاه‌ها به صورت زیر می باشد. همچنین برنامه حفاری بر اساس تعداد دکل های حفاری که برای چاه های تولیدی و ارزیاب استفاده می شود، تعیین می گردد. تعداد روزهایی که لازم است تا دکل‌ها بر روی چاه‌ها منتقل گردند نیز در این زمان گنجانده می شود.

Type of Well	Estimated Drilling Time Per Well(Days)	No. of Wells	Total Estimated Time(Days)	Cumulative Time(Days)
Appraisal well (Ilam, Sarvak FM)	415	1	415	415
Appraisal well (Sarvak FM)	375	1	375	790
Production wells	314	15	4710	5500
Water Disposal well	300	1	300	5800
Work over CG-002	85	1	85	5885
Work Over CG-003	70	1	70	5955

جدول ۳۸- زمان های تخمینی حفاری و تکمیل سازی



شکل ۷۹- نمودار زمان تخمینی در برابر عمق چاه

نتیجه گیری فصل

این فصل در واقع آغاز عملیاتی برنامه ریزی جامع است. در فصول قبل بیشتر بر روی اطلاعات و تحلیل داده‌ها تمرکز شده بود. همچنین در دو فصل گذشته این داده‌ها به اطلاعات شبیه سازی تبدیل شدند تا پیش‌بینی رفتار صورت گیرد. اطلاعات حاصل از شبیه سازی بهترین محل برای زدن چاه‌های تولیدی و تزریقی و نوع چاه‌ها را مشخص کرد. حال این شبیه سازی‌ها به صورت عملیاتی که بخش اول آن حفاری و بخش بخش دوم آن بهره برداری (فصل بعدی) است بیان می‌گردد. جدول زیر نتیجه گیری از این فصل است.

				سطح اطلاعات داده شده				
ردیف	**پارامتر مطرح شده**			**دارد**	**بسیار خوب**	**خوب**	**متوسط**	**ضعیف**
۱	اطلاعات اولیه (خلاصه و مقدمه)							
۲	بیان اهداف حفاری							
۳	طراحی منطقه‌ای چاه							
	۳-۱	بررسی منطقه						
		۳-۱-۱	شرایط زمین					

			شناسی					
		۳-۱-۱	جریان آبی منطقه					
	۳-۲	تاریخچه حفاری						
	۳-۳	خطرات حفاری						
	۳-۴	پیش‌بینی فشار روباره						
	۳-۵	پیش‌بینی دما						
۴	طراحی چاه‌های عمودی							
	۴-۱	زمین شناسی						
		۴-۱-۱	سازندها					
		۴-۱-۲	چینه شناسی					
	۴-۲	برنامه گل حفاری						
	۴-۳	برنامه لوله‌گذاری						
	۴-۴	طراحی Casing						
	۴-۵	سیمان کاری						
۵	طراحی چاه‌های افقی							
	۵-۱	زمین شناسی						
		۵-۱-۱	سازندها					
		۵-۱-۲	چینه شناسی					
	۵-۲	برنامه گل حفاری						
	۵-۳	برنامه لوله‌گذاری						
	۵-۴	طراحی Casing						
	۵-۵	سیمان کاری						
۶	تحریک چاه							
۷	برنامه نمودارگیری							
۸	برنامه چاه آزمایی							
۹	برنامه مغزه گیری							
۱۰	برنامه تعمیرات (Work Over)							
	۱۰-۱	تاریخچه						
	۱۰-۲	موانع						
	۱۰-۳	مانده یابی (Fishing)						

	چاه تزریقی						
۱۱	۱۱-۱	طراحی چاه					
	۱۱-۲	زمین شناسی					
۱۲	برنامه تکمیل چاه						
	۱۲-۱	شرایط عملیات					
	۱۲-۲	فشار سر چاهی					
	۱۲-۳	تجهیزات تکمیل					
	۱۲-۴	متالورژی					
	۱۲-۵	کریسمس تری					
۱۳	برنامه ریزی زمانی حفاری						

جدول۳۹ - چک لیست فصل

نسخه ی پیش نویس

بخش ششم

تجهیزات سطح الارضی

نسخه پیش نویس

تجهیزات سطح الارضی[۲۲۹]

نصب تجهیزات سطح الارضی در تمامی پروژه‌ها به عنوان آخرین مرحله برای تولید از یک مخزن خواهد بود و تمامی خروجی از مخزن به عنوان ورودی این قسمت خواهد بود. از آنجایی که هزینه ی تهیه و نصب تجهیزات سطح الارضی مقدار بالایی دارد،(حدود ۷۰الی ۸۰ درصد هزینه ی توسعه در میادین خشکی و ۵۰ الی۷۰ درصد در میادین دریایی) بهتر است در طراحی اولیه، چندین مرحله برای برداشت نفت مدنظر قرار گیرد و به تناسب آن‌ها پیش‌بینی های لازم انجام شود. در یک برنامه جامع عموما تولید از یک مخزن سبز(مخزنی که هنوز از آن برداشت نشده باشد) در چند فاز شامل برداشت زود هنگام، فازهای اصلی تولید برای تولید اولیه، برداشت ثانویه و برداشت نهایی انجام می‌شود. با توجه به عدم قطعیتهای موجود در مطالعات مخزن، کاهش بار مالی سرمایه گذاری اولیه و استفاده از درآمدهای تولیدی از خود مخزن برای توسعه، تعداد این فازها قابل تعریف است.

برای توسعه ی تاسیسات سطح الارضی هرگز روش واحدی وجود ندارد علاوه بر موارد پیشگفته در پاراگراف قبل، مساحت مخزن، منطقه ی جغرافیایی مخزن، مشترک بودن مخزن با کشورهای دیگر، نزدیکی به سایر تاسیسات نفت، محلهای مصرف نفت و گاز تولیدی، نوع مصارف محصولات شرایط زیست محیطی دفع پساب و سایر آلاینده ها، اقتصاد بازار نفت و گاز طیف بسیار گسترده ای از روشهای جمع آوری،فرآورش و انتقال نفت و گاز تولیدی را پیش رو قرار می دهد. پس از تعریف سناریوهای ممکن و مختلف و مطالعه ی عمیق آنها، با توجه به الزامات تعریف شده ی سازمان و اهداف تولید و ارزیابی اقتصادی، سناریوها با هم مقایسه می شوند و گزینه ی برتر به عنوان هدف توسعه در سند جامع معرفی می شود هرچند لازم است به منظور حفظ در سوابق همه ی گزینه های ممکن به طور خلاصه در این سند تشریح و با هم مقایسه شوند فاز تولید زودهنگام عمدتا در میادینی انجام می شود که دسترسی مطلوبی به تاسیسات فرآورشی نزدیک داشته و برای اهداف گوناگونی مانند

[۲۲۹] Surface Facilities

نزدیکی به شرایط واقعی مخزن، تطبیق تاریخچه و به دست آوردن منفعت مالی برای فازهای بعدی و غیره تعریف می شود و ویژگی مشترک همه ی آنها رسیدن به تولید با تجهیزات حداقلی در یک بازه ی زمانی بسیار کوتاه می باشد.

با این وجود به علت تفاوت عمده در حجم برداشت نفت، شرکت‌ها می‌توانند که از چند سطح تجهیزات بهره ببرند و به دلیل اینکه سند MDP جزو پیوستهای قرارداد است در قراردادهایی که به شیوه ی مداکره کار واگذار می شود توافق بین صاحب مخزن و پیمانکاران لازم است انجام شود.

اطلاعات پایه طراحی

این اطلاعات نیز همانند بقیه اطلاعات باید از شرکت صاحب مخزن تأمین شود (در ایران) اما بازهم قرارداد بین دو شرکت بیان کننده این موضوع است. دیگر منابع اطلاعاتی می‌تواند مخازن اطراف (مخازن داخل کشور یا اطلاعات مخازن دیگر کشورهای همسایه) باشد.

طراحی تجهیزات با توجه به اطلاعات نفت درجای مخزن، بهره دهی مخزن و نرخ برداشت تعیین می‌گردد. نمودار برداشت در برنامه جامع بیان کننده دقیق این مقدار است. در نتیجه طراحی تجهیزات باید برای این مدت زمان انجام و بهینه گردد.

مکان‌یابی زمین شناسی

در تمامی بخش‌های MDP اولین داده زمین شناسی است و اولین داده زمین شناسی مکان‌یابی است. در این قسمت پس از تعریف چندین مکان برای اجرای عملیات ساخت و انتقال، گزینه ی بهینه ی فنی و اقتصادی معرفی و بر روی نقشه تعیین می‌گردد. فاصله از شهرهای نزدیک و نزدیک ترین شهرهای بزرگ برای حمل و نقل و فعالیتهای پشتیبانی و اقامتی تعیین می‌شود. همچنین باید شرایطی که باعث ایجاد خطرات طبیعی می‌گردد (مانند گرد وغبار، خطر سیل، گسل‌های زلزله خیز و ...) برای آگاهی از پیشگیری و نحوه طراحی صحیح بیان گردد.

اطلاعات محیطی

- دمای هوای منطقه

در این قسمت دمای حداقل، حداکثر و میانگین ماهیانه محیط بیان می‌گردد. همچنین برای تجهیزاتی که مستقیما از هوای محیط تغذیه می‌شود مانند کولرها و دمنده‌ها، دمای ورودی و خروجی باید بیان گردد.

- میزان بارش، شدت بارش و رطوبت منطقه

در صورت امکان به وجود آمدن سیل در منطقه، زمان نزول بارش‌های سیل خیز به همراه بارش متوسط، حداکثر و حداقل با مراجعه به داده های سی الی پنجاه ساله ی هواشناسی بیان می‌گردد. همچنین با نظر به حساسیت تجهیزات به رطوبت، میزان حداکثر و حداقل رطوبت محیط مشخص شود.

- باد

سرعت حداکثری باد، میانگین سرعت و جهت وزش ذکر گردد.

- مشخصات خاک

اطلاعات این بخش شامل نوع خاک، هدایت گرمایی خاک است. همچنین حداکثر، حداقل و میانگین دمای خاک در سطح آن از دیگر داده‌های لازم است.

داده‌های سیال مخزن

- داده‌های سیال مورد استفاده در تجهیزات سطح الارضی بر اساس آخرین گزارش نتایج آزمایش‌های PVT است. نمونه‌ای از این اطلاعات در زیر لیست شده است:

۱. اجزاء و ترکیب آن‌ها:

N_2, CO_2, H_2S, C_1-C_n,C_n+

۲. نسبت گاز به نفت (GOR)

۳. برش آب (WC)

۴. چگالی سیال

۵. وزن ملکولی سیال

۶. درجه API سیال

۷. آنالیز مرکاپتانها در خصوص میادین گازی یا تاسیسات نفتی که گاز آنها برای پایین دستی ارسال می شود

۸. میزان واکس و آسفالتین و درجه حرارت تشکیل آنها

- شرایط تجهیزات سرچاهی

در این بخش شرایط تولیدی بیان می‌گردد. برداشت طبیعی از مخزن عبارتست از تولید از مخزن با نیروی فشاری طبیعی خود مخزن. معمولا این نیرو در اوایل عمر مخزن وجود دارد و به تدریج کم می‌شود تا به مرحله تولید مصنوعی می‌رسد. برداشت مصنوعی (پمپ سرچاهی، برداشت با گاز[۲۳۰] و ...) تجهیزات مناسب خود را نیازمند هستند. در این قسمت این تجهیزات ذکر می‌شود.

تاج چاه و تاسیسات تا شیرهای ایزوله کننده ی بعد از کاهنده های سرچاهی، اولین تجهیزات برداشت هستند و باید متناسب با فشار بسته ی سرچاهی د رحالتی که ستون چاه از گاز (نه سیال نفت یا هر مایع دیگر) طراحی و انتخاب شود. نقطه ی شکستن این فشار(سر چاه یا مرکز جمع آوری یا کارخانه ی بهره برداری) با بهینه سازی اقتصادی صورت می گیرد به گونه ای که حداکثر تجهیزات با حداقل فشار عملیاتی انتخاب شوند و هزینه حداقل شود. معمولا این تجهیزات را با چند درصدی بیشتر از مقدار مورد نیاز طراحی می‌کنند تا در صورت نیاز بتواند فشارهای بالاتر را تحمل کند.

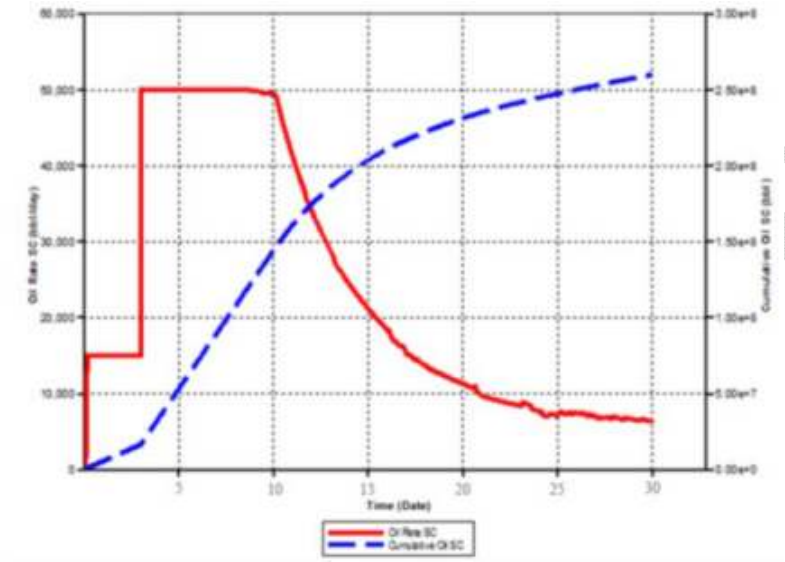
مشخصات تولید[۲۳۱]

- روند کلی تولید

[۲۳۰] Gas Lift

[۲۳۱] Production Profile

این قسمت بر اساس سناریوی منتخب نوشته می‌شود. تولید زود هنگام، تولید با نرخ ثابت و نهایت امر نزول تولید مراحل کلی این تولید است.



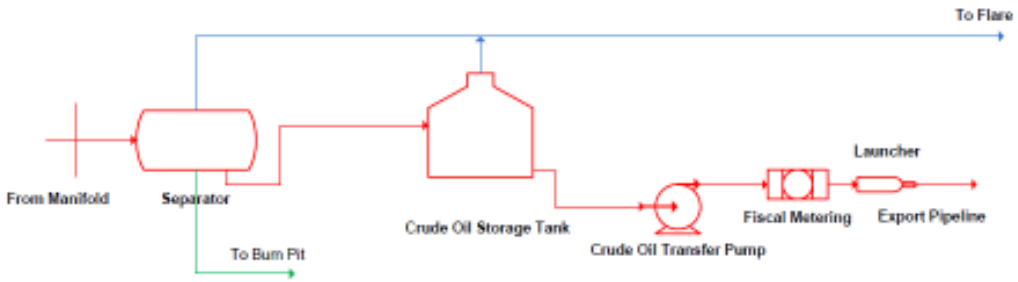
شکل ۸۰- روند تولید در عمر مخزن

نرخ تولید برای هر قسمت گفته می‌شود. اطلاعات حائز اهمیت دیگر حداکثر نرخ تولید و میانگین تولید در هر دوره و در کل مدت زمان تولید است.

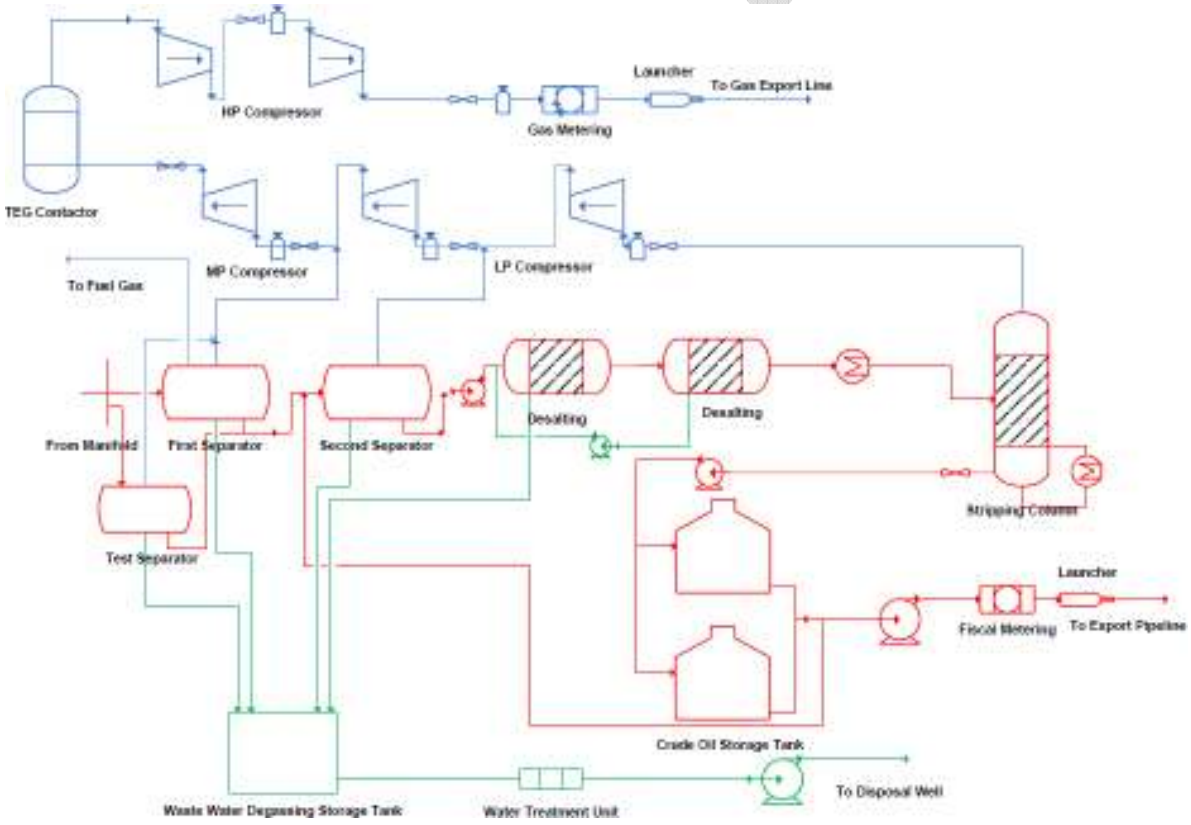
- نرخ تولیدی هر چاه
- نمودار تجهیزات فرآورشی

نمودار تجهیزات فرآورشی شامل تعداد مراحل تفکیک و واحدهای نمکزدایی و تثبیت به نحوی انتخاب می شود که حداکثر Recovery حاصل شود. نمونه ی این نمودار که نحوه اتصال تجهیزات در آن مشخص شده است در تمامی قسمت‌های تولید نشان داده می‌شود. در زیر در دو زمان تولید (تولید زود هنگام و تولید نهایی) این نمودار برای جداسازی گاز از نفت[۲۳۲] نشان داده شده است.

[۲۳۲] Gas Oil Separation Plant (GOSP)



شکل ۸۱- واحد جداسازی در تولید اولیه



شکل ۸۲- واحد جداسازی در تولید نهایی

- فرآورش سیال مخزنی و مشخصات آن

۱. نفت خام:

فرآورش سیال مخرنی بستگی به مشخصات نفت خام دارد. سیالی که دارای H2S است نیازمند واحد سولفور زدایی است اما اگر مقدار سولفید هیدروژن ناچیز باشد این واحد نیاز نخواهد بود. پس با توجه به نیازهایی که نفت برای استفاده به ما دیکته می‌کند طراحی و اجراء فرآورش‌ها صورت می‌گیرد. حذف نمک از نفت نیز در اکثر فرآیندها صورت می‌گیرد. احداث واحد نمکزدایی از بدو تولید نفت و گاز در فاز اصلی، به دلیل انتخاب و احداث یکپارچه ی تجهیزات، سیستم کنترل، برق و انتقال سیالات و سایر سرویسهای جانبی ترجیح داده می شود.

۲. گاز:

ترش بودن یا شیرین بودن گاز (وجود H_2S یا عدم وجود آن) همانند نفت مهم است و تجهیزات را بر اساس این مسئله طراحی می‌کنند. حذف رطوبت موجود در گاز نیز بعد از جداسازی از نفت از مراحل بعدی فرآورش آن است. که با نظر به مشخصات گاز مورد نیاز دریافت کننده ی گاز و تاسیسات محل مصرف مطالعه و بهینه سازی می شود.این گاز می‌تواند برای مصارف گوناگون افزایش فشار بیابد. ارسال به لوله‌ها برای خطوط لوله کشوری، تامین برق، کارخانجات گاز و گاز مایع، صادرات، تزریق به مخزن و ... از استفاده آن است. در تمامی این فرآیندها نیاز به افزایش فشار گاز دیده می‌شود پس لازم است تعداد مراحل افزایش فشار در این سند تعیین و بهینه شود.

۳. آب:

طراحی تجهیزات آب نیازمند جمع‌آوری اطلاعات زیر است:

a. میزان آب تولیدی
b. آنالیز آب و مواد موجود در آن:

اسیدی بودن، مقاومت الکتریکی، وزن مخصوص، فلزات حل شده[۲۳۳]، H_2S، یون‌های موجود در آب

c. آنالیز پساب[۲۳۴]:

در این آنالیز اساس استانداردهای زیست محیطی است که مدنظر قرار می‌گیرد.

[۲۳۳] Total Dissolved Solids (TDS)
[۲۳۴] Waste Water

d. تصفیه[۲۳۵] و تزریق فاضلاب[۲۳۶]:

در این زمینه نیز استانداردهای سختگیرانه وجود دارد که باید بر طبق آن‌ها عمل گردد. آب اضافی می‌تواند از بخش‌های متنوعی به دست بیاید مانند آب حاصله از جداکننده، آب واحد نمک زدایی، آب واحد رطوبت زدایی و... .

ظرفیت ذخیره‌سازی

انتخاب ظرفیت ذخیره در تجهیزات خشکی به میزان مصرف و صادرات محصول بستگی دارد. در دریا به علت کمبود فضا ظرفیت سازی برای ذخیره سازی به مراتب کمتر است. در نتیجه با توجه به برنامه ریزی برای استفاده از تولیدات این حجم تعیین می‌گردد. طبیعتا میزان برداشت از مخزن نیز در این تصمیم گیری دخیل است. باید خاطر نشان کرد که معمولا ذخایر ۱۰٪ بیشتر از حجم طراحی اولیه در نظر گرفته می‌شود تا با نوسانات احتمالی بتوان مقابله کرد. در ادامه این قسمت باید گفته شود هر تانک ذخیره چه وظیفه ای دارد (برای مثال صادراتی، استراتژیک یا استفاده پالایشگاه‌های داخلی). به منظور پایداری تولید ملاحظه نمودن مخزن ذخیره ی نفت OFFSPEC ضروری است.

یدک تجهیزات

این قسمت از طرح عنوان‌گر اندازه و تعداد بهینه تجهیزات یدک برای استفاده است. با توجه به میزان برداشت سیال از مخزن تجهیزات یدک در روی زمین طراحی می‌شود. به دلیل ضریب تکرار تعمیرات عمده تجهیزات برای تهیه یدکی، تجهیزات دوار هستند که آرایش آنها برای حفظ انعطاف پذیری تولید و مصرف بهینه ی انرژی به صورت ۱+۱، ۱+۲، ۱+۳ یا سایر آرایش بهینه توسط مهندسین فرآیند برای هر کارخانه ی خاص تعیین می گردد.

[۲۳۵] Treatment
[۲۳۶] Disposal

محدودیت‌های عمومی طرح

در انجام طرح محدودیت‌های عملیاتی باید قبل از انجام عملیات بررسی شود. در قسمت بهره برداری از مخزن نیز محدودیت‌هایی هستند که تعیین می‌کنند برخی از طرح‌هایی که از نظر فنی قابلیت اجرا دارد را باید با تغییرات مکانی آن‌ها به انجام رساند. بعضی از این محدودیت‌ها در زیر لیست شده‌اند:

۱. تعداد چاه‌ها و محل حفاری آن‌ها
۲. تعداد و ظرفیت واحدهای جمع‌آوری
۳. تعداد و ظرفیت واحدهای جداسازی
۴. مسیر لوله‌کشی و طول و قطر لوله‌ها

تجهیزات تولید زودهنگام و فازهای مختلف تولید

تجهیزات سرچاهی

با توجه به اندازه چاه و حجم تولید، هر چاه تجهیزات سرچاهی مخصوص به خود را داراست. برای هر چاه تسهیلات زیر قابل پیش‌بینی است اما امکان بیشتر شدن نیز است.

- ✓ سلر[۲۳۷] چاه تولیدی جهت ارتباط کریسمس تری و تاج چاه
- ✓ پنل کنترلی سر چاه
- ✓ موتور برق دیزلی و تجهیزات توزیع برق
- ✓ حفاظت فیزیکی، فنس کشی و دوربین گذاری منطقه عملیاتی
- ✓ تجهیزات ایمنی چاه
- ✓ راه ارتباطی به منطقه حفاری و چاه
- ✓ تسهسلات سر چاهی

[۲۳۷] Cellar

- ✓ تجهیزات تزریق مواد شیمیایی
- ✓ استخر آب و آتش
- ✓ شیرهای اتوماتیک بین راهی[۲۳۸]
- ✓ دستگاه متحرک ارسال/دریافت توپک[۲۳۹]

در تولید نهایی به موارد بالا اقلام زیر نیز اضافه می‌شود:

- ✓ چاله گل حفاری
- ✓ تجهیزات لازم سامانه سرپرستی و گردآوری داده[۲۴۰]

خطوط ارتباطی

خطوط ارتباطی برای هدایت سیال تولیدی به واحدهای جمع‌آوری و جداسازی می‌باشد. همچنین این خطوط سیال را تا خطوط لوله اصلی برای پالایشگاه‌ها، صادرات یا هدایت به مخازن اصلی می‌رسانند. سیالات، چه گاز و چه مایع، هر دو باید با توجه به نیازهای خود طراحی شود. اگر سیال گازی به سمت مشعل[۲۴۱] هدایت شود دیگر نیازی به خطوط گفته شده نمی‌باشد.

- مشخصات فنی خطوط
  - ✓ جنس
  - ✓ قطر داخلی و قطر خارجی
  - ✓ طول خط لوله
  - ✓ حد اکثر فشار قابل تحمل

[۲۳۸] Line Break Valve (LBV)
[۲۳۹] Pig Launcher/Receiver
[۲۴۰] Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA)
[۲۴۱] Flare

- ✓ حداکثر نرخ عبوری
- ✓ فازهای عبوری از لوله

- خط اصلی انتقال

خط اصلی انتقال با توجه به هدف اصلی مخزن (طبق گفته‌های پیشین) طراحی می‌شود. عموما در همه میادین و مخازن، خطوط ارتباطی چاه‌ها را با هدف رساندن به واحد جداسازی مرکزی به هم متصل می‌کنند و سپس با لوله اصلی به واحد مدنظر انتقال داده می‌شود. توپوگرافی[۲۴۲] منطقه (پستی و بلندی محیط) در طراحی هر خط لوله‌ای مؤثر است و خط لوله اصلی به علت طول بیشتر نسبت به دیگر خطوط باید بیشتر در طراحی آن دقت به خرج داد و آزمایش‌های دقیق‌تری ترتیب داده شود.

واحد فرآیندی مرکزی[۲۴۳]، واحد جداسازی گاز و نفت و منیفولد

واحدهای جداسازی بنابر نوع نفت (API و نمودار فازی) طراحی می‌شود. آب و گاز موجود در نفت و میزان آن‌ها برای رساندن به واحدهای دیگر عامل تصمیم گیری برای طراحی تعداد مراحل تفکیک است. مسئله دیگر در طراحی این واحدها نحوه استفاده از گاز به دست آمده است. برای استفاده از گاز همراه، به تجهیزات جداگانه ای نیاز است. البته عموما زمان لازم برای طراحی، خرید و نصب تجهیزات جمع‌آوری، فشار افزایی و انتقال گاز در مرحله ی تولید زود هنگام در اختیار نیست و عموما دردوره ی کوتاه مدت تولید زودهنگام، گازهای تولیدی به مشعل ارسال می شود لیکن در فازهای اصلی تولید حتما ضرورس است تجهیزات جمع آوری، فشار افزایی و انتقال این گازها در اختیار قرار گیرد.

برای مرحله ی تولید نفت در فازهای اصلی توسعه ی میدان تعداد تفکیک گرها معمولا بیشتر می‌شود تا بازیابی حداکثری نفت با ملاحظات اقتصادی حجم سرمایه گذاری حاصل شود. همچنین گاز تولیدی از تفکیک گر به جای سوزانده شدن به خطوط انتقالی یا برای استفاده جهت سوخت منطقه انتقال می‌یابد.

---

[۲۴۲] Topography

[۲۴۳] Central Treatment Plant (CTP)

فرآورش نفت خام

اگر نفت تولیدی را بخواهند در محل فرآورش نمایند، در مرحله تولید زود هنگام معمولا فرآورش نفت جمع‌آوری شده در یک مرحله و در ساده‌ترین حالت ممکن انجام می‌گیرد. اما در تولید نهایی به این فرآورش مراحل دیگری افزوده می‌شود. تجهیزات این مرحله همگی تحت استانداردهای IPS شرکت ملی نفت طراحی می‌شود.

تسهیلات فرآیندی نفت خام

۱. دریافت کننده تولید

خطوط لوله یک یا چندفازی جهت انتقال به سامانه جداسازی و فرستنده/گیرنده توپک برای اتصالات لوله‌ای و نگهداشت

۲. جداسازی نفت خام

چند تفکیک گر سه فازی جهت جداسازی آب و گاز از نفت

تجهیزات فوق برای هر دو مرحله ی تولید زودهنگام و نهایی یکسان است. در زیر تجهیزات برای فازهای اصلی تولید که به موارد قبل اضافه می‌شود آورده شده است.

۳. نمک زدایی نفت خام

۴. گرم کن نفت خام برای فرآیند H_2S زدایی

۵. واحد تثبیت نفت و سولفور زدایی[۲۴۴]

ذخیره و ارسال نفت خام

- نگهداشت

[۲۴۴] Stripping

برای نگهداشت و ارسال نفت باید مخازن ذخیره (Tank) مد نظر قرار گیرد و با توجه به نوع فرآیند، مخزنی برای محصول نامنطبق(Off-Spec)تعبیه شود. انواع تانک‌ها می‌تواند سقف ثابت یا شناور (در صورتی که نفت فرار باشد یا میزان گاز محلول بالا باشد برای جلوگیری از انفجار و حفظ امنیت) باشد. همچنین در هر دو تانک برای امنیت بیشتر لوله ارتباطی گاز خروجی به سمت مشعل طراحی می‌شود. حجم داخل تانک همیشه باید زیر نظر باشد و مخزن از نظر ایمنی در مواقع آتش سوزی محافظت شود.

- ارسال

نفت خام ذخیره شده به وسیله خط لوله‌های انتقال برای مقاصد مشخص شده ارسال می‌شود. مقصد این ارسال و طول خط لوله در برنامه ذکر می‌شود. هزینه احداث خط لوله به عنوان یکی از هزینه‌های ثابت بالا همیشه به اقتصادی ترین حالت ممکن باید تمام شود. در نتیجه در احداث این خط لوله، انتقال سیال برای مرحله نهایی نیز مدنظر قرار می‌گیرد. از نکات طراحی بجز اطلاعاتی که قبلا ذکر شد، مکان شیرها[۲۴۵] و فشار در هنگام توپکرانی در دو سر خط و ورودی و خروجی مهم است.

- سیستم اندازه‌گیری نفت خام

سیستم اندازه‌گیری با دقت بالا برای مقاصد مبادله ای و با امکان اتصال به تجهیزات کالیبراسیون سیار یا ثابت بست به تصمیم مهندسین بر روی خروجی لوله‌ها باید نصب شود.

سیستم مشعل گاز بدون دود

طراحی مشعل بدون دود برای اجازه دادن به سوزاندن کامل هیدروکربن گازی و در ایمنی کامل طراحی شده است. با توجه به سیستم جداسازی و میزان ترشی گاز، برای جلوگیری از انتقال حجم نامتعارف H_2S به محیط، سیستم مشعل باید به دقت بررسی و طراحی شود سیستمهای جلوگیری از تشکیل دود در مشعل تا حد مطروحه در استاندارد های طراحی و بسته به یوتیلیتی موجود (هوا یا بخار البته معمولا هوا استفاده می شود)

[۲۴۵] Valve

می باید نصب شود. انتخاب تجهیزات و مکان مناسب برای نصب، از ضررهای احتمالی تشعشعات گازی و پخش گازهای مضر جلوگیری می‌کند.

ارتفاع مشعل، فاصله از محل جمع‌آوری، فاصله از محل جداسازی و تانک‌های ذخیره، توجه به جهت وزش باد و فشار ورودی به مشعل نکات فنی مهم در طراحی است. همچنین نحوه کار مشعل (به صورت پیوسته یا گسسته) از دیگر متغیرهای طراحی است.

استانداردهای طراحی مشعل در جدول زیر ذکر شده است:

توضیح	مقدار	واحد
سوزاندن پیوسته (با احتساب تشعشعات)	۱,۶۰	kW/m۲
سوزاندن ناگهانی در بازه زمانی کم (با احتساب تشعشعات)	۴,۷۳	kW/m۲
تابش خورشیدی	۱,۰۴	kW/m۲

جدول ۴۰ - استانداردهای طراحی مشعل

ممکن است گاز ورودی به مشعل برای سوختن نیازمند کاهش غلظت باشد که این کار را با تزریق مقداری گاز نجیب به مشعل انجام می‌دهند.

فشرده سازی گاز همراه[۲۴۶]

- سیستم جمع‌آوری گاز

در این سیستم گاز خروجی از جداکننده پس از جمع‌آوری برای افزایش فشار هدایت به مراحل بعدی می‌شود. فشرده سازی گاز خود می‌تواند به چند مرحله تقسیم شود یا آنکه تمام فرآیند فشرده سازی در یک مرحله صورت گیرد. در هر صورت مرحله نهایی فشرده سازی برای استفاده تجاری از گاز پس از حذف رطوبت از گاز (در صورتی که تاسیسات پایین دست فاقد آن باشد) صورت می‌گیرد نوع

[۲۴۶] Associated Gas Compression

فرآورش گاز در هر صورت با نظر به تجهیزات منصوب در مبادی مصرف و اقتصاد کمپرسورهای متناسب با گاز ترش یا شیرین انجام می شود.

- نم زدایی و کنترل نقطه شبنم

برای انتقال گاز در خطوط لوله و جلوگیری از تشکیل هیدرات گازی و همچنین ثابت نگه داشتن مشخصات گاز، آب باید از آن حذف شود. کاهش آب همراه با گاز با عبور دادن گاز از بستر گلایکول[۲۴۷] ها یا بسترهای جامد جذب آب صورت می‌گیرد. بسته به شرایط منطقه ای و آنالیز اقتصادی، نوع فرایند انتخاب می شود.

در فرآورش گاز دو مرحله دیگر باقی می‌ماند که اولین آن جمع‌آوری و بازیابی گاز مایع است. این مایع بازیابی شده از گاز فرآیند جداسازی است و پس از جدایش دوباره به هیدروکربن اضافه می‌شود یا به عنوان محصول جانبی سبک به فروش می‌رسد. پس از این نیز فرآیند انتقال گاز برای مصرف‌کنندگان داخلی یا صادرات آخرین مرحله فرآوری گاز می‌باشد.

تصفیه و دفع آب

به علت بالا بودن میزان هیدروکربن موجود در آب جداسازی شده از جداکننده‌ها، آب باید از واحدهای مختلفی که در آن وجود دارد جدا شده و تصفیه گردد. واحدهای جداسازی، نمک‌زدایی[۲۴۸]، آب همراه با نفت خروجی از تخلیه های باز و بسته و آبی که از احیا گلایکول در مرحله رطوبت زدایی به دست می‌آید. این آب پس از تصفیه به درون مخزن یا نقاط دیگر تزریق می‌شود. گازی که در این مرحله به دست می آید به سمت مشعل سوزان هدایت می‌شود.

مواد شیمیایی

مواد تزریقی شیمیایی در موارد زیر در فرآیند بعد از تولید به نفت زده می‌شود:

---

[۲۴۷] Glycol

[۲۴۸] Desalter

- ✓ جلوگیری از خوردگی[۲۴۹]

این ماده شیمیایی از تجهیزات درون چاهی، سرچاهی یا نقطه ی انتخابی مهندسین فرآیند تزریق می‌شود. یکی از مواقعی که میزان خوردگی به شدت بالا می‌رود هنگام تولید با برش آب زیاد است. همچنین این ماده برای تزریق در سیال جداکننده نیز استفاده می‌گردد.

- ✓ دمولسیفایر[۲۵۰]

ماده شیمیایی که کمک به جداسازی آب، نمک و جامدات در نفت می‌کند. این مهم رای تولید نفت با قابلیت فروش حائز اهمیت است.

- ✓ ضد واکس و آسفاتین

از مواد شیمیایی برای جلوگیری از تشکیل واکس در تانک‌ها و خطوط لوله استفاده می‌شود. در صورت وجود شرایط تشکیل واکس و اسفالتین، تجهیزات تزریق پیوسته مواد شیمیایی مربوطه یا اتصالات تزریق برای تزریق ناپیوسته بسته به سیال تولیدی و شرایط فرآیندی مورد ملاحظه قرار می گیرد.

به جز موارد بالا در مرحله نهایی مواد شیمیایی زیر نیز استفاده می‌شود.

- ✓ ضد تشکیل فوم[۲۵۱]

این ماده جهت جدایش با بازدهی بیشتر به وسیله جلوگیری از ترکیب گاز و نفت و ایجاد فوم استفاده می‌شود.

- ✓ هیپوکلرایت[۲۵۲]

این ماده در صورت نیاز استفاده از آب رودخانه‌ها برای کلرزنی استفاده می‌شود.

- ✓ مهارکننده رسوب

---

[۲۴۹] Corrosion Inhibitor

[۲۵۰] Demulsifier

[۲۵۱] Antifoam

[۲۵۲] Hypochlorite

برای جلوگیری از رسوب[۲۵۳] بر روی سطوح در تانک‌ها و خطوط لوله تزریق می‌شود.

نیاز به تزریق، محل تزریق، میزان تزریق و نوع مواد شمیایی برای هر کدام از مواد شیمیایی فوق می باید جداگانه با نظر به خصوصیات سیالات تولیدی و تجهیزات مورد استفاده و اقتصاد مساله تعیین و بهینه یابی شود

زیر ساخت

در هر پروژه نفتی و گازی با توجه به فاصله ی محل پروژه از تأسیسات صنعتی و شهری نیاز است که بعضی از زیرساخت‌ها در محل پروژه مد نظر قرار گیرد. طراحی و اجرای این زیر ساختها بر اساس نیازهای فنی و شرایط محیطی است. البته تعداد نیروهای اجرای پروژه و پس از آن تعداد عوامل بهره برداری کننده، پروتکل های رفاهی شرکت در کنار دیگر عواملی همچون حجم سرمایه‌گذاری اولیه (CAPEX) در نوع این تسهیلات موثر است پس طراحان باید حداکثر تلاش خود را برای استفاده از تجهیزات و زیرساخت‌های در دسترس منطقه انجام دهند. مطالعاتی در فاز مهندسی در این زمینه برای یافتن پتانسیل‌های منطقه صورت می‌گیرد. طراحی و اجرای این تجهیزات بر عهده پیمانکار شرکت ملی نفت است. در قسمت‌های بعدی واحدهای جانبی مورد نیاز کارخانه به همراه این زیرساخت‌ها معرفی می‌گردد.

ابزار دقیق، سیستم‌های کنترلی و ساختمان‌ها

- سیستم کنترلی واحدهای فرآیندی

بررسی فرآیندها، ابزارها وامکانات در منطقه با توجه به طراحی کلیه یمولفه های فرآیندی برای پیاده سازی سیستم کنترلی توزیع شده[۲۵۴] بسیار مهم است. برای این منظور کنترل‌های زیر به طور همزمان نیاز است.

[۲۵۳] Scale Inhibitor

- ✓ پایش[۲۵۵] و کنترل از راه دور چاه‌های تولیدی در صورت نیاز
- ✓ کنترل فرآیند سیستمهای فرآورش و انتقال نفت وگاز
- ✓ سیستم حفاظت یکپارچه ایمنی و آتش (F&G)
- ✓ سیستم حفاظت اضطراری از واحدهای فرآیندی

طراحی و ساخت این سیستم‌ها بر اساس استانداردهای موجود مشروحا در MDP ذکر می گردد و بر عهده پیمانکار است.

- ✓ کنترل واحد جداسازی و ساختمان مدیریتی

مجموعه ساختمانها و فضاهایی اتاق/اتاقهای کنترل فرآیند ساختمان/ یا ساختمان های کلیدخانه و کنترل توزیع برق به همراه مجموعه ی اداری راهبران سایت، آزمایشگاه، تجهیزات مخابرات، فضایی برای صرف غذای پرسنل و فضایی برای عبادت، اقامه ی نماز در کارخانه و فضایی برای نگهداری اسناد فنی که ضریب تکرار استفاده از آنها بالاست در درون کارخانه و در فاصله ای ایمن از تاسیسات تعبیه می شود. همچنین سیستم تهویه هوا، باید مجهز به رهگیر HC و H_2S باشد.

تسهیلات زیر در این بخش مورد استفاده است:

- ✓ کنترل عملیات تولید چاه در صورت نیاز(با اندازه‌گیری از راه دور[۲۵۶] یا فیبر نوری)
- ✓ کنترل و پایش داده‌های چاه در صورت نیاز (با اندازه‌گیری از راه دور یا فیبر نوری)
- ✓ سیستم کنترل واحدهای فرآیندی
- ✓ سیستم کنترل ایمنی و سیستم خاموشی اضطراری[۲۵۷] واحدهای فرآیندی
- ✓ سیستم آشکار ساز گاز متان و H_2S

---

[۲۵۴] Distributed Control System (DCS)

[۲۵۵] Monitoring

[۲۵۶] Telemetry

[۲۵۷] Emergency Shutdown System (ESD)

- ✓ سیستم اعلام حریق
- ✓ سیستم کنترل واحد آب-برق[۲۵۸]
- ✓ پایش واحد جمع‌آوری، تصفیه و دفع فاضلاب
- ✓ پایش و هشدار HC و H_2S
- ✓ واحد عملیات، نگهداری و بررسی منبع‌های ذخیره
- ✓ پنل‌های انازه گیری نفت خام
- ✓ پایگاه یکپارچه انتقال داده واحدها

ارتباطات[۲۵۹]

تمام واحدهای منطقه نیازمند داشتن سیستم ارتباطی و انتقال داده، منطقه‌ای و کشوری، است. بهترین راه برقراری این ارتباط، ارتباط ماهواره‌ای می‌باشد. به طور کلی نیازهای ایجاد این ارتباط در زیر لیست شده است:

- ✓ وسایل ارتباطی به وسیله فیبر نوری یا بی سیم (سیگنال رادیویی)
- ✓ ارتباط با شبکه ارتباط کشوری
- ✓ ارتباط منطقه‌ای
- ✓ ارتباطات داخل ساختمانی
- ✓ ارتباطات در میدان بین مخازن و چاه‌های مختلف

ساختمان‌های صنعتی

- تعمیر و نگهداری ساختمان‌ها
- انبار داری و انبارهای باز
- ساختمان‌های فنی (ذخیره برق (UPS)، تهویه و ...)

[۲۵۸] Utility
[۲۵۹] Telecommunications

زیر ساخت‌های دیگر مورد نیاز در برداشت زودهنگام از مخزن عبارتند از:

- تأمین امنیت و فنس کشی محدوده عملیاتی: با استفاده از سیستم‌های امنیتی و نیروی انسانی از تجهیزات و افراد در برابر خطرات حمله دیگران یا حیوانات و یا سرقت مراقبت شود.
- سیستم اطفاء حریق
- فاضلاب بهداشتی
- راه‌های ارتباطی

سیستم Utility

- تأمین سوخت

تأمین سوخت عموما با سوخت گازوییل انجام می‌شود. در منطقه باید برای بازه ی زمانی متناسبی ذخیره ی همیشگی وجود داشته باشد. تمامی واحدها از انرژی حاصله از سوخت استفاده می‌کنند پس تأمین و نگهداری سوخت بسیار مهم است.

- تأمین آب اطفاء حریق، آب مورد نیاز فرآیند، آب سرویس و شرب

مطالعه ی تهیه ی انواع آب بر اساس امکانات و شبکه های موجود، چاه‌ها و یا رودخانه‌های مجاور با یا بدون تاسیسات احداث تصفیه خانه با مد نظر قراردادن پایداری مطلوب تولیدو سایر پارامترهای اقتصادی انجام و در MDP ذکر می شود. سیستمهای سیار اطفای حریق شامل ماشینهای اطفای حریق تانکرهای حمل آب و مخازن ثابت ذخیره آب برای شرایط عادی و اضطراری تولید لحاظ شود.

- سیستم تخلیه ی هیدروکربوری باز و بسته

هدف از این سیستم در واحدهای عملیاتی تخلیه هیدروکربن اضافی از سیستم است. در سیستم تخلیه ی بسته، هیدروکربنهای مایع اشباع و غیراشباع از تانک‌های تحت فشار، شیرهای ایمنی، خطوط

لوله و دیگر تجهیزاتی که با سیال سروکار دارند تخلیه و توسط شبکه ی آن به مخزن تخلیه ی بسته ارسال می شود پس از جداسازی گاز ومایع و ارسال گاز به شبکههای مربوطه، مایعات هیدروکربوری به تفکیک گرها و آب به سیستم تصفیه ی پساب بازگردانده می‌شود.

- تأمین نیروی برق و توزیع آن

بر اساس مطالعات انجام شده نحوه ی تامین برق کل تاسیسات باتاکید براستفاده از گاز تولیدی در کارخانه(از شبکه های توزیع برق منطقه ای، شبکه ی توزیع برق متعلق به شرکت یا نصب سیستمهای تولید برق اعم از گازی دیزلی یا دوگانه سوز) به نحوی که پایداری مطلوب تولید نفت را فراهم نماید تعیین و در MDP تعریف می شود.

کلینیک و تجهیزات بیمارستانی

درمانگاه جهت رسیدگی به بیماران یا حادثه دیدگان از ملزومات اصلی است. تجهیزات این درمانگاه مطابق پروتکلهای شرکت نفت و بهداری و بهداشت در منطقه و بر اساس روالهای HSE وزارت نفت شامل آمبولانس جهت انتقال بیماران به مراکز درمانی دیگر و ... تهیه می‌شود.

در نهایت می‌توان به طور کلی طراحی و نصب تجهیزات را به مراحل‌های زیر تقسیم نمود:

- طراحی پایه‌ای (اعم از نقشه منطقه، جایگزاری هر یک از تأسیسات و تجهیزات، تقسیم بندی منطقه عملیاتی و سکونت، اطلاعات پایه‌ای جهت طراحی)
- تجهیزات و تسهیلات برای تولید زود هنگام و سپس تولید فازهای اصلی
- طراحی و اجرای زیرساخت مورد نیاز
- طراحی و اجرای سیستم تولید و توزیع برق
- طراحی و اجرای سیستم انتقال سیالات

نتیجه گیری فصل

این فصل به عنوان یکی از پایه‌های اصلی هزینه اولیه و ثابت مخزن باید مورد توجه بیشتری باشد. برداشت از مخزن بعد از شناخت مخزن و عملیات حفاری بهینه، نیازمند طراحی صحیح تسهیلات سطح الارضی با ظرفیت و امکانات متناسب است. طراحی کارآمد می‌تواند سوددهی پروژه را از حد پیش‌بینی شده بیشتر کند همانطور که ناتوانی در طرح ریزی درست خسارات جبران ناپذیری، مالی و جانی، را می‌تواند در پی داشته باشد. در زیر جدول مهم‌ترین مشخصاتی که لازمه این طراحی است را نشان می‌دهد.

ردیف	پارامتر مطرح شده		سطح اطلاعات داده شده				
			دارد	بسیار خوب	خوب	متوسط	ضعیف
۱	اطلاعات اولیه طراحی						
	۱-۱	مکان یابی					
	۱-۲	اطلاعات محیطی					
		۱-۲-۱ دما					
		۱-۲-۲ رطوبت					
		۱-۲-۳ وزش باد					
		۱-۲-۴ خاک					
	۱-۳	داده‌های سیال مخزنی					
		۱-۳-۱ PVT					
		۱-۳-۲ شرایط عملیات					
		۱-۳-۳ تجهیزات سرچاهی					
	۱-۴	مشخصات تولید					
		۱-۴-۱ روند تولید در طول عمر مخزن					
		۱-۴-۲ نرخ تولید هر چاه					
		۱-۴-۳ شماتیک تجهیزات سرچاهی					
		۱-۴-۴ فرآیند فرآورش سیال					

نسخه ی پیش نویس

			مخزنی					
	۱-۵		ظرفیت واحد ذخیره سازی					
	۱-۶		تجهیزات یدک					
	۱-۷		بیان محدودیت‌های طرح					
۲	تجهیزات تولید زود هنگام و نهایی							
	۲-۱		تجهیزات سرچاهی					
	۲-۲		خطوط لوله ارتباطی					
	۲-۳		واحدها					
		۲-۳-۱	فرآیند مرکزی					
		۲-۳-۲	جداسازی					
		۲-۳-۳	منیفولد واحدها					
	۲-۴		تسهیلات نفت خام					
	۲-۵		نگهداشت و ارسال نفت					
	۲-۶		سیستم مشعل گاز					
	۲-۷		سیستم فشرده سازی گاز					
	۲-۸		سیستم تصفیه و دفع آب					
	۲-۹		سیستم تزریق مواد شیمیایی					
	۲-۱۰		زیر ساخت‌های پروژه					
		۲-۱۰-۱	سیستم‌های کنترل و ابزار دقیق					
		۲-۱۰-۲	سیستم ارتباط رادیویی					
		۲-۱۰-۳	ساختمان‌ها					
	۲-۱۱		Utility					
	۲-۱۲		تجهیزات بیمارستان و کلینیک					

جدول۴۱ - چک لیست فصل

بخش هفتم

استانداردها

نسخه ی پیش نویس

در این فصل استانداردهای مورد استفاده در تمامی بخش‌هایی در برداشت از یک مخزن در برنامه جامع آن دخیل هستند بررسی می‌شود. این استانداردها با توجه به حیطه ی عملیاتی خود تقسیم بندی شده‌اند.

جمع‌آوری استانداردها

تأمین کنندگان استاندارد

اساس استانداردها در این صنعت، استانداردهای نفت ایران[۲۶۰] است. تمامی استانداردهایی که از این طریق استفاده شده باشد مورد قبول خواهد بود اما اگر در برنامه جامع از استاندارد دیگری جز IPS استفاده شود باید مورد تأیید شرکت ملی نفت (NIOC) به عنوان متولی امر قرار گیرد.

اگر در IPS به استاندارد جهانی دیگری رجوع داده شود، آن استاندارد در محدوده ی ارجاع قابل استفاده است. با توجه به شرایط کنونی اگر اجرایی نمودن استاندارد به روز مورد نیاز باشد، استانداردهای مدنظر آن شرکت می‌بایستی به NIOC به عنوان صاحب مخزن تحویل گردد تا در صورت تأیید استفاده شود. ابته در قراردادهایی که هزینه ی آن در روز ائل قرارداد مشخص و فیکس شده است تغییرات مالی احتمالی ناشی از تغییر استاندارد(اعم از کاهش یا افزایش) می باید مورد ملاحظه قرار گیرد.

همچنین این موضوع را باید خاطر نشان نمود که استانداردهایی که در IPS موجود نیستند باید با ذکر منبع به شرکت ملی نفت ارائه داده شوند. اگر استانداردی در IPS منسوخ شده باشد، استاندارد جهانی به روز آن می‌بایستی با تایید کارفرما جایگزین شود.

برای خرید تجهیزات و قطعات استاندارد استانداردها بر اساس استانداردهای بین المللی ساخت هر دستگاه است. از آنجا که شرکت‌های زیادی وظیفه تولید تجهیزات را دارند، در برنامه جامع ذکر همه ی این

[۲۶۰] Iranian Petroleum Standards (IPS)

استانداردها ممکن اسن مناسب نباشد. برنامه جامع توسعه ی مخزن، مسئولیت تهیه نقشه راه برای انجام عملیات را دارد و مسئولیت تهیه وسایل بر عهده شرکت پیمانکار برای تسلیم مدارک استاندارد است.

با آنکه IPS منبع اصلی انجام پروژه است اما باید دانست که از طریق ارجاعات این استاندارد می‌توان از استانداردهای دیگر نیز در محدوده ی تعیین شده استفاده نمود با این شرط که این استانداردها ذکر شود و مورد وثوق هر دو طرف قرار گیرد.

خلاصه استاندارد	توضیح استاندارد
AGA	American Gas Association
AGMA	American Gear Manufacturers' Association
ASHRE	American Society of Heating, Refrigerating and Air-Conditioning Engineers
AISC	American Institute of Steel Construction
ANSI	American National Standards Institute
API	American Petroleum Institute
ASME	American Society of Mechanical Engineers
ASTM	American Society for Testing and Materials
AWS	American Welding Society
AWWS	American Water Works Association
BS	British Standards
CCIR	Consultative Committee on International Radio
CCITT	Consultative Committee International Telegraph and Telephone
CENELEC	European Committee for Electro-Technical Standardization
EEMUA	Engineering Equipment and Materials Users Association
ICAO	International Civil Aviation Organization
IEC	International Electronics Commission
IPS	Iranian Petroleum Standards
ISA	Instrument Society of America
ISO	International Standards Organization
ITU	International Telecommunications Union

Manufacturers' Standardization Society	MSS
National Association of Corrosion Engineers	NACE
National Fire Protection Association	NFPA
Scientific Apparatus Makers' Association	SAMA
Steel Structures Painting Council	SSPC
Tubular Exchangers Manufacturers' Association	TEMA

جدول۴۲ - تأمین کنندگان استاندارد

مهندسی و ساختمان

استانداردهای ساختمانی

استانداردهای شرکت ملی نفت، IPS، می‌بایستی به عنوان استانداردهای مبنا در بخش‌های طراحی، تهیه، ساختمانی، ساخت و نصب نهایی تجهیزات قرار گیرد. در زیر فهرستی از کدها، استانداردها و مقررات قابل اجرا به خشکی نصب و راه اندازی نفت و گاز. کدهای اضافی و استانداردهای از مقامات بین المللی باید برای بهره برداری عمومی و پروژه های خاص به عنوان قابل اجرا استفاده و شرکت ملی نفت ایران معرفی می شود که البته محدوده ی استفاده از آنها باید منشعب از استاندارد IPS مطابق پیش گفته باشد و همانند موارد قبلی کدهایی که خارج از کدهای IPS است باید مورد تأیید واقع گردد.

ساختمانی

توضیح استاندارد	خلاصه استاندارد
Engineering Standard for Industrial Stairs, Ladders, Platforms and Scaffolds	IPS-E-SE-۴۰۰
American Institute of Steel Construction	AISC
Specification for Fabricated Structural Steel Pipe	API ۲B
Structural Welding Code – Steel	AWS D۱,۱,۹۰
Structural use of timber – Code of Practice for permissible stress design, materials and workmanship	BS ۵۲۶۸, Part۲

Code of Practice for Protection Costing of Iron and Steel Structures against erosion	BS ۵۴۹۳
Quality Systems – Production and Installation (ISO ۹۰۰۲)	BS ۵۷۵۰, Part ۲

جدول ۴۳- استانداردهای ساختمانی

استانداردهای مهندسی مکانیک

در تجهیزات مکانیکی نیز آخرین نسخه استانداردهای زیر باید مدنظر قرار گیرد.

توضیح استاندارد	خلاصه استاندارد
Construction Standard for Large Welded Low Pressure Storage Tanks	IPS-C-ME-۱۱۰
Engineering Standard for Large Welded Low Pressure Storage Tanks	IPS-E-ME-۱۱۰
General Standard for Atmospheric Above Ground Welded Steel Tanks for Oil Storage	IPS-G-ME-۱۰۰
Material and Equipment Standard for Large Welded Low Pressure Storage Tanks	IPS-M-ME-۱۱۰
General Requirement of Flares and Flare Stacks	IPS-G-ME-۲۱۰
Centrifugal Pumps for Process Services	IPS-M-PM-۱۰۵
Material and Equipment Standards Lubrication, Shaft Sealing and Control Oil systems and Auxiliaries	IPS-M-PM-۳۲۰
Engineering and Material Standard for Air Cooled Heat Exchangers	IPS-G-ME-۲۴۵
Engineering and Material Standard for Shell and Tube Heat Exchangers	IPS-G-ME-۲۲۰
General Standard for Packing and Packages	IPS-G-GN-۲۱۰
Specification for packed reciprocating compressors for oil and gas production services	API ۱۱P
Specification for Field Welded Tanks for Storage of Production Liquid	API ۱۲D
Specification for Shop Welded Tanks for Storage of Production Liquid	API ۱۲F
Design and Construction of Large Welded low Pressure Storage Tanks	API ۶۲۰
Welded Steel Tanks for Oil Storage	API ۶۵۰
Tank Inspection ,Repair, Alteration and Reconstruction	API ۶۵۳
Venting Atmospheric and Low Pressure Storage Tanks ,Non-refrigerated and Refrigerated	API ۲۰۰۰

Specifications for under hung cranes and Monorail System	ANSI MM ٢٧,١
Guide for Pressure – Relieving and De-pressuring System	API ٥٢١
Centrifugal pumps for General Refinery Services	API ٦١٠
Special purpose gear Units for Petroleum, Chemical, and Gas Industry Services	API ٦١٣
Lubrication, shaft – sealing and Control – Oil Systems for special purpose APP	API ٦١٤
Sound Control of Mechanical Equipment for Refinery Services	API ٦١٥
Reciprocating Compressor for petroleum, chemical and gas industry services	API ٦١٨
Rotary Type Positive Displacement Compressors for petroleum, chemical and gas industry services	API ٦١٩
Shell and tube heat exchangers for general refinery services	API ٦٦٠
Air-cooled heat exchangers for general refinery services	API ٦٦١
Vibration, Axial-Position, and bearing-temperature monitoring systems	API ٦٧٠
Special – purpose couplings for petroleum, chemical and gas industry services	API ٦٧١
Packaged, Integrally geared, Centrifugal Plant and Inst. Air Compressors	API ٦٧٢
Special Purpose Centrifugal Fans for General Refinery Services	API ٦٧٣
Positive displacement Pumps – Reciprocating	API ٦٧٤
Positive displacement Pumps – Controlled Volume	API ٦٧٥
Positive displacement Pumps – Rotary	API ٦٧٦
Accelerometer – Based Vibration Monitoring System	API ٦٧٨
Packaged reciprocating plant and instrument air compressors for general refinery services	API ٦٨٠
Shaft Sealing Systems for Centrifugal and Rotary Pumps	API ٦٨٢
Boiler and Pressure Vessel Code: Materials	ASME II
Specification for Welding Rods, Electrodes and Filler Metals	ASME IIC
Boiler and Pressure Vessel Code: Non-destructive Examination	ASME V
Boiler & Pressure Vessel Code	ASME VIII DIV ١
Boiler & Pressure Vessel Code	ASME VIII DIV ٢
Standard Practice for Ultrasonic Examination if Heavy Steel Forgings	ASME SA٣٨٨
Standard Specification for Straight Beam Ultrasonic Examination of Plain and Clad Steel Plates for Special Application	ASTM A ٥٧٨
Specification for Through Thickness Tension Test of Steel Plates for Special	ASTM A ٧٧٠

Application	
Boiler and Pressure Vessel Code: Welding and Brazing Qualifications	ASME IX
Qualification and Certification of Non-Destructive Testing Personnel	ANSI/ASNT CP-۱۸۹
Non-Destructive Testing Qualification and Certification of NDE Personnel-General Principle	EN ٤٧٣
Symbols for Welding, Brazing and Non-Destructive Examination	AWS A۲,٤
Specification for classification, stress calculations & design of mechanisms	BS ٢٥٧٣
Specification for the design and testing of steel overhead runway beams	BS ٢٥٧٣
Specification for Hand – Operated chain blocks	BS ٣٢٤٣
Specification for Observation and Gauge Glasses for pressure vessels	BS ٣٤٦٣
Specification for external dimensions for vertical in – Line Centrifugal Pumps	BS ٤٠٨٢
Pressure Vessel details(dimension).Specification for Saddle supports for Horizontal Cylindrical Pressure Vessels	BS ٥٢٧٦-٢
Code of practice for safety of machinery	BS ٥٣٠٤
Specification for acceptance tests for centrifugal, mixed flow and axial pumps	BS ٥٣١٦
Specification for unfired fusion welded pressure vessels	BS ٥٥٠٠
Reciprocating internal combustion engines: Performance safety valves	BS ٥٥١٤
Local Stresses in Spherical & Cylindrical Shells due to External Loading	WRC Bulletin ١٠٧
Local Stresses in Cylindrical Shells due to External Loading on Nozzles	WRC Bulletin ٢٩٧
Recommended practice or packaged combustion Gas Turbine	API ١١PGT
Standards of the tubular exchanger manufacturers association	TEMA
Centrifugal fire pumps	NEPA ٢٠
Sulfide stress cracking resistant metallic materials for oil field equipment	NACE MR-٠١-٧٥
NOISE – A Guide to information required from Equipment vendors	EEMUA ١٠٤
Recommendations for the protection of diesel engines operating in Hazardous Areas	EEMUA ١٠٧
Noise – Guide to the selection and assessment of silencers	EEMUA ١٦١
Noise procedure specification	EEMUA ١٤٠
Recommendations for Tube End Welding	EEMUA ١٤٣

جدول ۴۴- استانداردهای مهندسی مکانیک

الکتریکی

انتخاب تجهیزات الکتریکی و نوع آن‌ها، طراحی، ساخت، آزمایش، حمل و نقل و نصب و راه اندازی باید مطابق با بخشهایی از آخرین نسخه از استانداردها و آیین نامه‌های زیر باشد:

API, B.S.: IEC: IES: IEEE: NFPA, and ICAO.

در مورد درگیری، تداخل و یا اختلاف‌های ذکر شده بین کد، استانداردها و مشخصات با شرکت ملی نفت ایران (IPS)در این روش نیز باید با مسئولین بیان مسئله گردد.

طبقه بندی منطقه

تمام تجهیزات به عنوان منابع انتشار اولیه یا ثانویه شناسایی شده و از این منظر که این‌ها به عنوان منابع خطر شناخته می‌شوند در "برنامه ریزی طبقه بندی شده مناطق خطرناک" توسط گروه فرآیندی[۲۶۱] به صورت جداگانه بیان می‌شود. برنامه منطقه خطرناک نشان دهنده میزان شعاع مضر[۲۶۲] برای هر منبع است. این طبقه بندی دارای در کلاس ۱، بخش ۱و بخش ۲ (Class I div. ۱ or div. ۲) با توجه به استاندارد API RP ۵۰۵ انجام می‌شود. برنامه منطقه خطرناک همچنین گروه‌های قابل اجرا گاز، زیر گروه‌ها و درجه حرارت تجهیزات را طبقه بندی شده نشان می دهد. اطلاعات فوق برای آماده سازی نقشه‌های طبقه بندی منطقه خطرناک و برگه‌های داده[۲۶۳] دیگر تجهیزات استفاده می شود.

انتخاب تجهیزات برای مناطق خطرناک

تجهیزات و مواد برای مناطق خطرناک مطابق با استانداردهای IEC و کدها انتخاب خواهد شد. تجهیزات برق با درجه‌ای مناسب از حفاظت با توجه به ریسک و طبقه بندی منطقه خطرناک به عنوان مثال منطقه ۱ یا منطقه ۲ انتخاب خواهد شد، با توجه به موارد زیر است:

---

[۲۶۱] Process Group
[۲۶۲] Hazard Radius
[۲۶۳] Data Sheet

خلاصه استاندارد	توضیح استاندارد
Zone ۱	Ex “d”
Zone ۱	Ex “I”
Zone ۱	Ex “e” (Terminations, junction boxes & enclosures only)
Zone ۱	Ex “p”
Zone ۲	Ex “N”, Plus any equipment listed as suitable for Zone ۱.

جدول ۴۵- استانداردهای انتخاب تجهیزات

همه تجهیزات در نظر گرفته شده برای استفاده در مکانهای خطرناک با در نظر گرفتن منطقه طبقه بندی شده توسط BASEEFA تأیید و تصدیق[۲۶۴] خواهد شد یا معادل گواهینامه بین المللی آن سازمان تایید خواهد شد. گواهینامه زبان انگلیسی خواهد بود و یا با ترجمه دقیق انگلیسی همراه است.

ابزار و تجهیزات

تجهیزات باید مطابق با آخرین نسخه از تمام کدهای مرتبط بین المللی و استاندارد طراحی ، ساخته و تست شود، اما محدود به موارد زیر نیست.

خلاصه استاندارد	توضیح استاندارد
ANSI B۱٦,٥	Pipe flanges and flanged fittings
ANSI B۱٦,۱۰٤	Standard for control valve seat leakage
ANSI/ISA S۱۸,۱	Alarm Sequence
API ٥۲۰	Design and installation of pressure relieving systems in refineries
API ٥۲۱	Guide for pressure relief and depressurizing systems
API ٥۲٦	Flanged steel safety relief valves
API ٥۲۷	Commercial seat tightness of safety relief valves with metal to metal seals
API ٥٥۱	Process Measurement Instrumentation
API ٥٥۲	Transmission systems

[۲۶۴] Certified

Specification for colors for identification coding and special purposes	BS ٣٨١C
Flanged automatic control valves for the process control industry (face to face dimensions).	BS ١٦٥٥
Specification for bourdon tube pressure and vacuum gauges	BS ١٧٨٠
Industrial platinum resistance thermometer elements	BS ١٩٠٤
Specification for dimensions of temperature detecting elements and corresponding pockets	BS ٢٧٦٥
Bursting Discs and Bursting Disc Devices	BS ٢٩١٥
Specification for observation and gauge glasses for pressure vessels	BS ٣٤٦٣
Seamless and welded austenitic stainless steel pipes and tubes for pressure purposes	BS ٣٦٠٥
Electrical apparatus for explosive atmospheres	IEC ٦٠٠٧٩
International thermocouple reference tables	BS ٤٩٣٧
	BS ٤٩٣٧
Color code for twin compensating cables for thermocouples	Part ٣٠
Specification for polyethylene insulated cables	BS ٥٣٠٨ – Part ١
Specification for PVC insulated cables	BS ٥٣٠٨ – Part ٢
Selection, installation, maintenance of electrical apparatus for use in potentially explosive atmospheres	BS ٥٣٤٥ – Part ١-٨
Unfired fusion welded pressure vessels	BS ٥٥٠٠
Quality Systems	BS ٥٧٥٠
	BS ٦٥٢٧
Limits and methods of measurement of radio interference characteristics of information technology equipment	(EN ٥٥٠٢٢)
Electromagnetic compatibility for industrial process measurement and control equipment	BS ٦٦٦٧
Safety Valves	BS ٦٧٥٩
Specification for degrees of protection provided by enclosure	BS EN٦٠٥٢٩
	EN ٥٠٠١٤
Electrical apparatus for potentially explosive atmosphere - General requirements	(BS ٥٥٠١ Part١)
	EN ٥٠٠١٦

Electrical apparatus for potentially explosive atmospheres. Pressurized apparatus “P”	(BS ۵۵۰۱ Part۳)
Electrical apparatus for potentially explosive atmospheres. Flame – proof enclosures “d”	(BS ۵۵۰۱ Part۵)
Electrical apparatus for potentially explosive atmospheres. Increased safety “e”	(BS ۵۵۰۱ Part۶)
	EN ۵۰۰۲۰
Electrical apparatus for potentially explosive atmospheres. Intrinsically safe “i”	(BS ۵۵۰۱ Part۷)
	EN ۵۰۰۳۹
Electrical apparatus for potentially explosive atmospheres. Intrinsically safe “i”	(BS ۵۵۰۱ Part۹)
Publication ۱۶۰: Safety related instrument systems for the Process Industries	EMMUA
General instrumentation, control and communications cables	IEC ۶۰۰۹۲-۳۷۵
Fire resisting characteristics of electrical cables	IEC ۶۰۳۳۱
Tests on electrical cables under fire conditions	IEC ۶۰۳۳۲
Degree of protection provided by enclosures(IP class)	IEC ۶۰۵۲۹
Code of Practice for the security and fidelity of measurement data transmission system	IP PMM Sect XIII
Instrumentation symbols and identifications	ISA S.۵,۱
Graphic symbols for distributed control/shared display instrumentation	ISA S.۵,۳
Specifications forms for process measurement and control instruments, primary elements and control valves	ISA S.۲۰
Flow equations for sizing Control Valves	ISA S۷۵,۰۱
Measurement of fluid flow by means of orifice plates, nozzles, and ۴۲۹ radiate tubes inserted in circular cross section, conduits running full	ISO ۵۱۶۷
Flow measurement, calculation of errors	ISO ۵۱۶۸
Sulfide stress cracking resistant metallic material for oil field equipment	NACE MR-۰۱-۷۵
BASEEFA Certification Standard: Intrinsic Safety	SFA-۳۰۱۲ -۱۹۷۲

جدول ۴۶- استانداردهای ابزار و تجهیزات

گرمایش، تهویه و تهویه مطبوع (HVAC)

طراحی سیستم های تهویه مطبوع، انتخاب تجهیزات و بهره برداری باید مطابق با کدهای ذیل و استاندارد سازمان‌های معتبر و یا معادل آن که به رسمیت شناخته شده باشد، اجراء شود. آخرین نسخه از تمام کدها و استانداردها مربوط در تاریخ ثبت قرارداد طراحی، باید در هر مورد اعمال می شود.

- American National Standards Institute (ANSI)
- British Standards (BS)
- International Electro-Technical Commission (IEC) Codes and Standards
- British Approvals Service for Electrical Equipment in Flammable Atmosphere (BASEEFA)
- Chartered Institute of Building Services Engineers (CIBSE)
- Health and Safety Executives (Normal Practices)
- Recommended Practice of the American Petroleum Institute (API) API RP ٥٠٥ Classification of location for electrical installations.
- American Society of Heating, Refrigeration and Air-Conditioning Engineer (ASHRAE)
- NFPA
- American Society for Testing Material
- Sheet Metal and Air-Conditioning Contractors National Association (SMACNA)

ایمنی

طراحی باید بر اساس آخرین نسخه و تجدید نظرهای بین المللی کدها و استانداردهای باشد. کدهای زیر جزئی از آن‌هاست اما به موارد زیر محدود نمی شد:

خلاصه استاندارد	توضیح استاندارد
IPS-G-SF-۹۰۰	General Standard for Noise and Vibration
IPS-E-SF-۸٦۰	General Standard for air pollution control
IEC-٦۰۰۷۹	Electrical Apparatus for explosive Gas Atmospheres
NEPA	National Fire Protection Association Codes
BS ٥۳۷۸	Safety Signs and Colors

جدول ۴۷- استانداردهای ایمنی

دیگر کدهای بین المللی و استانداردهای مانند کدهای API نیز باید به در نظر گرفته شود.

ارتباطات

تمام سیستم ها باید با قانون و مقررات ایران سازگار باشد. به طور خاص سیستم باید الزامات وزارت ارتباطات و فنآوری اطلاعات ایران و وزارت نفت را تامین کند. مجوزهای عملیاتی لازم که در آن مجوز برای فرکانس رادیو، ممکن است نیاز باشد تهیه شود و برنامه های کاربردی مناسب توسط اپراتور سیستم برای آن،

ارسال شود. پیمانکاران فنی ممکن است جهت پشتیبانی فنی و اجرایی لازم از برنامه های خود، از سیستم‌های رادیویی استفاده کنند که باید توسط اپراتور سیستم تأیید و ارسال شود.

استانداردهای زیر دراین زمینه استفاده می شود:

- BS, EIA, IEE, IEEE, ISO & IEC Standards
- ITU-R Reports and Recommendations
- ITU-T Recommendations

معماری

استانداردها

استانداردهای مطرح شده در این بخش در زیر بخش کنترل اختلالات[۲۶۵] و کاهش صداهای اضافی[۲۶۶] استفاده می‌شود. کنترل اختلالات در استانداردهای زیر بیان می‌شود:

- کاهش صدای فضاهای داخلی حداقل ۳۰dB
- عایق صوتی دیوار خارجی با کاهش حداقل ۳۰dB
- عایق حرارتی

موارد بالا به عنوان نمونه آورده شده‌اندکه درهر MDP بر مبنای شرایط محیطی آن منطقه و تاسیسات منصوبه در کارخانهها و واحدهای عملیاتی می‌بایستی تهیه شود.

ضد حریق

قطعات فولادی سازه، دیوارهای خارجی، سقف و تمام طبقات باید در داخل مطابق با استاندارد قابل اجرا عایق باشد.

[۲۶۵] Noise Control
[۲۶۶] Sound Reduction

خط لوله و لوله کشی

طراحی خطوط لوله خشکی و لوله کشی به طور کلی مطابق با قوانین خشکی خطوط لوله و سیستم های لوله کشی انجام می شود. علاوه بر این آخرین نسخه و یا تجدید نظر در کد خط لوله زیر به عنوان استاندارد مربوطه در نظر گرفته شود:

توضیح استاندارد	خلاصه استاندارد
Material Standard for Flanges and Fittings	IPS-M-PI-۱۵۰
Process design of piping systems	IPS-E-PR-۴۴۰
Plant Piping systems	IPS-E-PI-۲۴۰
Engineering Standards for Onshore Transportation Pipelines	IPS-E-PI-۱۴۰
Steel Pipe Flanges and Flanged Fittings	ASME B ۱۶,۵
Metallic Gaskets for Pipe Flanges, Ring-Joint , Spiral Wound and Jacketed	ASME B ۱۶,۲۰
Large Diameter Steel Flanges: NPS ۲۶ Through NPS ۶۰	ASME B ۱۶,۴۷
Factory Made Wrought Butt Welding Fittings	ASME B ۱۶,۹
Welding of pipeline and related facilities	API ۱۱۰۴
Standard Finishes for Contact Faces of Pipe Flanges and Connecting end Flanges of Valves and Fittings	MSS SP-۶
Specification for Pipeline valves	API ۶D
Pipe flanges and flanged fittings	ANSI B۱۶,۵
Gas Transmission and Distribution Piping Systems	ASME B۳۱,۸
Liquid Transportation Systems for Hydrocarbon, Liquid Petroleum Gas, Anhydrous Ammonia and Alcohols	ASME B۳۱,۴
Process Piping	ASME/ANSI B ۳۱,۳
Standard Specification for Alloy Steel and Stainless Steel Bolting Materials for High Temperature or High Pressure and Other Special Purpose Applications	ASTM A ۱۹۳
Standard Specification for Carbon and Alloy Steel Nuts for Bolts for High Pressure or High Temperature Service, or Both	ASTM A ۱۹۴
Standard Specification for Carbon Steel Bolts and Studs, ۶۰,۰۰۰ psi Tensile Strength	ASTM A ۳۰۷
Specification for Seamless and Welded Pipes for Low Temperature Service	ASTM A۳۳۳
Specification for Seamless and Welded Carbon and Alloy Steel Tubes Low Temperature Service	ASTM A۳۳۴
Specification for Carbon and Alloy Steel Forgings Requiring Notch Toughness Testing	ASTM A۳۵۰

for Piping Components	
Practice for Cleaning and Descaling Stainless Steel Parts, Equipment and Systems	ASTM A٣٨٠
Code of Practice for Pipelines	BS ٨٠١٠
Specification for line pipe	API ٥L
For Bronze body Globe Valves	API ٦٠٢,API ٦٠٠
For Bronze body Gate Valves	BS ٥١٥٤
Check Valves	BS ٥٣٥٣

جدول ۴۸- استانداردهای خطوط لوله کشی

فرآیند

توضیح استاندارد	خلاصه استاندارد
Specification for oil and gas separators, excluding recommended increments for diameter and lengths	API SPEC ١٢J
Engineering Standard for process of gas(vapor)-liquid Separators	IPS-E-PR-٨٨٠
Process design of Compressors	IPS-E-PR-٧٥٠
Engineering standard for process design of air-cooled heat exchangers(air-coolers)	IPS-E-PR-٧٨٥
Engineering Standard for process requirement of vessels, reactors and separators	IPS-E-PR-٨٥٠
Process design of piping systems	IPS-E-PR-٤٤٠
Engineering Standard for process design of flare and blow-down systems	IPS-E-PR-٤٦٠
Venting atmosphere and low pressure storage tanks non-refrigerated and refrigerated	API Std.٢٠٠٠
Recommended practice for sizing, selection, and installation of pressure relieving devices in refineries. Part ١, ٢	API RP ٥٢٠
Recommended practice for pressure reliving and de-pressuring systems	API RP ٥٢١
Recommended practice for control of internal corrosion in steel pipelines and piping systems	NACE Std MR-٠١-٧٥
Chemical plant and petroleum refinery piping	ANSI/ASME B ٣١,٣
Specification for welding of pipelines and related facilities	API Std ١١٠٤
Fired heaters for general refinery service	API Std ٥٦٠
Shell and heat exchangers for general refinery service	API Std ٦٦٠

Air cooled heat exchangers for general refinery service	API Std ٦٦١
Centrifugal pumps for general refinery service	API Std ٦١٠
Specification for wellhead equipment	API Spec ٦A
Recommended practice for relief, de-pressuring and disposal systems	DNV RP C٢٠٢
General Requirement of Flares and Flare Stacks	IPS-G-ME-٢١٠
Engineering Standard for Flare and Blowdown Systems	IPS-E-PR-٤٦٠
Process Design of Air Cooled Heat Exchangers	IPS-E-PR-٧٨٥

جدول ۴۹- استانداردهای فرآیندی

دستورالعمل‌های عمومی

توضیح استاندارد	استاندارد
Recommended Practice for production facilities	API RP٢G
Pipeline Valves and End Closures, Connectors and Swivels	API Spec ٦D
Fire Test for Valves	API RP ٦FA
Design and Installation of Pressure Relieving Systems in Refineries	API RP ٥٢٠
Guide for Pressure Relieving and Depressurizing Systems	API RP ٥٢١
Boiler and Pressure Vessel Code	ASME VIII
	AISC
	Specification for the Design, Fabrication of Structural Steel for Buildings (٩th. Edition)
Specification for Weldable Structural Steels- British Standard Installation.	BS ٤٣٦٠ ١٩٧٩
	CP٣ Chapter ٥ Part ٢: ١٩٧٢.
	ANSI/AWS D١،١-٨٨
Wind Loads.	Code of Basic Data for the Design of Buildings- Part ٢
Code of Practice for Reducing the Exposure of Employed Persons to noise	Department of Employment
Structural Welding Code-Steel	American Welding Society

	EEMUA Publications ۱۵۸: ۱۹۸۹
	Pipeline Safety Code (Fourth Edition) Part ٦
	Classification of Hazardous areas Part ۱۵
	ISO ۹۰۰۰ Quality Assurance (Plus ISO ۹۰۰۱-۹۰۰۳ as applicable)
	NACE (National Association of Corrosion Engineers), MR-۰۱-۷۵
	Sulfide Stress Cracking Resistant Metallic Materials for Oilfield Equipment (only to be used where appropriate)
	National Fire Prevention Associations, NFPA Codes (Appropriate Sections)

جدول ۵۰- استانداردها و دستورالعمل‌های عمومی

کدها و استانداردهای زیست محیطی

توسعه ی پروژه مطابق با IPS و مقررات مربوطه ایران خواهد بود. اجرای این کدها و استانداردها در منطقه طراحی شده قابل اجرا خواهد بود.

استانداردهای حفاری

عملیات حفاری باید توسط قرارداد مطابق با استانداردهای کاربردی IPS موجود برای عملیات، مدیریت و پشتیبانی از سکوهای حفاری خشکی و تمام تجهیزات مورد نیاز و خدمات انجام شود. در صورت نارسایی، آخرین نسخه از کدها و استانداردهای بین المللی، به لیست در مرحله توسعه میدان با تصویب شرکت ملی نفت ایران اضافه شود. صاحب قرارداد باید با استناد به اسناد مرجع برای ممیزی و بازرسی از آخرین نسخه استانداردهای شرکت ملی نفت ایران (IPS) و اسناد API قبل از شروع عملیات کار، بررسی‌های خود را انجام دهد. این اسناد از روز اول کار باید با تایید نهاد مربوطه در دست پیمانکاران باشد.

استاندارد	توضیح استاندارد
API Spec ۴F	Specification for drilling and well servicing structures Derricks; Masts; Crown Block Assemblies; Substructures; at PSL ۱ and ۲
API RP ۴G	Maintenance and use of drilling and well servicing structures
API Spec ۵B	Threading, Gauging, and Thread Inspection of Casing, Tubing and Line Pipe Threads – Thread Gages
API Spec ۵CT	Casing and Tubing
API Spec ۵D	Drill Pipe
API Spec ۵L	Line Pipe
API Spec ۵LC	CRA Line Pipe
API Spec ۵LCP	Coiled Line Pipe
API Spec ۵LD	CRA Clad or Lined Steel Pipe
API Spec ۶A	Wellhead and Christmas Tree Equipment
API Spec ۶AV۱	Verification Test of Wellhead Surface Safety Valves and Underwater Safety Valves for Offshore Use
API Spec ۶D	Pipeline Valves (Steel Gate, Plug, Ball, and Check Valves) – Gate Valves; Plug Valves; Ball Valves; Check Valves
API Spec ۶H	End Closures, Connectors and Swivels – Pipeline Closures; Connectors; Couplings; Misalignment Devices (Swivels); Split Mechanical Fittings
API Spec ۷	Rotary Drilling Equipment – Tool Joints; Threading for Rotary Shouldered Connections
API Spec ۷-۱	Rotary Drilling Equipment – Kelly Valves; Kellys; Drill Stem Subs; Drill Collars; Heavy Weight Drill Pipe; Roller Bits; Blade Drag Bits; Diamond Bits; PDC Bits;
API Spec ۷-۲	Threading and Gauging of Rotary Shouldered Thread Connections – Rotary Shouldered Connection Gauges

Oil Field Chain and Sprockets – Roller Chain	API Spec ۷F
Drilling Equipment – Rotary Tables, Kelly Bushings, Master Bushings, Rotary Slips, Rotary Hoses, Slush Pump Components, Draw works Components, Spiders Not Capable of Use as Elevators, Manual Tongs, Safety Clamps Not used as Hoisting Devices, Power Tongs	API Spec ۷K
Drill String Non-Return Valves – Drill String Non Return Valves, Non Return Valve Subs, Non Return Valve Landing Nipples, Non Return Valve Equalizing Heads	API Spec ۷NRV
Recommended Practice for drill stem design and operating limits.	API RP ۷G
Drilling and Production Hoisting Equipment – Hoisting Sheaves, Travelling Blocks; Block-to-Hook Adapters, Connectors and Link Adapters, Drilling Hooks, Tubing and Sucker Rod Hooks; Elevator Links, Casing, Tubing and Drill Pipe Elevators, Spiders, Sucker Rod Elevators; Rotary Swivel Bail Adapters, Rotary Swivels; Deadline Tie-Downs; Heave Compensators; Kelly Spinners, When Used as Tension Member; Tension Members of Sub-Sea Handling Equipment	API Spec ۸A
Recommended Practice for procedures on inspection, maintenance, repair and remanufacture of hoisting equipment	API RP ۸B
Drilling and Production Hoisting Equipment – Hoisting Sheaves, Travelling Blocks and Hook Blocks; Block-to-Hook Adapters, Connectors and Link Adapters, Drilling Hooks, Tubing and Sucker Rod Hooks; Elevator Links, Casing, Tubing and Drill Pipe Elevators, Spiders (when capable of being used as elevators), Sucker Rod Elevators; Rotary Swivel Bail Adapters, Rotary Swivels; Power Swivels, Power Subs; Wireline Anchors; Heave Compensators; Kelly Spinners (when capable of being used as hoisting equipment); Pressure Vessels and Piping Mounted onto Hoisting Equipment at PSL ۱ and ۲	API Spec ۸C
Wire Rope – Bright or Drawn-Galvanized Wire Rope; Mooring Wire Rope; Torpedo Lines; Well-Measuring Wire; Well-Measuring Strand; Wire Guy Strand; Structural Rope and Strand	API Spec ۹A°
Recommended Practice on application, care and use of wire rope for oilfield services	API RP ۹B

Well Cements – API Well Cement Class A, Type [O]; Class B, Type [MSR, HSR]; Class C, Type [O, MSR, HSR]; Class D, Type [MSR, HSR]; Class E, Type [MSR, HSR]; Class F, Type [MSR, HSR]; Class G, Type [MSR, HSR]; Glass H, Type [MSR, HSR]	API Spec ١٠A
Bow-Spring Casing Centralizers – Casing Centralizers	API Spec ١٠D
Downhole Equipment – Packers; Bridge Plugs	API Spec ١١D١
Pumping Units – Pumping Unit Structure; Pumping Unit Gear Reducer	API Spec ١١E
Independent Wellhead Equipment – Independent Wellheads; Top Connectors; Tubing and Casing Slip Hangers; Tubing and Casing Mandrel Hangers; Packoffs; Belled Nipples; Connector Flanges; Stripper Adapters	API Spec ١١IW
Gas Lift Valves, Orifices, Reverse Flow Valves and Dummy Valves – Gas Lift Valves; Reverse Flow (Check) Valves; Orifice Valves; Dummy Valves; Wireline Retrievable Valve Mandrels	API Spec ١١V١
Oil-Well Drilling-Fluid Materials – Barite; Hematite; Bentonite; Non-treated Bentonite; Attapulgite; Sepiolite; Technical-Grade Low Viscosity CMC; Technical-Grade High Viscosity CMC; Starch; OCMA Grade Bentonite	API Spec ١٣A
Recommended Practice on standard procedure for field testing drilling fluids.	API RP ١٣B١&٢
Subsurface Safety Valve Equipment – Subsurface Safety Valves; Testing Agency	API Spec ١٤A
Lock Mandrels and Landing Nipples – Lock Mandrels; Landing Nipples	API Spec ١٤L
Drill Through Equipment – Ram BOP; Ram Blocks, Packers, and/or Top Seals; Annular BOP; Annular Packing Units; Hydraulic Connectors; Drilling Spools; Adapters; Loose Connections; Clamps	API Spec ١٦A
Choke and Kill Systems – Actuated Valve Control Lines; Articulated Choke & Kill Line; Drilling Choke Actuators; Drilling Choke Control Line exclusive of BOP Control Lines and Subsurface Safety Valve Control Lines; Drilling Choke Controls; Drilling Chokes; Flexible Choke and Kill Lines; Union Connections; Rigid Choke and Kill Lines; Swivel Joints; Choke and Kill Manifold Assemblies	API Spec ١٦C
Control Systems for Drilling Well Control Equipment – Control Systems for	API Spec ١٦D

Surface Mounted BOP Stacks; Hydraulic Control Systems for Subsea BOP Stacks; Electro-Hydraulic/Multiplex Control Systems for Subsea BOP Stacks; Diverter Control Systems; Emergency Backup BOP Control Systems; Auxiliary Equipment Control Systems and Interfaces	
Drill through Equipment (Rotating Control Devices)	API Spec ۱۶RCD
Recommended Practice for design of control systems on drilling well control equipment.	API RP ۱۶E
Unbounded Flexible Pipe – Unbounded Flexible Pipe	API Spec ۱۷J
Bonded Flexible Pipe – Bonded Flexible Pipe	API Spec ۱۷K
Blowout Prevention Equipment System for drilling operations.	API RP ۵۳
Recommended Practice for occupational safety and health for oil and gas well drilling and servicing operations.	API RP ۵۴
Recommended Practice for diverter systems equipment and operations	API RP ۶۴
Recommended Practice for oil field explosive safety.	API RP ۶۷
Check Valves	API Standard ۵۹۴
Metal Plug Valves	API Standard ۵۹۹
Bolted Bonnet Steel Gate Valves – Bolted Bonnet Steel Gate Valves	API Standard ۶۰۰
Compact Steel Gate Valves, Globe Valves and Check Valves	API Standard ۶۰۲
Corrosion-Resistant Bolted Bonnet Gate Valves	API Standard ۶۰۳
Metal Ball Valves	API Standard ۶۰۸
Butterfly Valves	API Standard ۶۰۹

جدول ۵۱- استانداردهای حفاری

در صورت وجود تناقض بین مشخصات شرکت ملی نفت ایران در استانداردهای نفت ایران (IPS)و یا الزامات تحت قرارداد با اسناد API ، مشخصات شرکت ملی نفت ایران و یا الزامات آن در قرارداد حفاری مربوطه بر اسناد API و سایر اسناد ارجحیت خواهد داشت.

نتیجه گیری فصل

استانداردها در این فصل بر اساس برنامه‌های جامع تدوین شد. صحت صد درصدی این استانداردها برای هر پروژه باید مورد بررسی هر دو طرف قرار گیرد و کاربری آنها (جز موارد استثنا که اخذ تایید کارفرما ضروری است) حتما می باید منشعب از استاندارد IPS طبق توضیحات مشروحه ی این فصل باشد. منابع اصلی استانداردها همان است که در ابتدای فصل به آنها اشاره گردید.

ردیف	پارامتر مطرح شده		سطح اطلاعات داده شده				
			دارد	بسیار خوب	خوب	متوسط	ضعیف
۱	تأمین کنندگان استانداردها						
۲	مهندسی و ساختمان						
	۲-۱	استانداردهای ساختمانی					
	۲-۲	استانداردهای مکانیکی					
	۲-۳	استانداردهای الکتریکی					
	۲-۴	طبقه بندی مناطق خطرناک					
۳	استانداردهای ابزار و تجهیزات						
۴	استانداردهای گرمایش، تهویه و تهویه مطبوع						
۵	استانداردهای ایمنی						
۶	استانداردهای خوردگی						
۷	استانداردهای ارتباطات						
۸	استانداردهای معماری و ساخت						
۹	استانداردهای ضد حریق						
۱۰	استانداردهای خط لوله و لوله کشی						
۱۱	استانداردهای فرآیندهای سطحی (Surface						

	(Process					
۱۲	استانداردها در دستورالعمل‌های عمومی					
۱۳	استانداردهای محیط زیست					
۱۴	استانداردهای حفاری					

جدول۵۲ - چک لیست فصل

نسخه ی پیش نویس

بخش هشتم

سرمایه گذاری، راه اندازی و پشتیبانی قرارداد

نسخه ی پیش نویس

سرمایه گذاری، راه اندازی و پشتیبانی قرارداد

قرارداد توسعه منطقه نفتی باید بین شرکت ملی نفت و پیمانکار باشد. تیم پروژه‌ای که توسط پیمانکار گماشته می شوند باید مسئولیت پذیری برای عملیات توسعه مطابق با چیزی که در قرارداد ذکر شده را داشته باشند و کار را مطابق با نیازهای خواسته شده مطابق با قوانین و مقررات، فعالیت های مرتبط، توافقنامه ها، برنامه‌ها و بودجه‌ها انجام دهند.

سازمان و منابع

با امضای قرارداد و شروع تاریخ تنفیذ قرارداد[۲۶۷]، پیمانکار مسئول طرح/پروژه را معرفی می کند. مسئول طرح/پروژه باید تیم طرح/پروژه خود را مطابق با مشخصات و مسئولیت های تعریف شده، تعیین کند. طرح/پروژه باید توسط فرآیند های کاری که با برنامه ریزی طرح/پروژه مشخص می شوند و سرمایه گذاری های طرح/پروژه که توسط پیمانکار انجام می شود، اداره شود. فرآیند های اجرا باید این تضمین را بدهد که اجرای طرح/پروژه توسط اعضای تیم پیمانکار به گونه ای است که کنترل و هم افزایی در طرح/پروژه های توسعه، کنترل رابط های پیچیده، اعمال درس آموخته‌ها توسط همه اعضای تیم و نهایتا توسعه عملکرد افزایش میابد.

تیم طرح/پروژه باید با آرایشی سازماندهی شده باشند که بتوانند گزارش دهی‌ها را به صورت موثر و کارا برای هر دو سمت (سازمان و شرکت ملی نفت) تهیه کنند همانطور که پیمانکاران فرعی این کار را انجام می دهند.

رییس طرح/پروژه پیمانکار باید برای تمامی فرآیندهای همکاری و یکپارچه سازی با رابط مناسب برای همه بخش های طرح/پروژه شامل بررسی های اولیه، فعالیت های مهندسی، فناوری های نفتی، عملیات حفاری و تسهیلات توسعه منطقه مسئول باشد. این شامل یکپارچه سازی برنامه‌ها و بودجه‌ها و همچنین توسعه استراتژی تدارکات، ارزیابی ریسک، روابط و مدیریت کیفیت می شود.

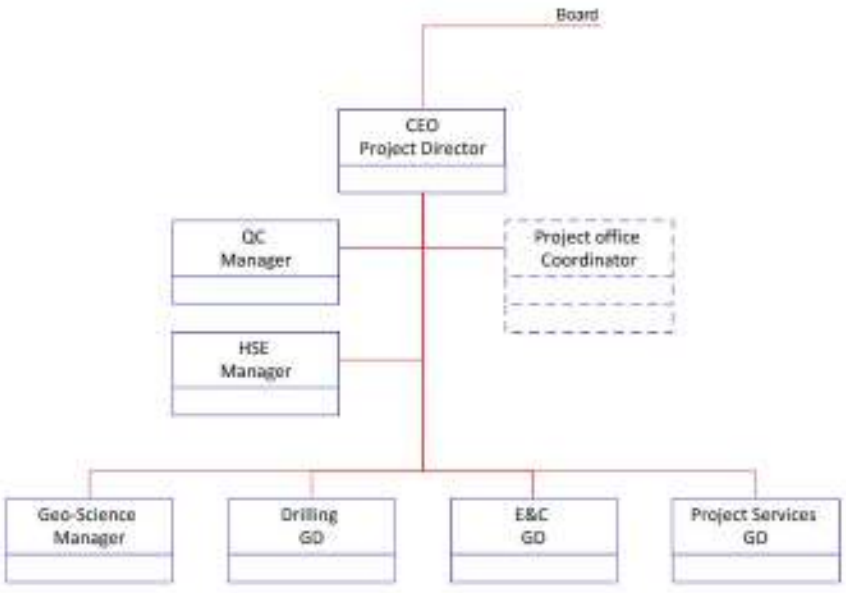
[۲۶۷] Effective Date

علاوه بر مدیریت رده بالای طرح/پروژه، یک سازمان عملیاتی نیز باید برای شرکت کامل در محدوده طرح/پروژه تحت کنترل مسئول طرح/پروژه ایجاد شود. در مورد سازمان نهایی طرح/پروژه باید در مرحله پایانی انعقاد قرارداد تصمیم گیری شود اما پیمانکار این مسئولیت را دارد که منابع کافی را در دسترس طرح/پروژه قرار دهد.

نمودار سازمانی

نمودار سازمانی یک نمودار سلسله مراتبی از جایگاه‌ها و مشاغل موجود در سازمان و ارتباط میان آن‌ها است. این نمودار سلسله مراتب سازمان و جایگاه‌های شغلی موجود در سازمان را مشخص می‌کند. همچنین به صورت ساده ارتباط طولی و عرضی میان جایگاه‌های کاری و شغلی را مشخص می‌کند. نمودار سازمانی را می‌توان در انواع سلسله مراتبی، ماتریسی و افقی طراحی کرد.

به عنوان نمونه یک نمودار سازمانی مدیریت رده بالای پیمانکار در طرح/پروژه بیع متقابل در زیر نمایش داده شده است:



شکل ۸۳- نمودار سازمانی مدیریت رده بالای طرح/پروژه

نمودار فوق یک طرح مقدماتی با در نظر گرفتن کارهای تخصیصی داده شده به پیمانکار است. این نمودار در صورت نیاز می تواند اصلاح گردد تا کارایی پیمانکار افزایش یابد. با امضای قرارداد، پیمانکار باید یک نمودار سازمانی جامع با نظارت و تایید شرکت ملی نفت تهیه کند که در آن تمامی فعالیت هایی که برای اجرای طرح/پروژه نیاز است را مشخص کند. این فعالیت‌ها به شرح زیر هستند:

- مدیر طرح/پروژه
- دفتر اصلی سازمان
- مدیریت علوم زمین شناسی
  - زمین شناسی و ژئو فیزیک
  - مخزن و پتروفیزیک
  - مدیریت عملیات حفاری
  - مهندسی بهره برداری
  - مهندسی عمومی و مدیریت مهندسی
  - مدیریت مهندسی با کلیه ی تخصصهای مورد نیاز
- مدیریت کالا
- مدیریت ساخت
  - عملیات ساخت و ساز
  - پیش راه اندازی و راه اندازی
  - آموزش
  - بازبینی
- HSE
- مدیریت ریسک

- اداری
- مالی و حسابداری
- فناوری اطلاعات
- برنامه ریزی

منابع

برای اجرای طرح/پروژه و محدوده کار آن، پیمانکار باید از تجربیات شخصی در موقعیت مدیریت استفاده کند تا بهترین روش اجرای فعالیت‌ها را بر اساس تجربیات داخلی و بین المللی برگزینند. علاوه بر این، باید افراد واجد شرایط برای اجرای طرح/پروژه به کار گمارده شوند تا اهداف طرح/پروژه به نحو احسن برآورده شوند.

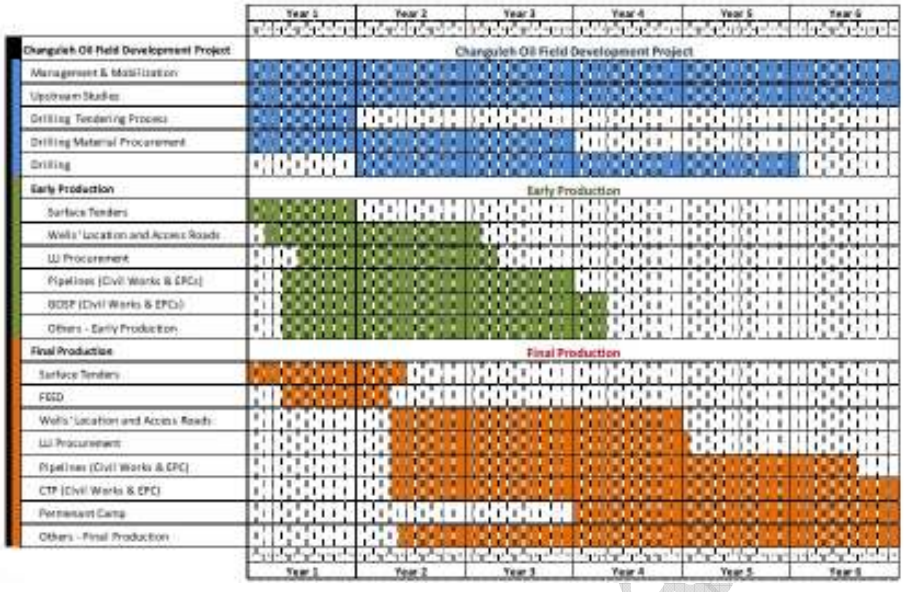
موارد یاد شده باید در مورد افراد پیمانکاران فرعی نیز رعایت شود به گونه ای که افراد تجربه کافی در خصوص کاری که انجام می دهند را داشته باشند. شرکت ملی نفت در زمانی مناسب در طول اجرای طرح/پروژه افرادی را برای آموزش و شرکت در عملیات توسعه معرفی می کند تا مطمئن شود که چاه‌ها و تسهیلات به صورت بهینه از پیمانکار به شرکت ملی نفت در زمان‌ها و برنامه های از قبل مشخص شده تحویل داده می شود.

موقعیت های دفتر پیشتیبان طرح/پروژه در ایران

پیمانکار، برای اجرای طرح/پروژه توسعه، باید دفاتری را در مکان های مدیریت طرح/پروژه و سایت های طرح/پروژه تخصیص دهد تا کنترل موثر، عملکرد کارا و مدیریت بهتر فعالیت های عملیات توسعه را تضمین کند. پیمانکار برای دفاتر پشتیبانی از طرح/پروژه مکان هایی را از قبل مشخص می کند تا مسئولیت‌ها و مدیریت طرح/پروژه را بر عهده داشته باشند.

برنامه طرح/پروژه

زمان تخمینی مراحل اولیه و نهایی طرح/پروژه از قبل مشخص شده است. نمونه ای از طرح برنامه در زیر آورده شده است:



شکل ۸۴- طرح برنامه طرح/پروژه

لجستیک و زنجیره تامین

اهداف کلی لجستیک و مدیریت زنجیره تامین برای حفاری و بخش تاسیسات سطح الارضی طرح/پروژه، تضمین تحویل به موقع و مطمئن مواد، تجهیزات و خدمات به گونه ایست که وقفه‌ای در عملیات توسعه با توجه به فعالیت های حفاری رخ ندهد. تحویل کالاها و خدمات باید به صورت کارا و از لحاظ هزینه ای اثر بخش باشد به گونه ای که اجرا و تکمیل وظایف از لحاظ سلامتی، ایمنی و محیط زیست به صورت بهینه ای صورت پذیرد. ملاحظات مشابهی باید برای عملکرد ساخت و ساز عملیات توسعه با اهداف مشابه برای برنامه اجرای طرح/پروژه به صورت کارا صورت گیرد تا طول دوره فعالیت‌ها کاهش یابد.

مبنای تامین

در آماده سازی و اجرای فعالیت های حفاری و احداث تاسیسات سطح الارضی، نیاز است که یک کارگاه کامل تجهیز و ایجاد گردد تا مدیریت واردات/ صادرات و انبارش تجهیزاتی که برای فعالیت‌ها نیاز است را برعهده داشته باشد. ذخیره ای از کالاها و تجهیز خدمات باید در محوطه حفاری و ساخت وجود داشته باشد تا زمان

دسترسی را کوتاه کنند. تجربه های طرح/پروژه های توسعه مشابه تایید می کنند که یکی از راه حل های موثر در هزینه، ذخیره ی مقداری مشخص از مواد و تجهیزات است تا تاخیرات در زمان های تحویل کالاها و تجهیزات را پوشش دهند. همچنین برخی زیر ساختهای اضافه مانند انبارهای اصلی تجهیزات حفاری و تجهیزات سطح الارضی، ابزارها و مواد می توانند در نظر گرفته شوند تا نیازهای طرح/پروژه را برآورده کنند.

در مجموع، کارگاه /کارگاه ها باید شامل تسهیلات زیر باشد:

- دفتر برنامه ریزی محوطه
- محوطه ی ذخیره سازی باز
- محوطه ی ذخیره سازی سرپوشیده
- ابزار آلات حفاری و تعمیراتی
- فضا برای تجهیزات، ماشین آلات و ابزارهای خدمات
- سیستم انبارش موقت
- حصار امنیتی

زمین انتقال

پیمانکار باید زمینی برای انتقال کالاها و تجهیزات تعبیه کند. زمین انتقال کالا و تجهیز خدمت باید بگونه ای باشد که رفت و آمد کامیون در آن ممکن باشد. پیمانکار باید چارچوبی را برای حرکت تجهیزات، لوله‌ها و اقلام دیگر از نقطه دریافت (اسکله یا فرودگاه) تا مبنای تخصیص داده شده در محوطه یا مساحت اصلی ذخیره سازی، ارزیابی و تهیه کند.

هوایی

با در نظر گرفتن انعطاف پذیری های موجود و برنامه هایی که در سطح منطقه در سطح خشکی اجرا می شوند، استفاده از حمل و نقل هوایی باید کم گردد. این چنین برنامه هایی تنها در موارد اضطراری و موقعیت هایی که خطر جانی در تهدید است، استفاده می شوند.

برنامه بیمه طرح/پروژه

پیمانکار، برای اجرای طرح/پروژه در برنامه مشخص شده یا دوره توافق شده با شرکت ملی نفت باید تمامی برنامه های بیمه ضروری را تامین کند ولی محدودیتی در موارد زیر ندارد:

- ریسک های تسهیلات ساخت و ساز در طول طرح/پروژه
- تسهیلات موجود، در ارتباط با طرح/پروژه موجود
- ریسک عملیات حفاری، همانند سیاست های مشابه اجباری
- عملیات تولید، در طول دوره انجام عملیات
- بیمه برای حمل و نقل و مدیریت قطعات و تجهیزات طرح/پروژه
- حمل و نقل زمینی در خاک ایران

فناوری اطلاعات (IT)

ارتباطات بین اجزای طرح/پروژه در منطقه نفتی با روشی مناسب و هماهنگ باید انجام شود. برای تسهیل نیازهای طرح/پروژه، پیمانکار باید مدیریت اطلاعات و استراتژی سیستم اطلاعاتی را به کار گیرد تا تضمین کند که طرح/پروژه هماهنگ با برنامه انتخاب شده توسط مدیریت انجام می شود. این استراتژی همه نیازهای عادی و بحرانی طرح/پروژه توسعه در فازهای مختلف را در برمی گیرد. همچنین این برنامه طرفین قرارداد را در طول دوره گذار حمایت می کند و انتقال مسئولیت‌ها و انتقال مالکیت را به اپراتور اصلی تسهیل می کند.

اصول زیر باید اعمال گردند:

- پیمانکار باید یک سیستم اطلاعات مدیریت فرآیند را تخصیص دهد تا طرح/پروژه را اداره کند.
- سیستم اطلاعاتی باید هماهنگی موثر و کارایی بین طرح/پروژه و ذینفعان آن ایجاد کند.
- سیستم دسترسی را به اعضای طرح/پروژه بدهد.
- اطلاعات ایجاد شده توسط پیمانکاران فرعی باید در سیستم های اطلاعاتی نگهداری شوند.
- پیمانکار باید یک استراتژی برای جمع‌آوری مستندات، بازبینی و جمع‌آوری اطلاعات اداری، فنی و مهندسی و مالی طرح/پروژه ایجاد کند.
- پیمانکار باید یک رویه و برنامه برای جمع‌آوری اطلاعات طرح/پروژه ایجاد کند تا تضمین کند که دسترسیها به خوبی برای طرفین قرارداد وجود دارد و انتقال را در زمانی که نیاز است تسهیل کند.

آموزش کارکنان شرکت ملی نفت

در طول اجرای طرح/پروژه، پیمانکار باید برنامه هایی برای آشنا سازی و آموزش کارکنان شرکت ملی نفت با مدیریت طرح/پروژه، مهندسی و فعالیت های ساخت در نظر بگیرد. این چینین آموزش هایی همچنین باید بر ایجاد یک تیم مناسب شرکت ملی نفت برای زمان تحویل در آینده و تکمیل سازی عملیات منطقه تمرکز کند. پیمانکار باید برنامه ای جامع برای آموزش در زمان های توافق شده توسط طرفین قرارداد تهیه کند و تایید شرکت ملی نفت را قبل از اجرا بگیرد.

حضور افراد برای آموزش در طول طرح/پروژه باید شامل مراحل زیر گردد:

- مهندسی مخزن
- مهندسی حفاری و عملیات
- آزمایس چاه و عملکرد بهره وری
- مدیریت مخزن

- مهندسی تاسیسات، فرآیند و سایر تخصصهای مورد نیاز عملیات تولید
- تولید و بازرسی کارگاه و آزمایش ها
- ساخت تسهیلات
- تکمیل مکانیکی تسهیلات
- پیش راه اندازی و راه اندازی کارگاه
- آغاز به کار کارگاه و آزمایشات عملکرد
- اعضا در مرحله اول عملیات تولید
- سلامتی، ایمنی و محیط زیست
- عملیات کلی کارگاه و مدیریت

پیمانکار همچنین باید یک برنامه جامع از افراد شرکت کننده از شرکت ملی نفت در مرحله تولید و سایر مراحل در طول دوره تهیه کند تا قبل از تحویل طرح/پروژه به شرکت ملی نفت مشخص کند که تسهیلات تحت مدیریت پیمانکار فعالیت می کنند.

انتقال فناوری

بر اساس اهداف تامین فنی خدمات مخزن، برنامه انتقال فناوری باید توسط پیمانکار از تاریخ شروع طرح/پروژه آغاز گردد و طرفین قرارداد باید در مورد محتوای برنامه قبل از تاریخ انعقاد قرارداد توافق کنند.

نتیجه گیری نهایی فصل

این فصل از برنامه جامع به سیستم‌های سازمانی و ارتباط آن‌ها با هم و همچنین تامین کالا و خدمت در تولید از مخازن می‌پردازد. همانند فصول گذشته در زیر نیز نکات اساسی که در MDPهای در دسترس بوده، به عنوان نتیجه‌گیری نهایی این فصل آورده شده است.

ردیف	پارامتر مطرح شده		دارد	سطح اطلاعات داده شده			
				بسیار خوب	خوب	متوسط	ضعیف
۱	تعیین سازمان‌های ذیربط						
	۱-۱	تعیین مسئول طرح/پروژه					
	۱-۲	تعیین مسئولیت‌ها					
۲	چارت سازمانی						
	۲-۱	تقسیم بندی فعالیت‌ها					
۳	تعیین منابع سازمانی						
۴	دفاتر پشتیبانی طرح/پروژه						
۵	برنامه طرح/پروژه (گانت چارت)						
۶	بیان لجستیک و زنجیره تأمین						
	۶-۱	واردات/صادرات تجهیزات لازم					
	۶-۲	ذخیره کالا					
	۶-۳	تأمین راه‌های زمینی، دریایی و هوایی					
۷	برنامه بیمه طرح/پروژه						
۸	فناوری اطلاعات						
	۸-۱	هماهنگ سازی بخش‌های طرح/پروژه					
	۸-۲	آرشیو اطلاعات					
۹	برنامه آموزشی کارکنان						
۱۰	برنامه ریزی انتقال فناوری						

جدول۵۳ - چک لیست فصل

نسخه ی پیش نویس

بخش نهم

مدیریت کیفیت

نسخه ی پیش نویس

مدیریت کیفیت

سیستم مدیریت کیفیت

توسعه مناطق نفتی باید مطابق با الزامات قانونی کشور، استانداردها و الزامات کارفرما و بر اساس سیستم مدیریت کیفیت مشخص و مدون پیمانکار باشد. سیستم مدیریت کیفیت شرکت پیمانکاری در سطوح مختلف سازمانی آن تعریف و مستند شده است.

مفصل ترین سطح این سیستم، سیستم مدیریت شرکت پیمانکار است. این سیستم مدیریت کیفیت برای کل سازمان و همه بخش های آن معتبر است. سیاست‌ها و الزامات مهم این سیستم در کتابچه‌ها و پرتال پیمانکاری مستند شده است. سیستم های مدیریت، الزامات استاندارد را تنظیم می کنند و فرآیندهای کاری استاندارد را تعریف می کنند. برای هر پروژه یک برنامه کیفیت مشخص باید تهیه گردد. این برنامه کیفیت دستورالعمل پروژه نامیده می شود و باید شامل نیازهای مشخص پروژه، برنامه جامع و سازمان برای عملیات توسعه گردد.

اهداف کیفیت و استراتژی ها

پیمانکار باید تاکید زیادی روی تحویل پروژه‌ها بر اساس نیازها و محدوده مشخص شده پروژه داشته و برنامه بسیار خوبی برای ضبط و دنبال کردن پروژه‌ها بر اساس ایمنی، هزینه، برنامه و عملکرد دارد. تمرکز بر کیفیت برای اجرای عملیات توسعه اهمیت دارد و هدف تحویل پروژه مطابق با خواسته‌ها و الزامات است. برای سود بردن پیمانکار از تجربیات پروژه های قبلی، پیمانکار باید بهترین استراتژی کیفیت که برای اجرای پروژه اثبات شده است را استفاده کند مگراینکه الزامات دیگری نیاز باشد. عنصر کلیدی این است که پیمانکاران فرعی و تامین کنندگان تایید شده نیز باید بهترین سیستم کیفیت خود را به کارگیرند. برای ارزیابی و دنبال کردن فعالیت های کاهش ریسک، جنبه های مختلف ریسک باید به صورت پیوسته ارزیابی و مستند شوند. لیست ریسک باید فعالیت های کاهش ریسک را شامل شود و برنامه ممیزی پروژه را داشته باشد.

ویژگی و مشخصات در سیستم مدیریت کیفیت و ممیزی مشخص می شود. برنامه باید ممیزی ها، بازدیدها، تغییرات، تست های پذیرش و ... که باید صورت گیرند را شامل شود. پیمانکار تمرکزش را بر روی تکمیل ایمن کارها ی پروژه می گذارد. سازمان پروژه پیمانکار از بهترین برنامه اثبات شده برای تکمیل پروژه استفاده می کند. پیمانکار برای اینکه تضمین بدهد راه اندازی بر اساس برنامه انجام می شود، یک بسته تکمیل سیستماتیک باید تعریف و برنامه ریزی کند تا نیازهای مشخص برای راه اندازی برآورده شوند. برای اینکه پروژه راه اندازی بدون نقص داشته باشد و عملیات تسهیلات نیازهای عملیاتی را برآورده کنند، مشارکت افراد عملیاتی توانا برای عملیات تکمیل سازی پروژه نیاز است. این نیازمند آشناسازی کارا، آموزش، انتقال تجربه و ... است.

برنامه کیفیت

برنامه کیفیت باید مشخص کند که پروژه باید بر اساس مطابقت با سیستم مدیریت کیفیت پیمانکار و مطابق با الزامات قانونی کشور میزبان، استانداردها ونیازهای کارفرما اجرا شود. دستورالعمل پروژه باید مشخص کند که چه رویه ای و منابعی برای اجرای پروژه باید استفاده شود. برنامه کیفیت توسط پیمانکار دستورالعمل پروژه نامیده می شود و در سیستم آرشیو الکترونیک پروژه مستند شده است.

مدیریت ارتباطات

مدیریت ارتباطات برای اجرای پروژه خیلی مهم است. پیمانکار باید باید از سیستم ضبط و ردیابی اثبات شده برای مدیریت مستندات ارتباطات استفاده کند که توسط شرکت های نفتی بین المللی طراحی و اجرای شده است. بیشتر ارتباطات معمولا در حیطه فنی هستند و مسئولیت مدیریت ارتباطات بر عهده سازمان فنی است. اینکه تغییری در محدوده کار رخ ندهد بر عهده این بخش است. اگر تغییرات این چنینی نیاز باشد، باید مطابق با رویه‌های تغییر در پروژه صورت گیرد.

دسترسی‌ها و برنامه موافقت

برای اینکه برنامه پروژه با اطمینان کافی انجام شود، مهم است که همه بخش های مختلف بدانند که باید مجوزات و موافقت‌ها را کسب کنند. برای داشتن این برنامه و مدیریت آن به طور سیستماتیک نیاز است که برنامه دسترسی‌ها و موافقتها در پروژه داشته یاشد. این مسئولیت بر عهده مدیریت HSE پروژه است.

تایید یکپارچگی فنی

عملیات توسعه بر اساس تکنولوژی های اثبات شده برنامه ریزی می شوند و نیازی به مجوز خاصی برای تکنولوژی جدید نیست. استانداردهای نفت ایران (IPS) شامل الزامات برای بازدیدها، آزمایشات، تست های پذیرش کارخانه و تاییدیه هاست. معمولا این الزامات بر اساس استانداردهای بین المللی هستند. برنامه ممیزی باید همچنین بر اساس تمرکز بر تضمین کیفیت و فعالیت‌های کنترل تعریف شوند تا تضمین دهند که الزامات برآورده می شوند. این فعالیت باید عدم مطابقت‌ها را هر چه زودتر شناسایی کند تا فعالیت های اصلاحی صورت گیرد. سیستم تکمیل پروژه نیازهای دیگری به تکمیل مکانیکی و راه اندازی تحمیل می کند و این فعالیت‌ها باید جزو تاییدیه یکپارچگی فنی باشد.

میمیزی و برنامه بازدید

آنچه که پیمانکار معمولا برنامه ممیزی می نامد، فهم ما از برنامه ممیزی و بازدید را شامل می شود. برنامه ممیزی به طور پیوسته در طول اجرای پروژه به روز می شود و بر اساس ارزیابی ریسک است. معمولا ممیزی های برنامه ریزی شده توسط مدیر HSE به عنوان ممیز کیفیت حرفه ای انجام می شود.

کنترل کیفیت

کنترل کیفیت به عنوان بخش از مدیریت کیفیت بر برآورده شده نیازها و الزامات تمرکز دارد. با ارجاع به استراتژی کیفیت، پیمانکار باید تاکید کند که هر پیمانکار فرعی، تامین کننده و فروشنده‌ها از سیستم

کیفیت‌شان استفاده می‌کنند تا تضمین کنند که نیازها و الزامات اجرا به صورت کارا برآورده می شوند. پیمانکار باید بر روی شناسایی ناسازگاری‌ها در زودترین زمان ممکن تاکید داشته باشد.

کنترل کیفیت پیمانکاران فرعی و فروشندگان

همانطور که بیان شد، توسعه باید بر این تاکید داشته باشد که پیمانکار، تامین کننده و فروشنده از سیستم کیفیت خود برای تضمین برآورده نیازهای اجرای پروژه به صورت کارا استفاده می کنند. به علاوه تیم پروژه باید پیمانکاران فرعی متخب و تامین کنندگان، فروشندگان را بر اساس مدیریت ریسک پیوسته برای برنامه ممیزی پروژه، زیر نظر داشته باشند. همچنین پیمانکار باید رویه ای سخت گیرانه برای کنترل تغییرات داشته باشد و تعداد این تغییرات را به حداقل برساند.

بازرسی شخص ثالث

در مواقعی که نیاز به بازرسی شخص ثالث به وسیله استانداردها است، پیمانکار باید مجوزات را برای سازمان‌ها و شرکت‌ها فراهم کند. به علاوه پروژه جایی بازرسی فرد سوم را باید استفاده کند که دیدگاه مستقل مفید باشد.

نتیجه گیری فصل

کنترل کیفیت طرح از ابتدای برنامه ریزی طرح آغاز می‌شود. بنابراین روند پروژه بر اساس نوشتار بالا کنترل می‌شود. جدول زیر نشانگر مؤلفه‌های کنترل طرح جامع است.

			سطح اطلاعات داده شده			
ردیف	پارامتر مطرح شده		دارد	بسیار خوب	خوب	متوسط	ضعیف
۱	تعیین سیستم مدیریت کیفیت						
	۱-۱	تعیین برنامه کیفیت					
		۱-۱-۱ نیازهای پروژه					
		۱-۱-۲ برنامه جامع					

		۱-۱-۳	سازمان عملیات						
		۱-۱-۴	آرشیو مستندات						
	۱-۲	تعیین اهداف و استراتژی							
		۱-۲-۱	بررسی پروژه بر اساس هزینه						
		۱-۲-۲	بررسی پروژه بر اساس ایمنی						
		۱-۲-۳	بررسی پروژه بر اساس برنامه						
		۱-۲-۴	بررسی پروژه بر اساس عملکرد						
۲	مدیریت رابطه								
۳	دسترسی‌ها به اطلاعات								
۴	تأیید یکپارچگی فنی								
	۱-۴	الزامات IPS							
	۲-۴	تضمین کیفیت کالا و کیفیت							
۵	ممیزی و برنامه بازدید								
۶	کنترل کیفیت								
	۱-۶	پیمانکاری فرعی و فروش							
	۲-۶	فرد سوم							

جدول۵۴ - چک لیست فصل

نسخه‌ی پیش نویس

بخش دهم

تخمین هزینه

نسخه ی پیش نویس

تخمین هزینه

از آنجایی که مدیریت مخزن به ارزیابی اقتصادی و بررسی دارایی طرح‌ها و پروژه‌ها نیازمند است ارزیابی این پروژه‌ها می‌بایستی به دقت صورت گیرد تا توجیه پذیری اقتصادی پروژه مورد تأیید قرار گیرد. برای انتخاب بهترین سناریو طبق بررسی‌های مهندسی مخزن، همه ی سناریوهای توسعه تعریف و سپس ارزیابی اقتصادی و فنی سناریوها انجام می‌شود. در ارزیابی اقتصادی فاکتورهایی نظیر زمان بازگشت سرمایه[۲۶۸]، نسبت سود به سرمایه[۲۶۹]، نرخ بازدهی داخلی[۲۷۰] بر انتخاب سناریوی برتر مؤثرند. مهم‌ترین فاکتور ارزش فعلی پول[۲۷۱] است. طبق گفته‌های جانکمن برای انتخاب بهترین سناریو دانستن محدودیت‌ها پیش نیاز انجام است. اگر محدودیت ما نبود منابع مالی مناسب باشد نسبت ارزش به سرمایه گذاری[۲۷۲] فاکتور انتخابگر خواهد بود. در حالت دیگر اگر تولید به بنابر محدودیت‌های فیزیکی یا سیاسی میباستی صورت بگیرد، ارزش فعلی خالص گزینه ها (NPV) فاکتور انتخابگر خواهد بود.

در این بخش هزینه‌های بررسی شده در برنامه‌های جامع در دسترس مورد استفاده قرارگرفته است. این هزینه‌ها به دو قسمت هزینه‌های سرمایه گذاری (CAPEX) و هزینه‌های عملیاتی (OPEX) تقسیم بندی می‌شود. در ادامه فصل تقسیمات این هزینه‌ها نشان داده می‌شود.

تخمین هزینه سرمایه گذاری

هزینه‌های سرمایه‌گذاری[۲۷۳] به هزینه‌های ثابت برای طراحی، ساخت و راه اندازی پروژه اطلاق می‌گردد. هزینه ی سرمایه‌گذاری به عنوان هزینه ی یکبار پرداخت عموماً هزینه‌های ابتدایی است. این هزینه هنگفت برای

---

[۲۶۸] Payout Time
[۲۶۹] Profit to Investment Ratio
[۲۷۰] Internal Rate of Return (IRR)
[۲۷۱] Net Present Value (NPV)
[۲۷۲] Value/Investment Ratio (VIR)
[۲۷۳] CAPital EXpenditure (CAPEX)

تولید درطول زمان آتی برداشت و بدون درآمد اولیه است. CAPEX از هزینه‌هایی به مانند حفاری ، هزینه نصب تجهیزات روی دریا یا خشکی، تسهیلات فرآیندی، تسهیلات سرچاه، لوله‌های انتقال، مخازن ذخیره، ساختمان‌های کارکنان و تجهیزات آن‌ها و ... تشکیل شده است.(,Mian2002) همچنین امکان دارد که برخی مولفه های CAPEX در طول انجام پروژه حادث شود:

- تکمیل دوباره چاه برای دسترسی به سازندی دیگر
- حفاری از جداره ی چاه برای زدن چاه افقی
- نصب تجهیزات ازدیاد برداشت بر روی چاهی که تا کنون طبیعی از آن برداشت شده است
- تغییر طراحی و نصب دوباره بعضی تسهیلات
- نصب تسهیلات برای برداشت ثانویه و یا ازدیاد برداشت نفت

برای محاسبات تخمین هزینه ی طرحهای نفتی، نرم‌افزارهایی تدوین شده اند که کوئستر[۲۷۴] یکی از این نرم‌افزارهای مورد استفاده می‌باشد. جدول زیر هزینه قسمت‌های مختلف در برنامه‌های بررسی شده و درصد از هزینه کل را نشان می‌دهد.

شرح عملیات	درصد از کل
مدیریت	۹,۰
مطالعات مهندسی	۲,۰
حفاری	۴۴,۰
تأمین زیرساخت‌ها	۴,۵
خطوط لوله	۱۱,۰
واحدهای فرآیندی	۱۸,۰
واحدهای یوتیلیتی	۸,۰
واحد جداسازی	۳,۴
خرید زمین	۰,۱

[۲۷۴] QUE$TOR

جدول۵۵ - توزیع CAPEX

این اعداد به صورت تخمینی از داده‌های برنامه جامع است. همچنین در زیر نمونه دیگری از هزینه سرمایه‌گذاری آورده شده است.

# of infill drilling wells		۸	Wells
# of appraisal wells		۲	Wells
# of gas injection wells		۲	Wells
Cost of infill drilling wells and appraisal wells (۱۰ wells)			
Total cost	USD	۱۹۱۶۰۰۰۰	
	Quantity	Unit rate	Cost
Jack up and drilling	۱۰	۱۸۰۰۰۰۰	۱۸۰۰۰۰۰
HINT: Each well is assumed to be drilled during ۹۰ days. Total cost of drilling and jack up for each well is ۲۰۰۰۰USD/day.			
Logging			
Full set logging	۱۰	۷۰۰۰	۷۰۰۰۰
Image logging	۱۰	۹۰۰۰	۹۰۰۰۰
Well testing services			
Full set	۱۰	۱۰۰۰۰۰	۱۰۰۰۰۰۰
Cost of gas injection wells (۲ wells)			
Total cost	USD	۱۲۰۰۰۰	
	Quantity	Unit rate	Cost
Jack up and drilling	۲	۳۰۰۰	۶۰۰۰
HINT: Injection cost contains compressors and other facilities. This unit cost is a rough estimate and would be recalculated upon farther studies and future surveys.			
Logging			
Full set logging	۲	۷۰۰۰	۱۴۰۰۰
Well testing service			
Injectivity test	۲	۵۰۰۰۰	۱۰۰۰۰۰
Seismic			
Total cost	USD	۲۸۰۰۰۰۰	
	Quantity	Unit rate	Cost
Data gathering (USD/km۲)	۴۵۰	۶۰۰۰	۲۷۰۰۰۰۰

Data procrssing		۱۰۰۰۰۰۰	۱۰۰۰۰۰۰
PVT tests			
Total cost	USD	۵۴۰۰۰۰	
	Quantity	Unit rate	Cost
Fluid sampling	۳	۱۶۰۰۰۰	۴۸۰۰۰۰
PVT testing	۳	۲۰۰۰۰	۶۰۰۰۰
Coring			
Total cost	USD	۶۱۵۰۰۰	
	Quantity	Unit rate	Cost
Sampling	۳	۲۰۰۰۰۰	۶۰۰۰۰۰
Core testing	۳	۵۰۰۰	۱۵۰۰۰
Design and project management		USD	۳۰۰۰۰۰۰
Total Capital Cost		USD	۲۲۴۹۵۵۰۰۰

جدول ۵۶- نمونه بررسی CAPEX

هزینه‌های عملیاتی

هزینه‌های عملیاتی[۲۷۵] به هزینه‌های متغیر طرح اطلاق می‌شود. این هزینه‌ها به صورت دوره‌ای اتفاق می‌افتد و این دوره می‌تواند به روزانه نیز کوچک شود. در تحلیل جریان نقدی پول، هزینه‌های عملیاتی به صورت سالیانه، به ازای هر بشکه یا به ازای میلیون استاندارد فوت مکعب بیان می‌گردد. این هزینه از پنج عنصر تشکیل می‌شود: ۱. هزینه ثابت، ۲. هزینه متغیر به ازای واحد تولید (به صورت تابعی از تولید بیان می‌گردد)، ۳. تعمیر و نگهداری از تجهیزات، ۴. تعمیر و نگهداری چاه ۵. هزینه‌های سربار.(Mian, ۲۰۰۲)

این هزینه‌ها نیز در نرم افزار کوئستر با توجه به داده‌های مهندسی وارد شده در نرم افزار قابل محاسبه است. در هر طرح این هزینه‌ها تقسیم بندی خود را دارد. نیروی کار، تأمین انرژی و تأمین شرایط مساعد زندگی از هزینه‌های متغیر اصلی به شمار می‌آیند.

[۲۷۵] OPerational EXpenditure (OPEX)

توزیع هزینه‌ها

توزیع هزینه‌ها به منظور آگاهی از استفاده از سرمایه توسط پیمانکار در سال‌های تولیدی از مخزن است. این توزیع بر اساس سناریوی منتخب و درآمد حاصل از مرحله اول برداشت از مخزن صورت می‌گیرد. در زیر نمونه‌ای از این تقسیم بندی آورده شده است:

	سال اول	سال دوم	سال سوم	سال چهارم	سال پنجم	سال ششم	مجموع
درصد از کل	۹	۱۴	۱۸	۲۲	۲۵	۱۱	۱۰۰

جدول۵۷ - توزیع هزینه

جدول بالا نمونه ای از یکی از برنامه‌های جامع است و این توزیع برای همه ی برنامه های توسعه کاربرد ندارد.

عدم قطعیت‌ها

در هر پروژه‌ای عدم قطعیت‌های مهندسی و تولید بر هزینه‌ها تأثیرگذارست. تولید کمتر از پیش‌بینی، افزایش تعداد چاه‌های پیش‌بینی شده، نیاز به خطوط لوله طولانی‌تر، نفت سبکتر یا سنگینتر و نتیجتا تفاوت طراحی فرآیندی، ریسک تغییر نرخ ارز و بهره بانکی از عوامل تأثیرگذار است که توسط باید آنالیز حساسیت و ریسک سنجی شود.

ارزش فعلی خالص رایج‌ترین روش برای اندازه‌گیری میزان سوددهی پروژه است. روش دیگر مورد استفاده نرخ بازدهی داخلی است که البته هر دو روش در بیان بازدهی طرح محاسبه می‌گردد. در زیر جدولی از بررسی NPV مشاهده می‌شود.

oil price	60	$/bbl
discount rate	15	%

cash flow of contractor (million US dollar)					
NPV	20.57				
IRR	29%				
B/C	1.406				
year	cash in				cash out
	CAPEX recovery	Libour (6.25%)	Remuneration	total cash in	CAPEX
2010	0	0	0	0	19.08
2011	0	0	0	0	45.09
2012	22.996	1.437	3.679	28.112	0
2013	22.996	1.437	3.679	28.112	0
2014	22.996	1.437	3.679	28.112	0
2015	22.996	1.437	3.679	28.112	0
2016	22.996	1.437	3.679	28.112	0
2017	0	0	0	0	0
2018	0	0	0	0	0

جدول ۵۸- آنالیز حساسیت سنجی بر اساس نرخ بهره و قیمت نفت

نتیجه گیری فصل

بر اساس اطلاعات تجمیع شده در فصول گذشته بررسی‌های مالی صورت می‌گیرد و انجام پذیری پروژه بررسی می‌شود.

		سطح اطلاعات داده شده					
ردیف	پارامتر مطرح شده	دارد	بسیار خوب	خوب	متوسط	ضعیف	
۱	تخمین CAPEX						
۲	تخمین OPEX						
۳	توزیع هزینه‌ها						
۴	بررسی عدم قطعیت‌ها						

جدول۵۹ - چک لیست فصل

بخش یازدهم

سلامتی، ایمنی و محیط زیست

نسخه پیش نویس

سلامتی، ایمنی و محیط زیست[۲۷۶]

سلامتی، ایمنی و محیط زیست (HSE) مشخص می کند که پیمانکار در منطقه عملیاتی چه مسائلی را باید رعایت کنند و چه چیزهایی را بیشتر مد نظر قرار دهند. این مسائل شامل فعالیت‌ها و مشخصات طراحی می شود تا از موارد زیر اجتناب کنند:

- مرگ و میر، جراحت و اتفاقات شغلی
- خسارت به محیط زیست
- خسارت به مشخصات
- توقفات برنامه ریزی نشده
- تهدیدات امنیتی

چشم انداز HSE

یکی از اهداف پیمانکاران احترام گذاشتن و احساس مسئولیت داشتن نسبت به مردم و محیط زیست می باشد. برای دست یابی به این هدف باید قوانین و مقررات مرتبط با مراقبت از محیط زیست و ایمنی صنعتی را رعایت کنند. به واسطه همکاری با کارفرما، پیمانکاران فرعی و تامین کنندگان پروژه باید از قانون های کشوری، استانداردهای بین المللی، مشخصات پروژه و شرایط و معیارهای سلامتی، امنیتی، ایمنی و محیط زیست را رعایت کنند.

پیمانکار مدارک و مستندات را مشاهده می کند و بهترین فعالیت‌ها را برای طرح HSE و مدیریت HSE متناسب با منطقه برمی گزینند. هدف اصلی دوری از جراحات جدی انسانی، تاثیرات ضد سلامتی و خسارت به دارایی‌ها و محیط زیست در تمامی فعالیت های پیمانکاران و پیمانکاران فرعی است.

[۲۷۶] Health, Safety & Environment (HSE)

اهداف و استراتژی های HSE

توسعه منطقه نفتی باید بر اساس IPS و مقررات HSE کشور مربوطه اجرا شود. مستندات HSE باید در پایه و تفصیلی لحاظ گردد.

مستندات HSE شامل مطالعات شناخت موارد خطرناک[۲۷۷]، مطالعات خطرات و قابلیت انجام عملیات[۲۷۸]، برنامه HSE، سطح یکپارچگی ایمنی[۲۷۹]، برگه های اطلاعات ایمنی و آتش نشانی کردن، آتش نشانی، ایمنی و مسرهای فرار، چارچوب کشف F&G، مدیریت ضایعات و گزارش آلودگی های صوتی، برنامه طبقه بندی سطوح خطرناک و چارچوب ها می گردد:

ملاحظات HSE باید از قوانین بین المللی، پروتکل‌ها و استانداردهای صنعتی و قوانین و مقررات ملی کشور مربوطه پیروی کند.

برنامه مدیریت سلامتی، ایمنی و محیط زیست برای کارفرما با اهداف زیر تهیه می شود:

- برای مشخص کردن سیاست کارفرما بر روی سلامت شغلی، ایمنی و حفاظت محیط زیست در طول انجام پروژه در منطقه عملیاتی
- تعریف مسئولیت های ایمنی طرفین قرارداد
- تهیه یک راهنما برای روش های ایمن کار، بازرسی حوادث/ گزارش دهی و اجرای قوانین

برنامه HSE همه فعالیت های HSE مرتبط با پروژه در منطقه را شامل می شودو روش‌ها و تکنیک های انجام کار ایمن، روش های حفاظت از محیط زیست و حفظ سلامتی کارگران را تعریف می کند که باید در تمامی مراحل پروژه رعایت گردند. این برنامه خودش را محدود به کدهای پیشنهاد شده بین المللی برای عملیات

[۲۷۷] Hazard Identification Studies (HAZID)
[۲۷۸] Hazard and Operability Studies (HAZOP)
[۲۷۹] Safety Integrity Level (SIL)

ایمن، استانداردهای داخلی و شرایط کاری مربوط به ساخت صنعتی و استانداردهای مربوط به ایمنی و سلامتی و محیط زیست داخلی کرده است.

HSE به عنوان یک بخش یکپارچه کننده وظایف در نظر گرفته می شود. مدیران و ناظران در همه سطوح ملزم به رعایت موارد زیر هستند:

- ایجاد محیط کاری ایمن، تجهیزات باید دارای طراحی مناسبی باشند، عملیات و نگهداری کارگاه، تجهیزات و تسهیلات.
- کارفرمایان باید برای شغل هایی گزینش و به کار گمارده شوند که با توانایی های فیزیکی و قابلیت های ذهنیشان سازگاری داشته باشد تا با ایمنی آن‌ها را انجام دهند.
- بازرسی های دوره ای ایمنی و ممیزی‌ها باید انجام گردند تا فعالیت های نا ایمن و غیر نرمال شناسایی و رفع گردند.
- مدیر HSE تضمین می کند که الزامات ضروری و نیازهای جلوگیری از آتش سوزی در جاهای مناسب قرار داده شده است.
- تدارکات برای پاسخ گویی به مواقع اضطراری مهیا شده است تا حفاظت بهینه از افراد و دستگاه‌ها صورت گیرد.
- همه جراحات کاری، خسارت دستگاه‌ها به سرعت گزارش داده می شوند و از طریق بازرسی علت آن‌ها شناسایی می گردد و فعالیت های موثر/ اصلاحی و پیشگیرانه برای آن‌ها صورت می گیرد. این چنین اتفاقات و اختلالاتی در یک فرم برگه رخداد گزارش می شوند.
- همه افراد باید در قبال عملکرد ایمن خودشان مسئول باشند.

شرکت پیمانکاری نیز باید سلامتی، ایمنی و حفظ محیط زیست به صورت عالی را به عنوان هدف اصلی خود قرار دهد.

اهداف شرکت پیمانکاری در خصوص HSE به قرار زیر است:

- برآورده کردن همه مقررات، قوانین و نیازهای دیگر مرتبط با HSE
- شناسایی خطر و ارزیابی ریسک و شناسایی و ارزیابی جنبه های محیطی مرتبط با فعالیت های کار و کنترل اثرات آن‌ها و جلوگیری از آلودگی و حدف خطرات
- آموزش موارد ضروری به کارکنان تا مسئولیت‌ها و وظایف مرتبط با HSE را به خوبی درک و اجرا کنند.
- تعریف و اجرای مکانیزمی برای ارتباط با طرفین مرتبط با پروژه (کارکنان، مصرف کنندگان، طرفین قرارداد و تامین کنندگان) و توسعه و به اشتراک گذاشتن تصویر HSE برای آن ها

همه کارکنان معمولا تعهدشان به HSE را در حین انجام وظایفشان نشان می دهند.

معمولا استانداردهایی را در برنامه ریزی و اجرای HSE رعایت می کنند. نمونه ای از این استانداردها ISO-۱۴۰۰۱ و OHSAS-۱۸۰۰۱ می‌باشد. بازبینی این سیاست بعد از ممیزی های دوره ای HSE در بازبینی مدیریت صورت می گیرد. اهداف HSE مرتبط با پروژه در منطقه عملیاتی باید مشخص و لیست گردند. اهداف باید در هر مرحله از پروژه شامل بازرسی ها، عملیات حفاری، فعالیت های ساخت، پیش راه اندازی و راه اندازی توسعه منطقه نفتی، بازنگری شوند.

مدیریت HSE

HSE باید در عملیات توسعه منطقه نفتی به طور منظم انجام گردد تا تصویر و اهداف HSE برآورده گردد.

سلامتی

پیمانکار باید محیط سالم کاری در تمامی مراحل پروژه به وجود آورد.

ایمنی

حفظ ایمنی افراد درگیر در پروژه به واسطه قرارداد اصلی و فرعی یکی از مسدولیت های اصلی پیمانکار است.

امنیتی

پیمانکار باید حداکثر تلاشش را به کار گیرد تا از تمامی دستگاه ها، تجهیزات و تسهیلات در طول اجرای پروژه حفاظت کند.

تأثیرات محیط زیستی

پیمانکار باید تلاش کند تا تاثیرات محیط زیستی و ریسک های محیطی را حداقل کند و فعالیت های پیشگیرانه را در خصوص آن‌ها انجام دهد تا خواسته های محیط زیستی کشور را رعایت کند.

HSE در فاز اجرا

پیمانکار باید تمرکز کند تا خسارت های زمانی تمامی فعالیت های پروژه را حداقل کند. پیمانکار باید حداکثر تلاشش را به کار بندد تا از آسیب های جدی که منجر به مرگ و آسیب های جدی و خرابی می شود، اجتناب کند. همچنین باید توجه ویژه ای داشته باشد تا از وقوع رخداد هایی که ریسک و خطر بالایی دارند جلوگیری کند.

سیستم مدیریت HSE

رهبری و تعهد

HSE یک مسئولیت پذیری خطی است. بنابراین همه افراد باید این مسئولیت پذیری را داشته باشند تا از قوانین و مقررات ایمنی در طول کارشان پیروی کنند. مدیر تیم پیمانکاران باید تمامی فعالیت های مهندسی و ساخت را زیر نظر داشته باشد تا مطابق با مشخصات و نیازهای تعریف شده برای پروژه انجام گردند

سیاست اجرایی

اهداف توسعه منطقه نفتی باید از طریق مدیریت سیستماتیک ریسک‌ها و فرصت های HSE صورت پذیرد و مدیریت خوب و یکپارچه مدیریت HSE نیازمند تجربه و تمرین است. در حین ارزیابی پیمانکاران فرعی،

پیمانکار باید بر ابزارهای مدیریت HSE، برنامه HSE، برنامه آمادگی برای مواقع اضطراری، برنامه های حفظ و مدیریت محیط زیست، برنامه هایی برای مدیریت محیط زیست و ریسک های HSE در در طول اجرای کار و همچنین توانایی های پیمانکارن فرعی در مدیریت HSE کار مطابق با نیازهای خواسته شده تمرکز کنند.

فعالیت های پیمانکاران فرعی و تامین کنندگان باید در طرح HSE توسیف شوند و نکاتی مانند شناسایی خطرات و یا مطالعات HSE و بازنگری های طرح در آن گنجانده شود.

سازمان و منابع

مدیر پروژه باید مسئولیت HSE پروژه را به عهده داشته باشد و از طریق مدیریت HSE باید تضمین کند که HSE یک جزو یکپارچه از فعالیت های پروژه است. مدیر پروژه همچنین باید تضمین کند که مسئولیت های HSE و نیازهای آن به خوبی در جاهایی که پروژه با دیگر سازمان‌ها درگیر می شود، اجرا می گردد. مدیر HSE پروژه باید به وسیله تیم مدیریت پیمانکار منصوب شود تا اجرای طرحهای HSE در تمامی فازهای پروژه را به عهده داشته باشد.

همه مدیران پروژه، ناظران، مهندسین و شرکت کنندگان در پروژه شامل تیم هایحفاری باید HSE را در حیطه وظایفشان رعایت کنند. لیستی از برنامه همه فعالیت های پروژه، بازبینی ها، ممیزی‌ها و مطالعات باید در طرح HSE برای پیمانکارن فرعی تهیه گردد. کارفرما و پیمانکار حق اجرای ممیزی و ارزیابی فعالیت های پیمانکاران فرعی در طول مدت قرارداد را دارند.

نکات کلیدی HSE

سلامتی

برای نکات سلامت کاری مثل ارگونومی، استرس گرمایی، روشنایی، مدیریت مواد، حمل و نقل ایمن، بهداشت و شرایط بهداشتی، مدیریت خطرات شیمیایی، دخالت ماشین و انسان در اتاق های کنترل، شرایط اقلیمی و آب و هوایی، لرزش و صدا، تشعشعات گرمایی فلز و پخش شدن گازهای سمی تاکید شده است که

طراحی باید از استانداردهای کارفرما و استانداردهای بین المللی پیروی کند. پیمانکار باید تحلیل هایی انجام دهد تا تضمین کند که قوانین و مقررات کیفیت هوا برآورده شده سات. این فرآیند مرتبط با گازهای سمی مثل هیدوژن سولفید و دی اکسید گوگرد است.

پیش گیری های شدیدی باید صورت گیرد تا استفاده مواد شیمیایی خطرناک را کاهش دهد یا جلوگیری کند. تسهیلات باید به گونه ای طراحی گردند تا از آزادسازی مواد خطرناک به محیط کار همچون محیط زیست جلوگیری کنند. باید اطلاعات مربوط به تمامی مواد خطرناکی که در منطقه استفاده می شوند در یک پرونده اطلاعات ایمنی مواد مستند گردد.

ایمنی و جلوگیری از ضرر

تسهیلات، فرآیندها، دستگاه‌ها و زیرساخت‌ها باید به گونه ای طراحی گردند که:

- موانع فنی، عملیاتی و یا سازمانی احتمال رخداد موقعیت های خطرناک را کاهش دهند و از وقوع خطرات بالقوه اساسی جلوگیری کنند. موانع مستقل مورد نیاز باید در سطوحی که احتمال خطر آن‌ها بیشتر است طراحی و راه اندازی گردند.
- موقعیت های خطرناک شناسایی، کنترل گردند و احتمال وقوعشان کاهش یابد.
- یک خرابی تکی نباید منجر به خطر یا حادثه اصلی گردد.
- سیستم های ایمنی، افراد و فعالیت‌ها باید در مقابل خطرات حفاظت گردند.

همه بازرسی‌ها و کنترل‌ها باید به گونه ای باشند که از ضرر جلوگیری کنند. به عنوان قسمتی از مطالعات، ریسکهای حوادث بالقوه باید ارزیابی گردند. استراتژی برای حفظ کارگاه، دستگاه‌ها و تسهیلات در مقابل آتش سوزی و استراتژی برای فرار، تخلیه و نجات باید طراحی گردد.

نتیجه گیری فصل

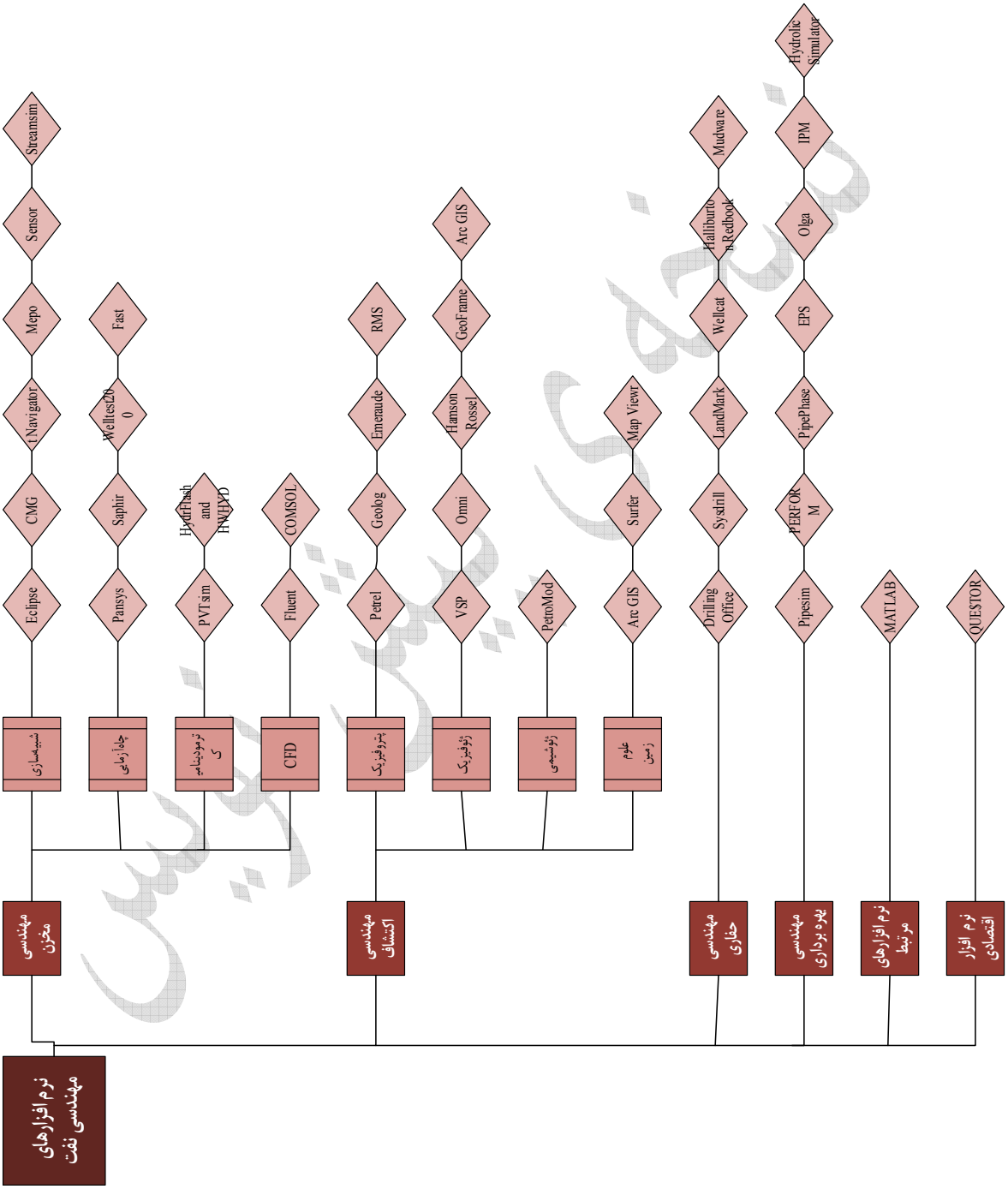
در این فصل بررسی‌های داده شده که در برنامه‌های جامع در دسترس در زمینه HSE و برنامه ریزی آن انجام شده است، نشان داده شده است. جدول زیر اطلاعات سلامت، ایمنی و محیط زیست موجود برای تهیه MDP را نشان می‌دهد.

ردیف	پارامتر مطرح شده		سطح اطلاعات داده شده				
			دارد	بسیار خوب	خوب	متوسط	ضعیف
۱	قوانین HSE کشور/منطقه						
۲	استراتژی پیاده سازی HSE						
	۲-۱	پروتکل‌ها					
	۲-۲	استانداردها					
	۲-۳	ایجاد راهنمای کار					
۳	مدیریت HSE						
۴	اجرای HSE						
	۴-۱	مسئولین					
	۴-۲	سیاست‌های اجرایی					
	۴-۳	منابع و سازمان‌های اجرایی					

جدول ۶۰ - چک لیست فصل

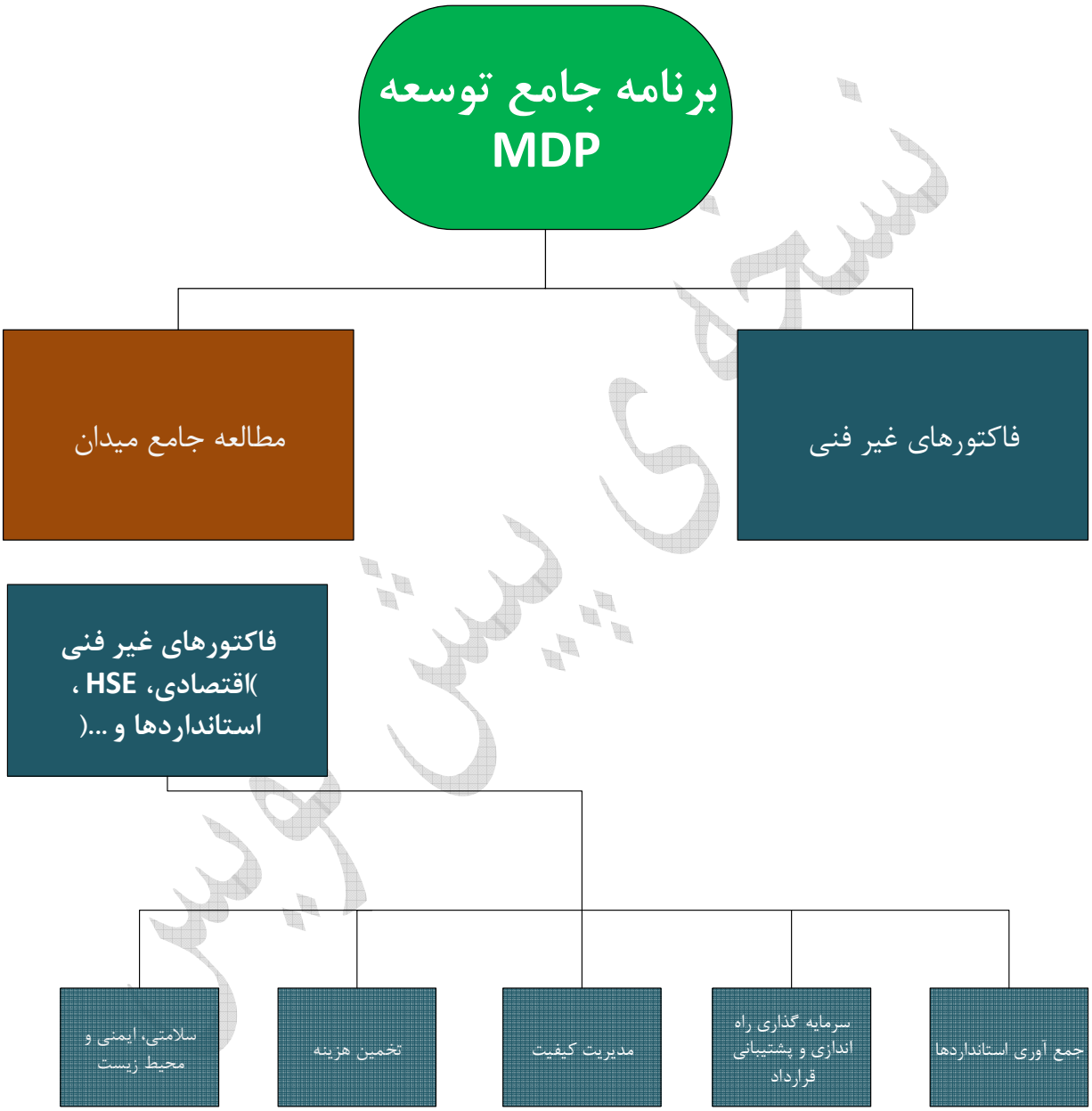
پیوست ۱

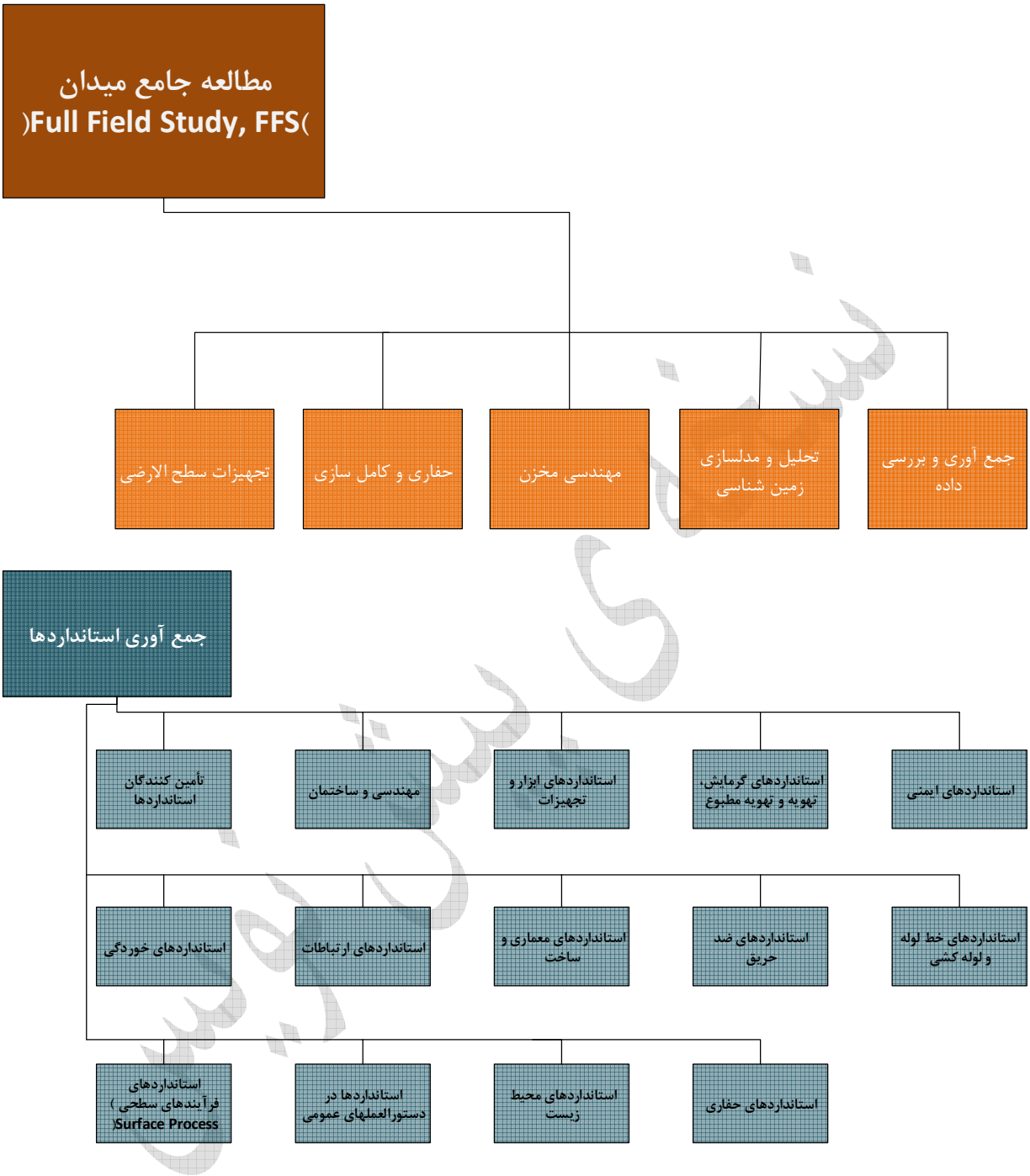
لیست نرم‌افزارهای مورد استفاده در صنعت نفت.

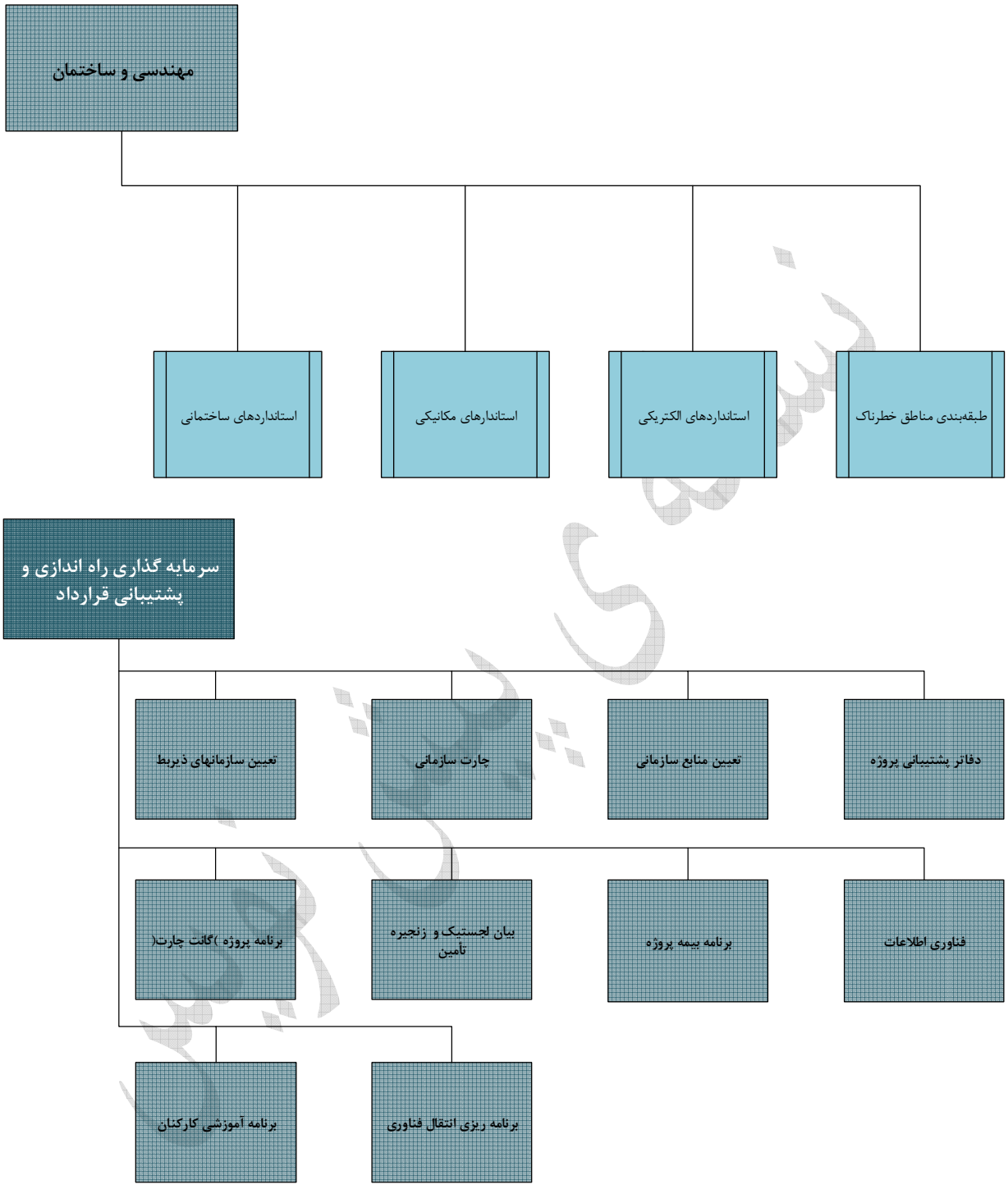


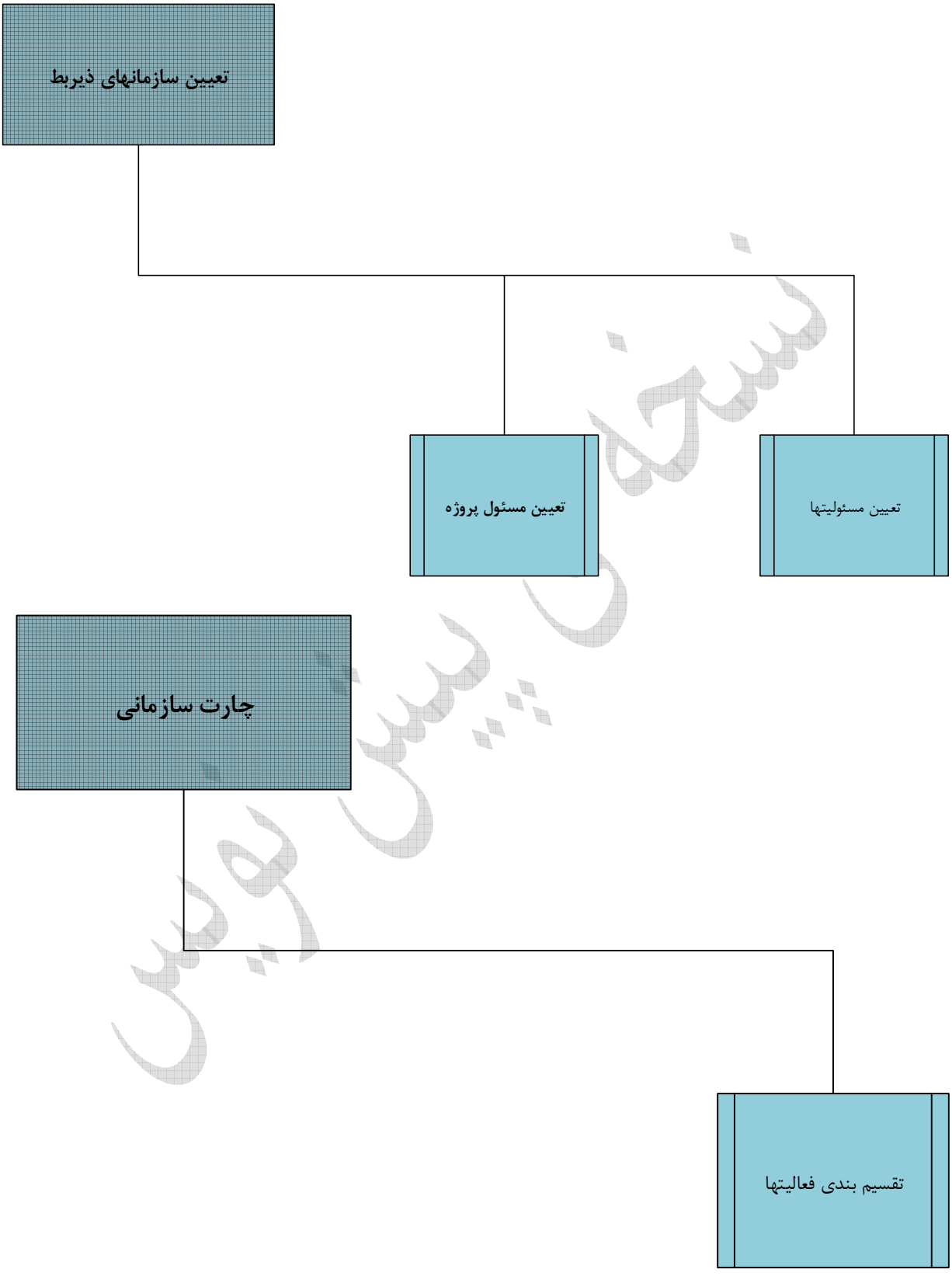
پیوست ۲

نمودار چک لیست‌های تمامی فصول

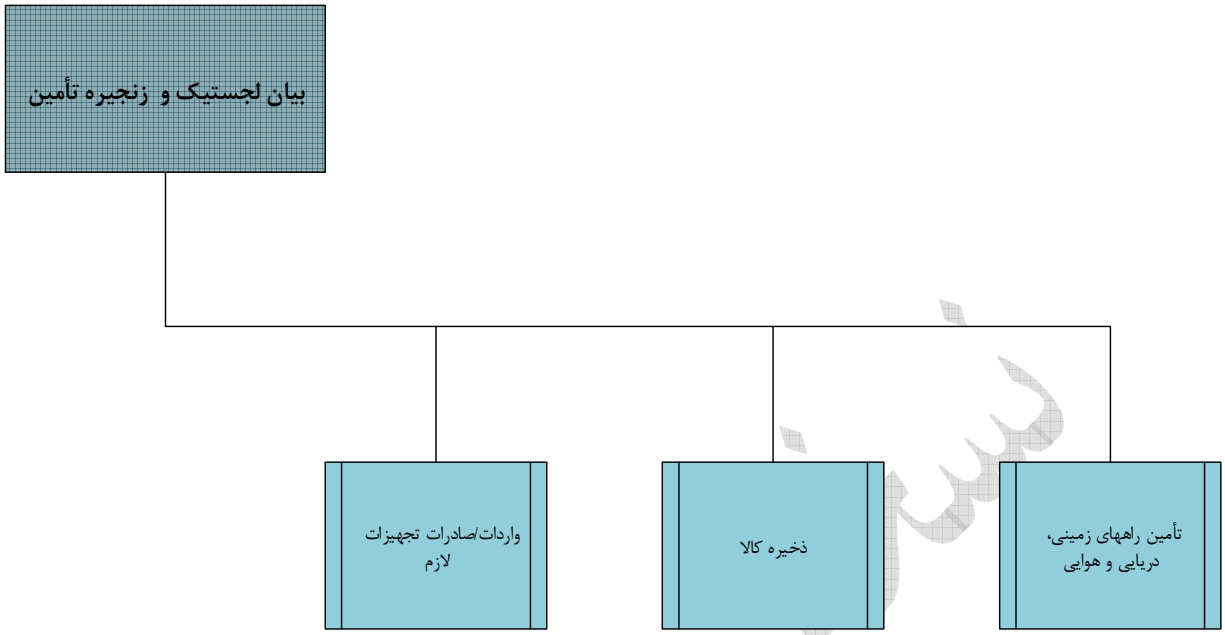


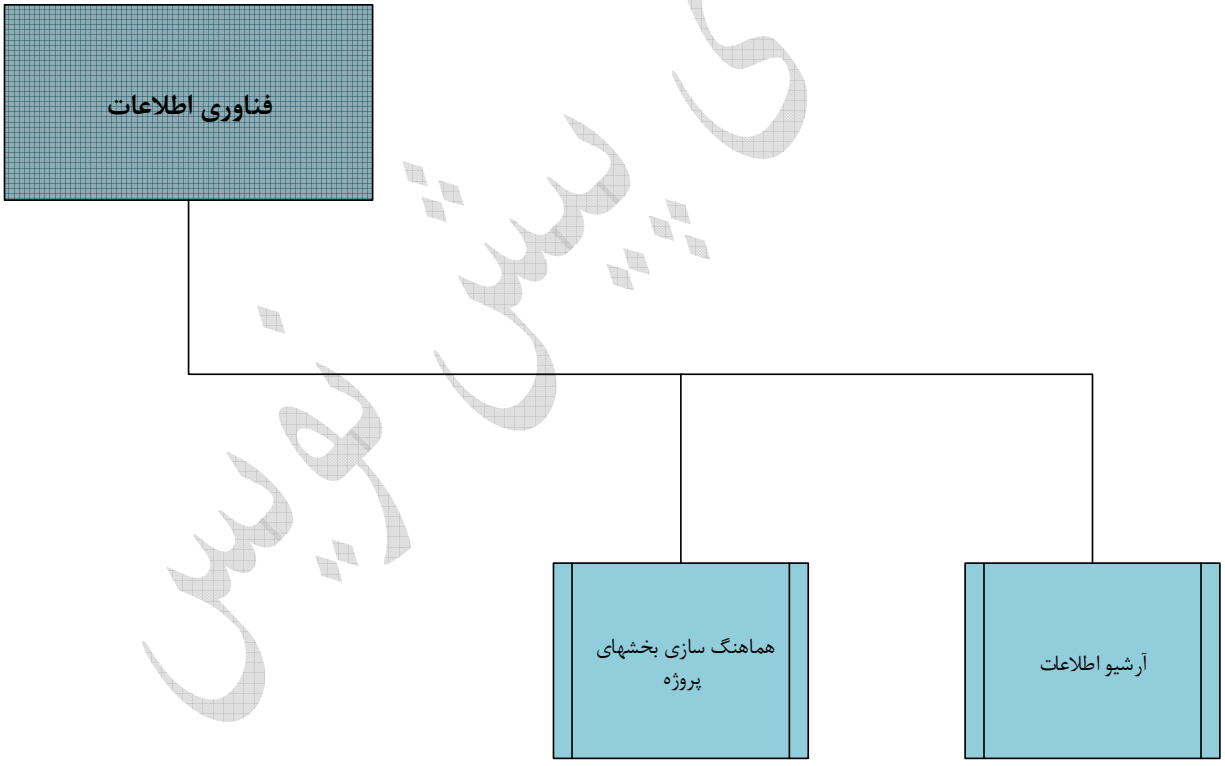

مطالعه جامع میدان
(Full Field Study, FFS)
جمع آوری و بررسی داده
تحلیل و مدلسازی زمین شناسی
مهندسی مخزن
حفاری و کامل سازی
تجهیزات سطح الارضی
جمع آوری استانداردها
استانداردهای ایمنی
استانداردهای گرمایش، تهویه و تهویه مطبوع
استانداردهای ابزار و تجهیزات
مهندسی و ساختمان
تأمین کنندگان استانداردها
استانداردهای خط لوله و لوله کشی
استانداردهای ضد حریق
استانداردهای معماری و ساخت
استانداردهای ارتباطات
استانداردهای خوردگی
استانداردهای حفاری
استانداردهای محیط زیست
استانداردها در دستورالعملهای عمومی
استانداردهای فرآیندهای سطحی (Surface Process)

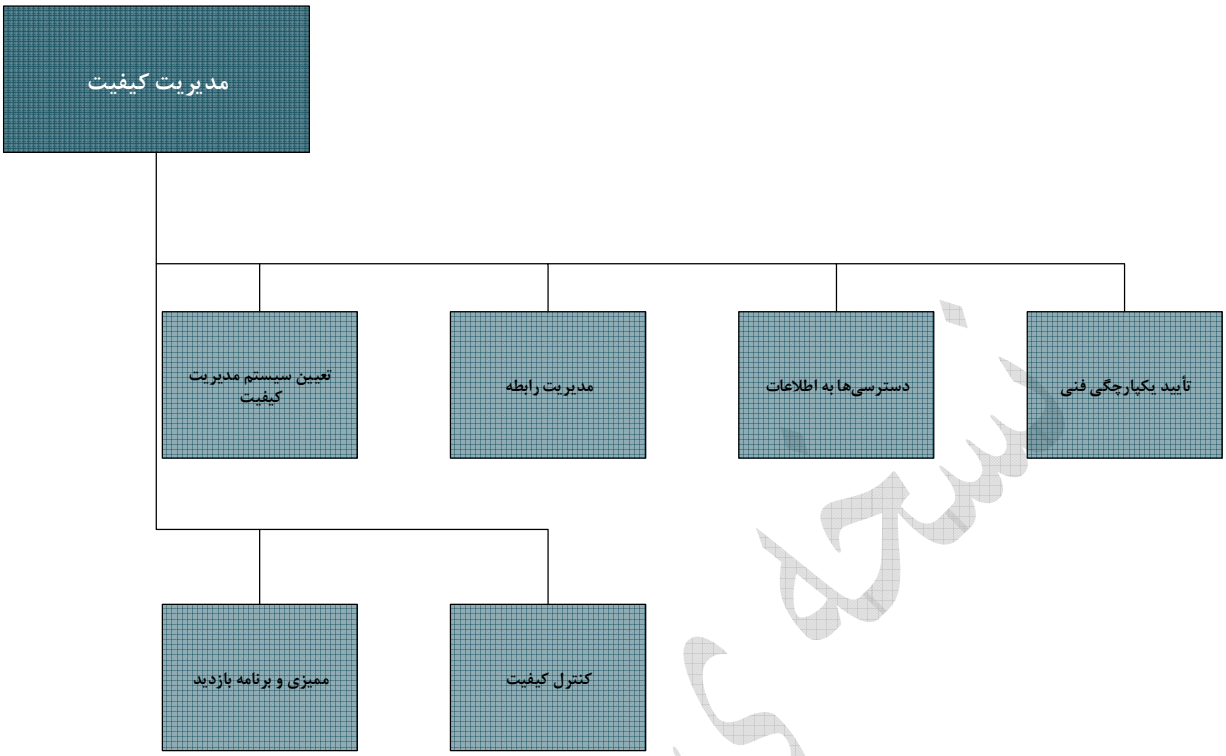

مهندسی و ساختمان
استانداردهای ساختمانی
استانداردهای مکانیکی
استانداردهای الکتریکی
طبقه‌بندی مناطق خطرناک
سرمایه گذاری راه اندازی و پشتیبانی قرارداد
تعیین سازمانهای ذیربط
چارت سازمانی
تعیین منابع سازمانی
دفاتر پشتیبانی پروژه
برنامه پروژه)گانت چارت(
بیان لجستیک و زنجیره تأمین
برنامه بیمه پروژه
فناوری اطلاعات
برنامه آموزشی کارکنان
برنامه ریزی انتقال فناوری

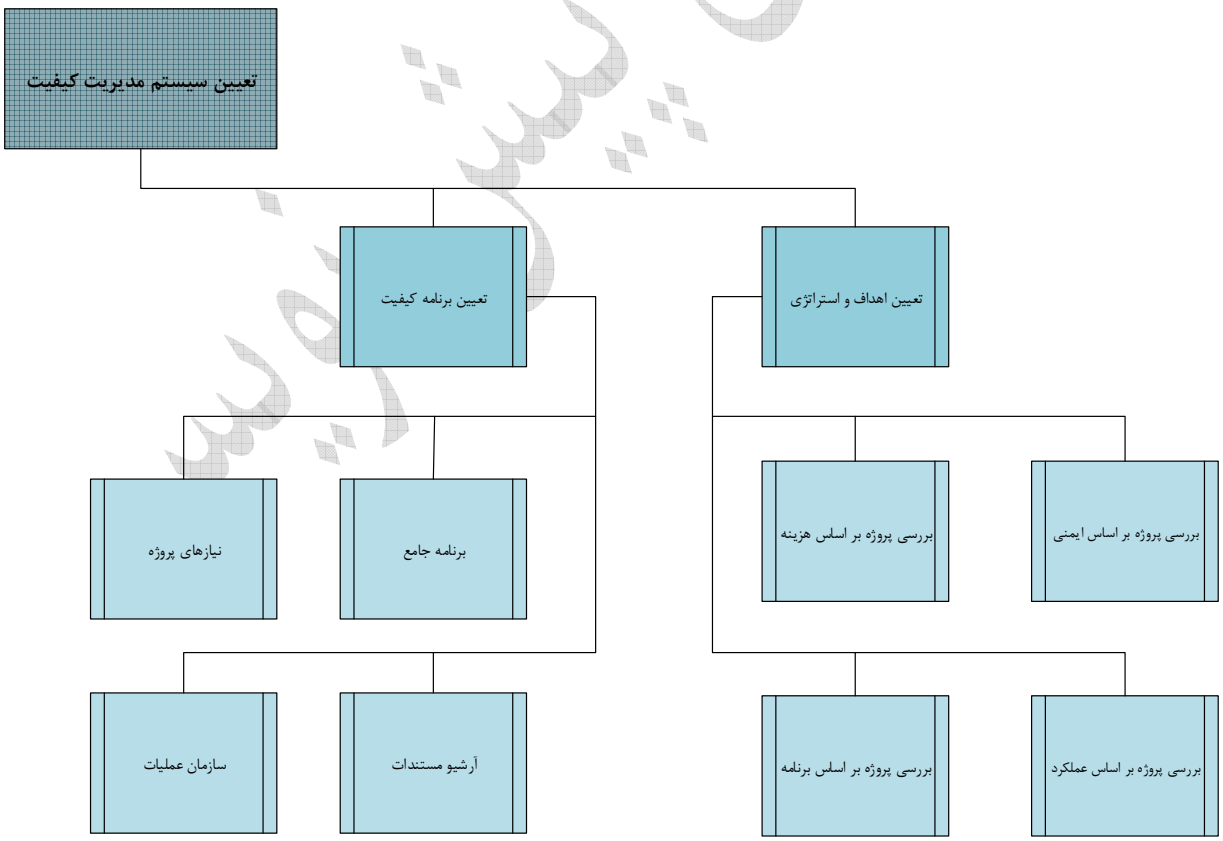

تعیین سازمانهای ذیربط
تعیین مسئول پروژه
تعیین مسئولیتها
چارت سازمانی
تقسیم بندی فعالیتها

نسخه پیش پرس

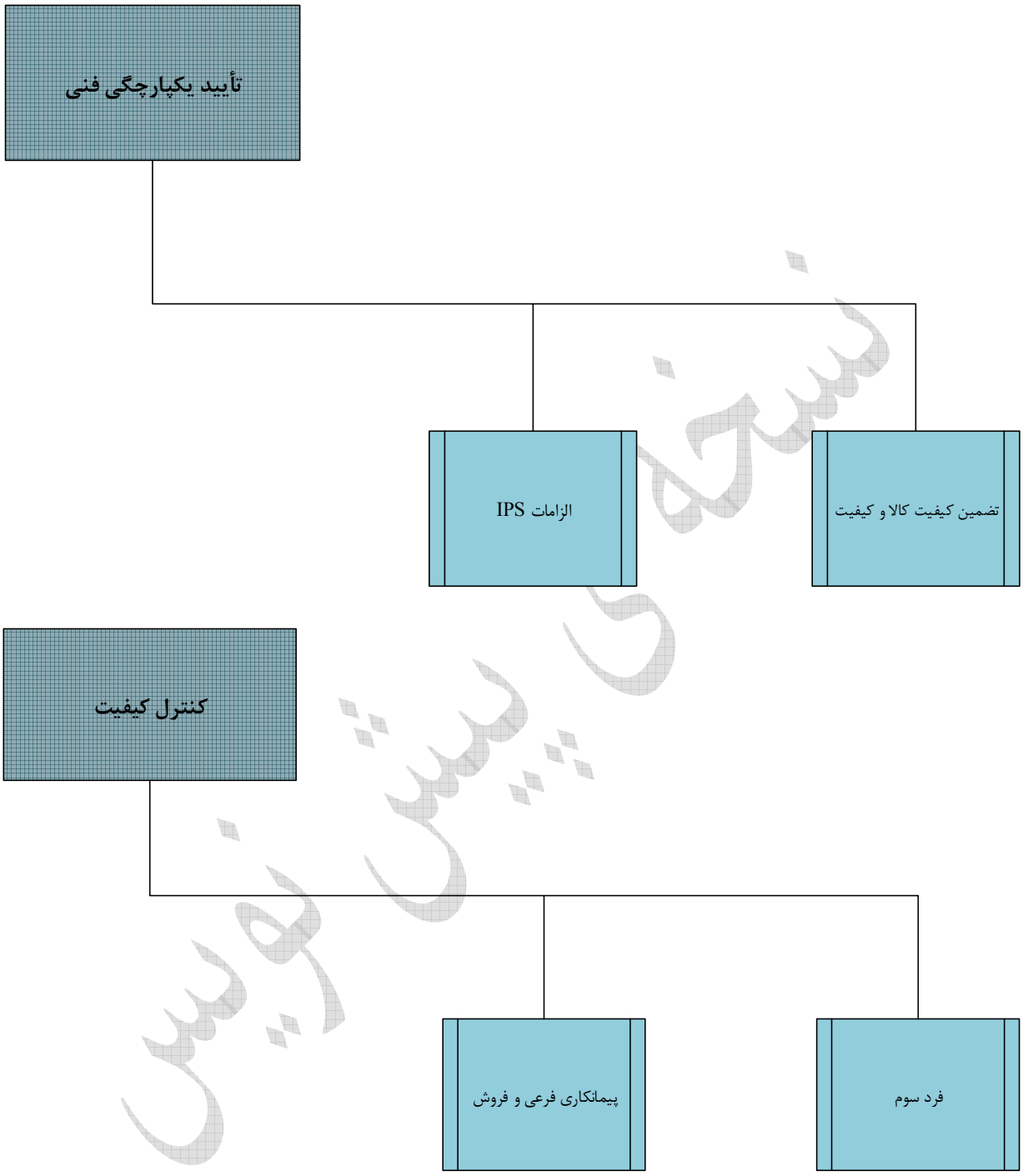

بیان لجستیک و زنجیره تأمین
تأمین راههای زمینی، دریایی و هوایی
ذخیره کالا
واردات/صادرات تجهیزات لازم


فناوری اطلاعات
آرشیو اطلاعات
هماهنگ سازی بخشهای پروژه

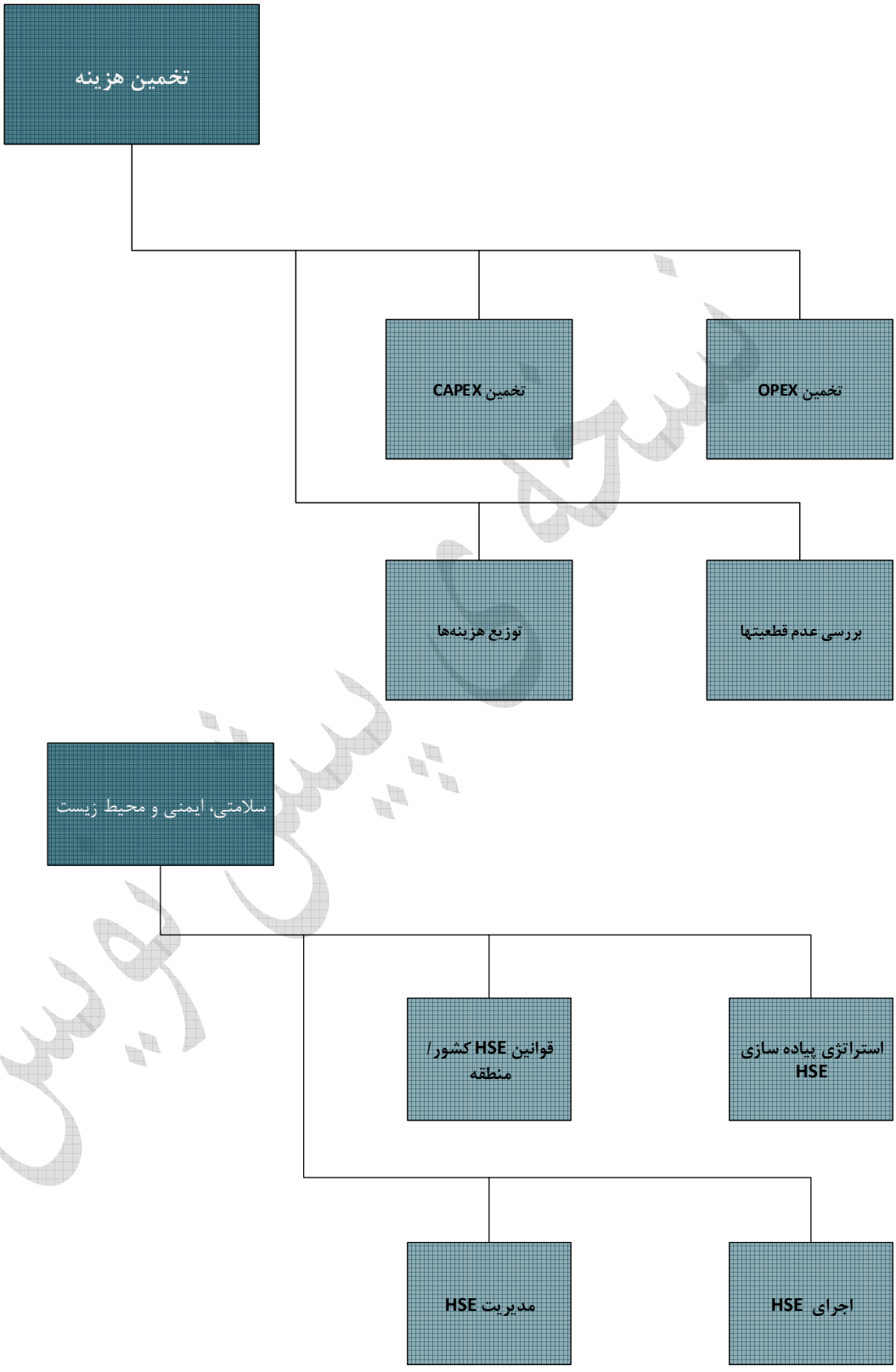


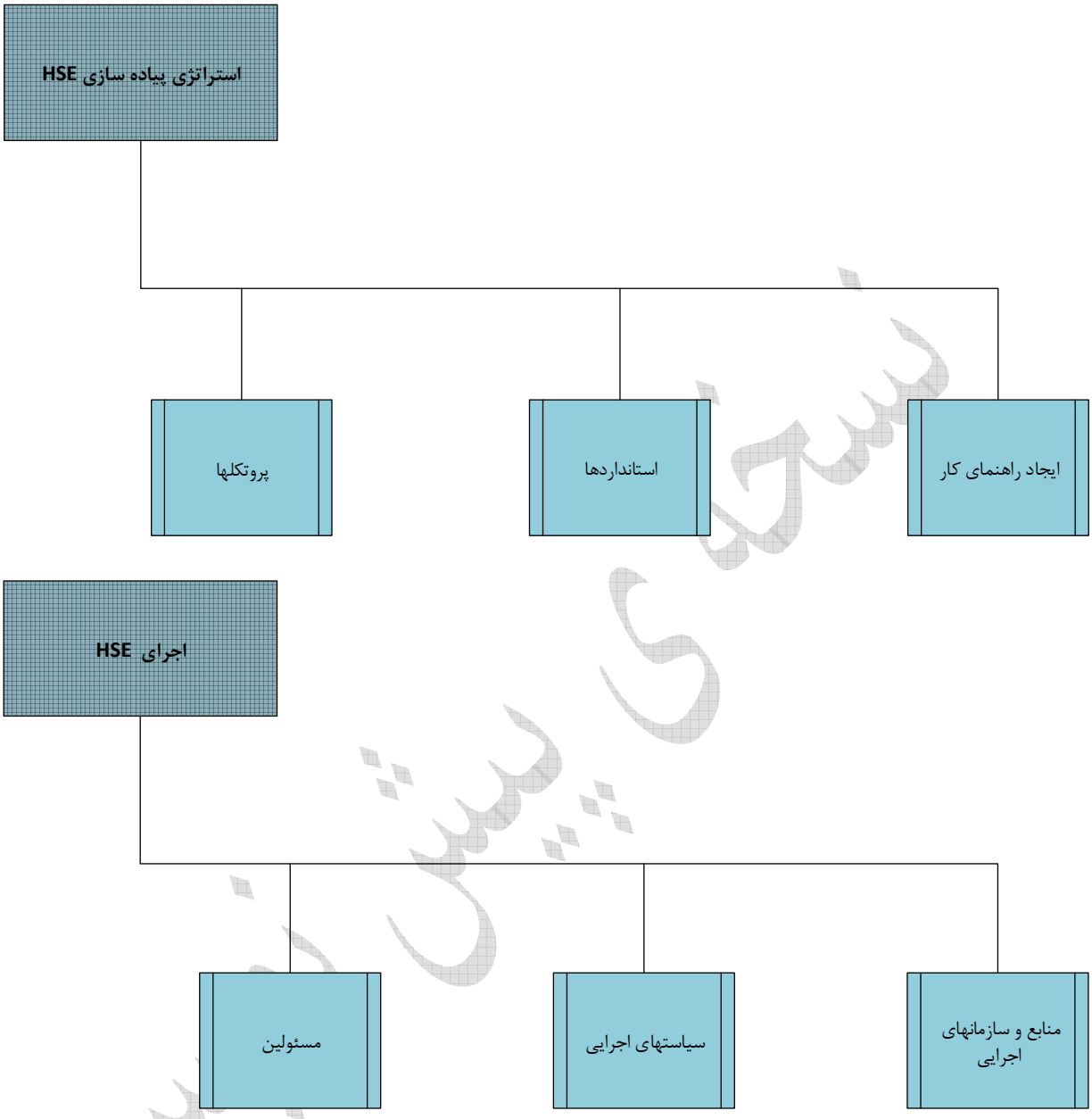


نسخه ی پیش نویس

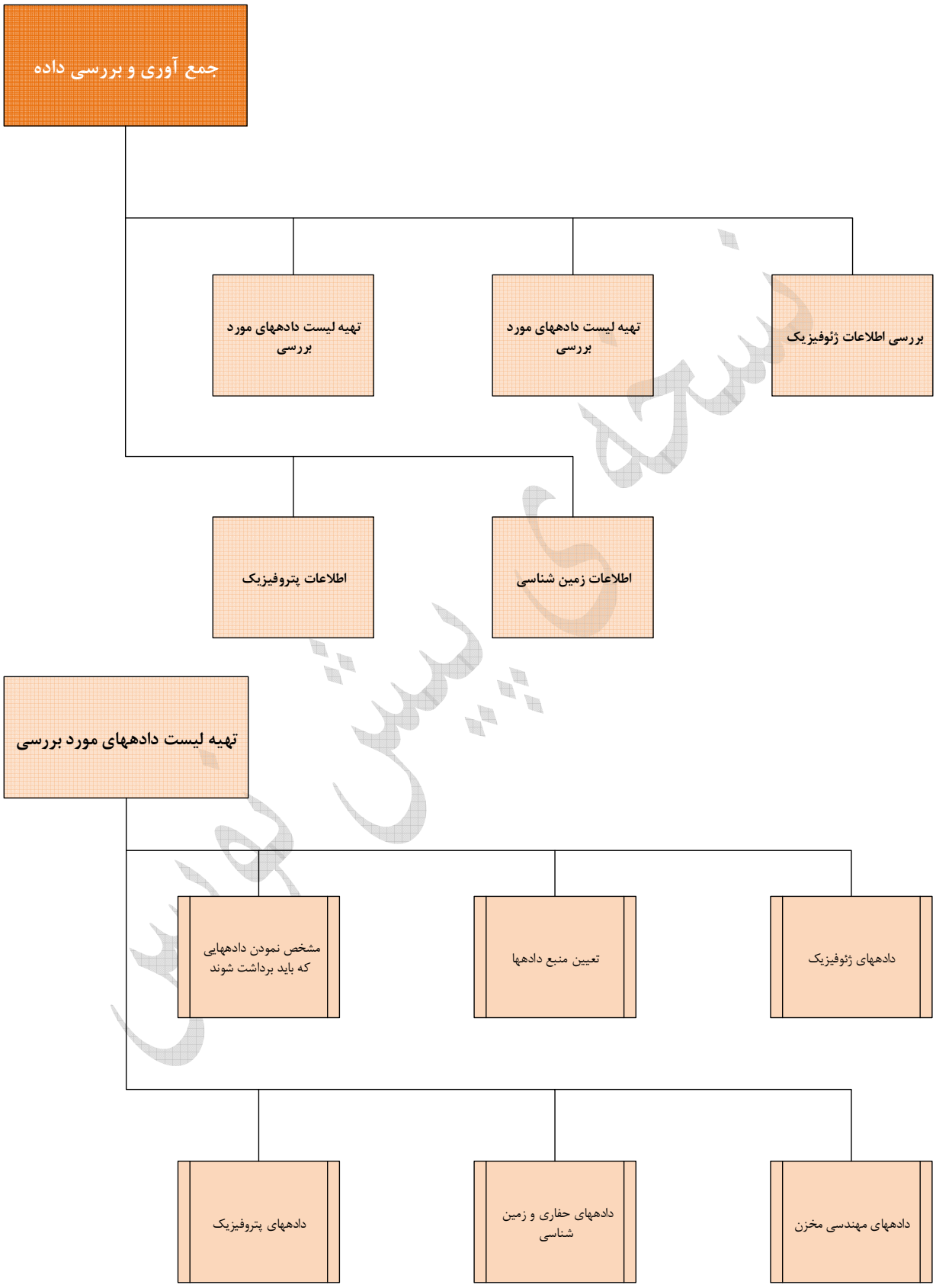


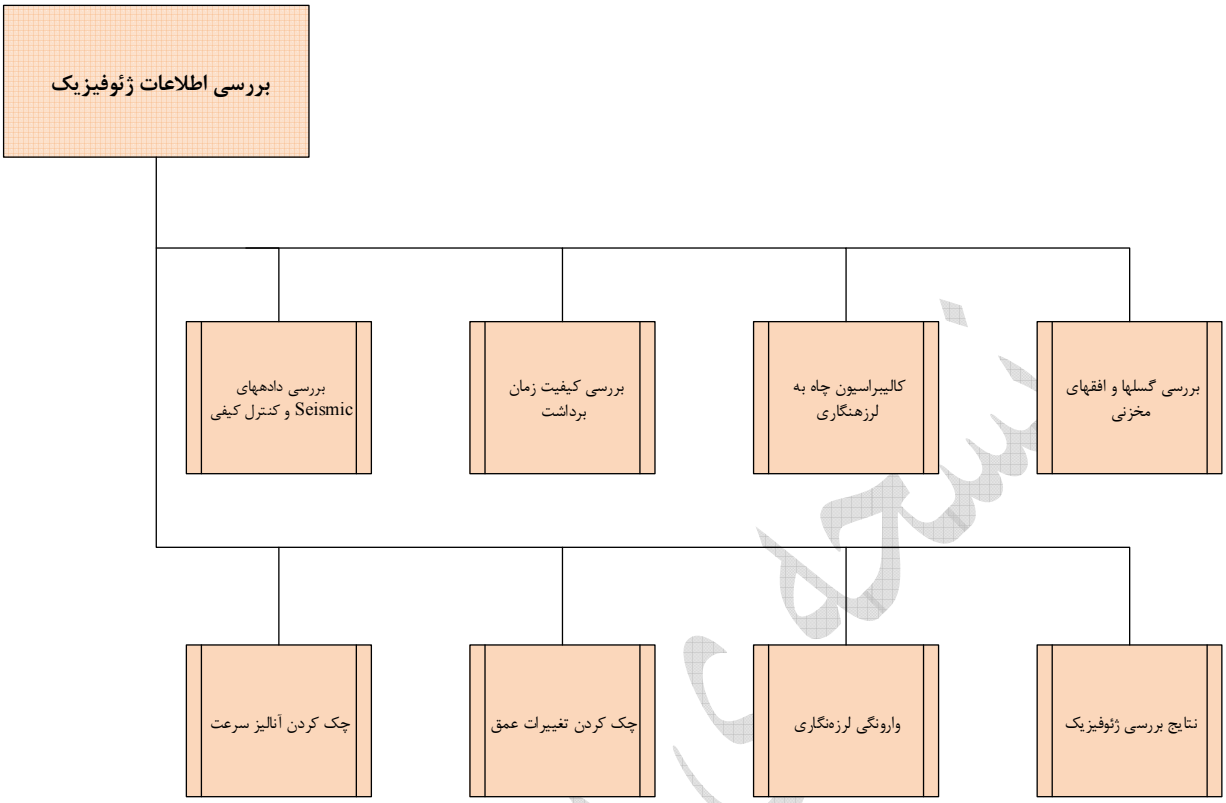
نسخه ی پیش نویس

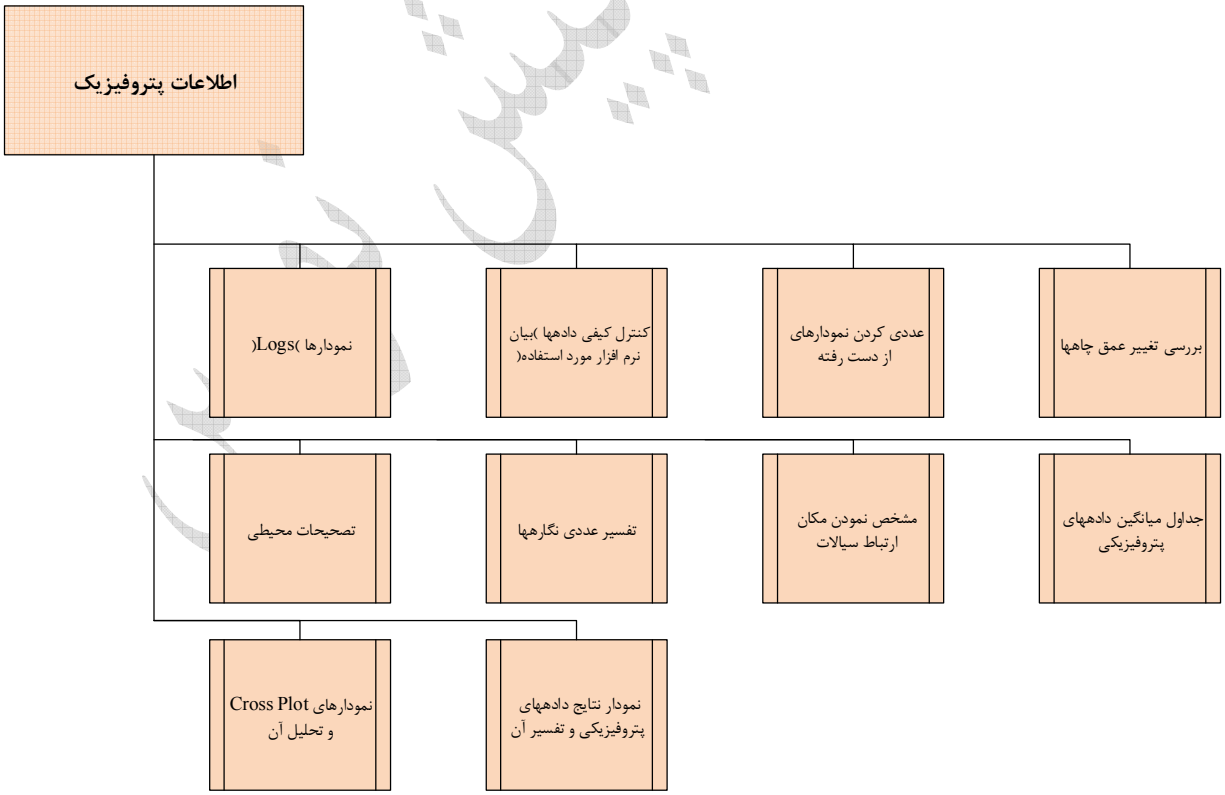

تخمین هزینه
تخمین CAPEX
تخمین OPEX
توزیع هزینه‌ها
بررسی عدم قطعیتها
سلامتی، ایمنی و محیط زیست
قوانین HSE کشور/ منطقه
استراتژی پیاده سازی HSE
مدیریت HSE
اجرای HSE

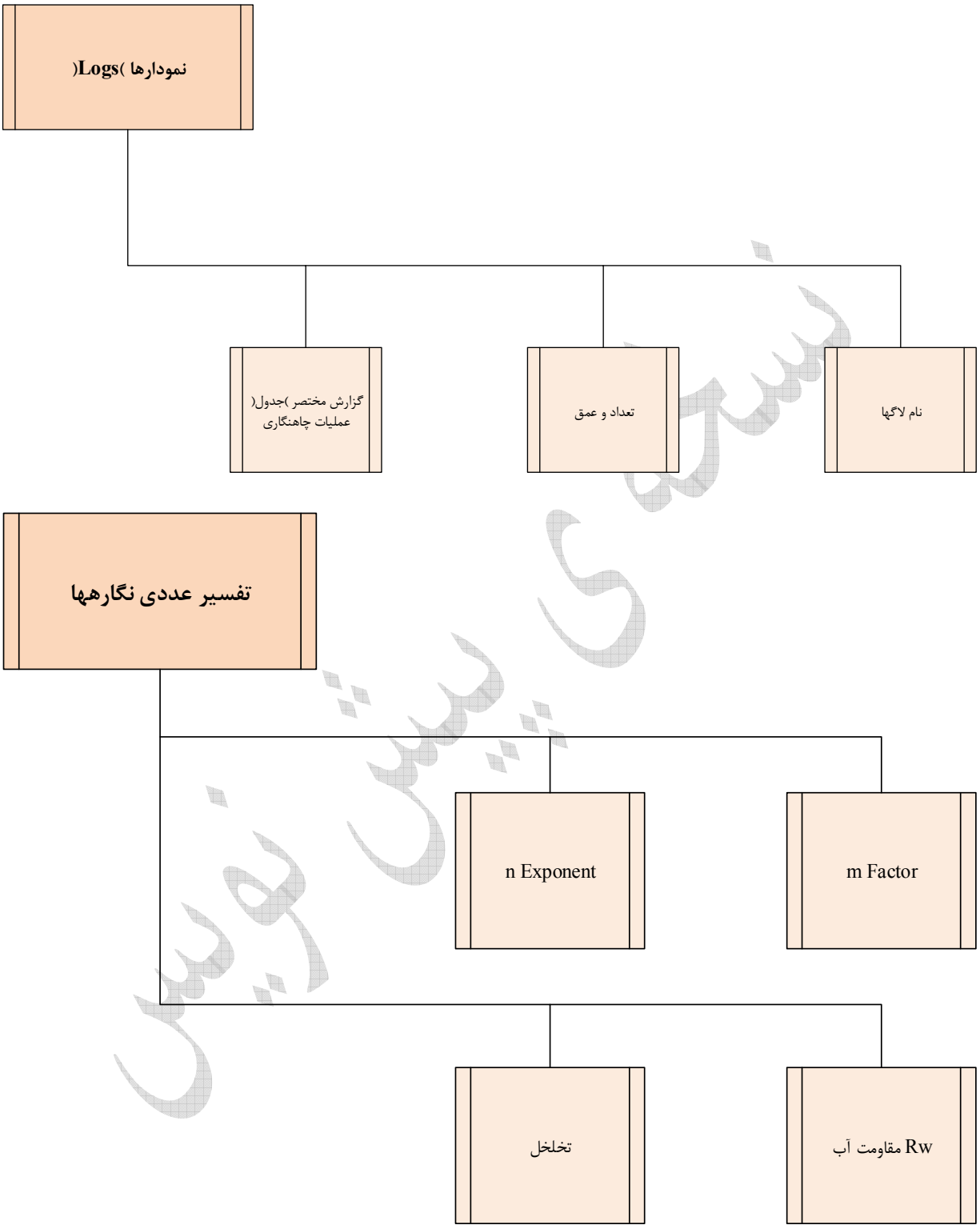


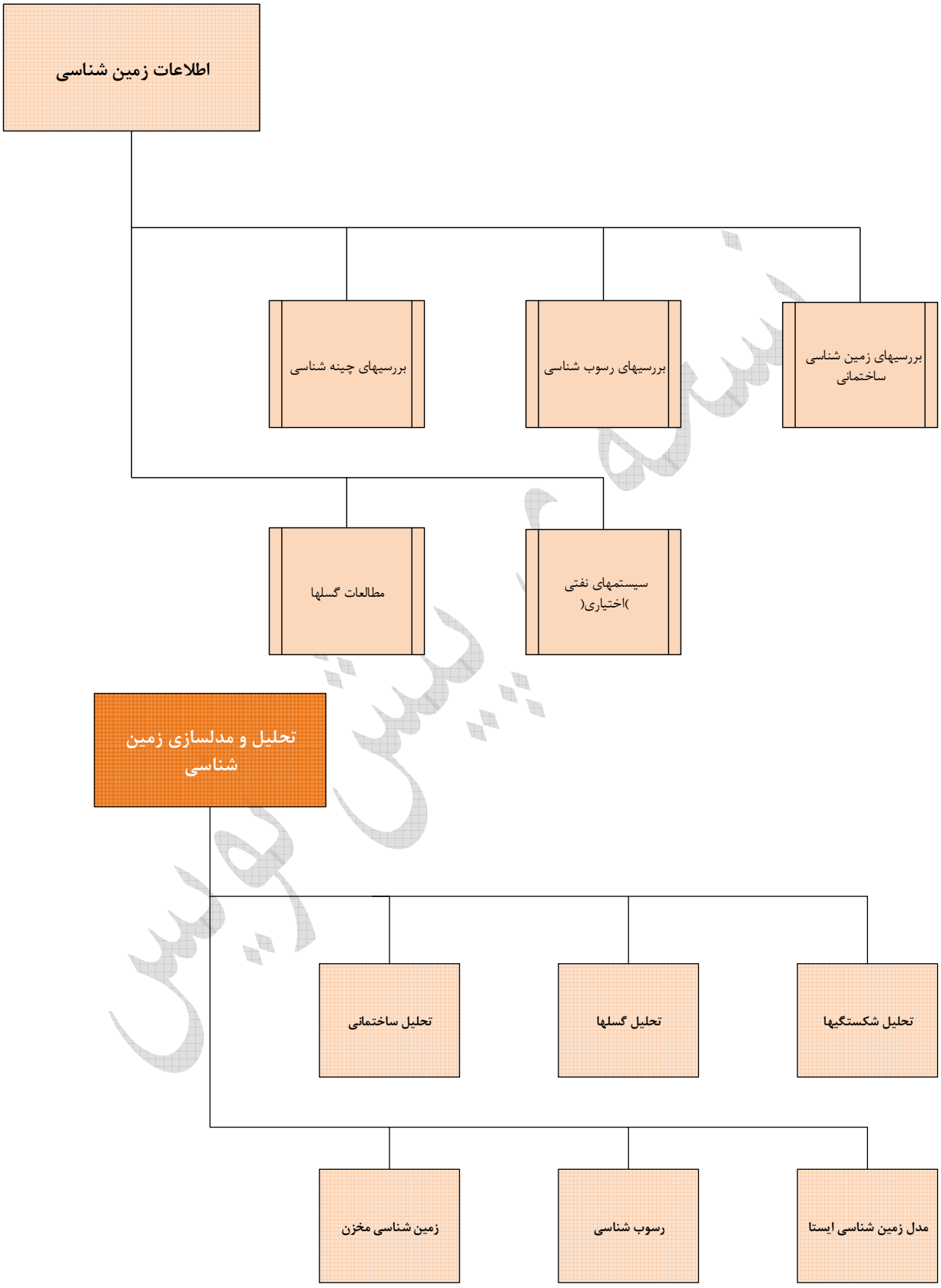
نسخه ی پیش نمایش

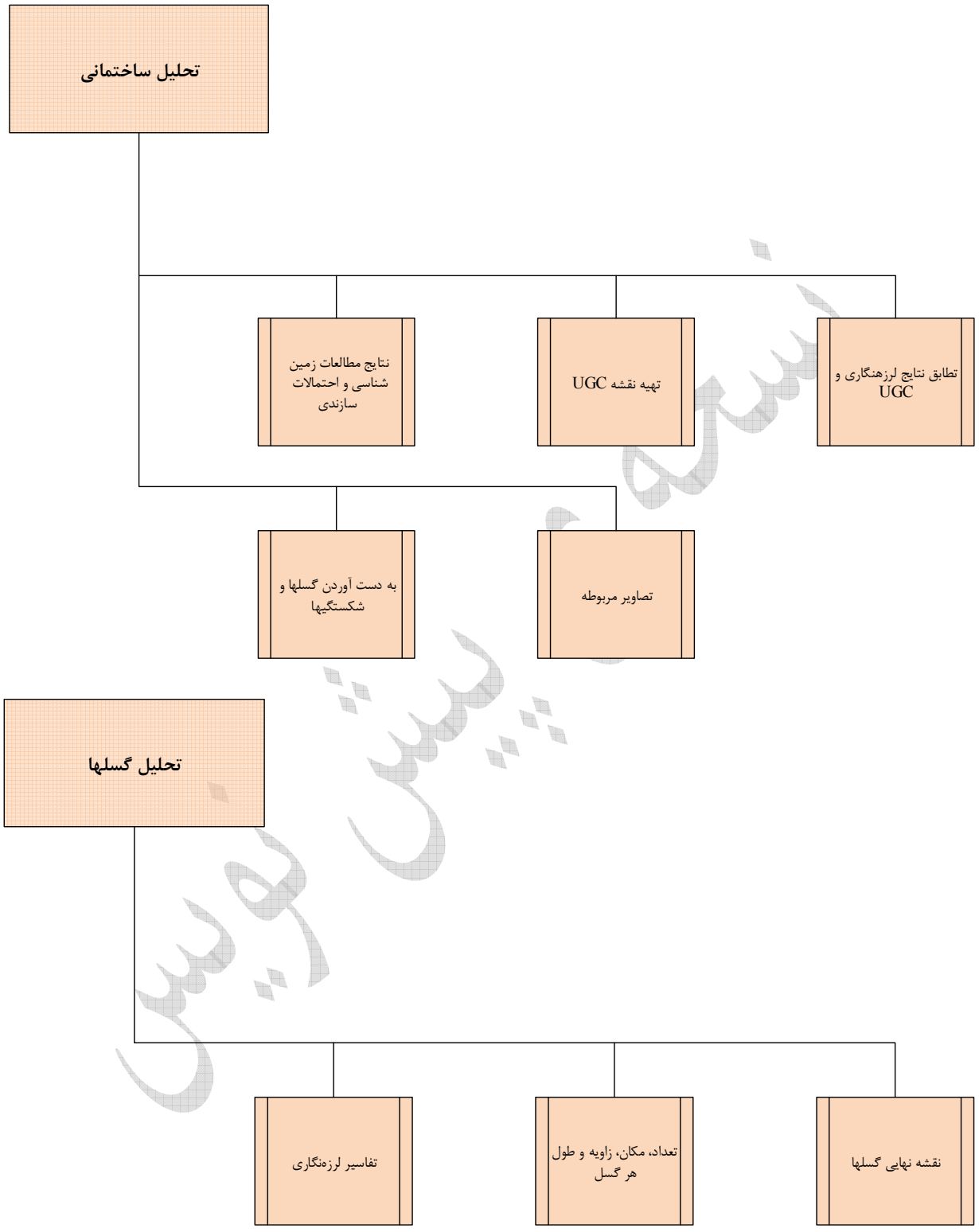

جمع آوری و بررسی داده
بررسی اطلاعات ژئوفیزیک
تهیه لیست دادههای مورد بررسی
تهیه لیست دادههای مورد بررسی
اطلاعات زمین شناسی
اطلاعات پتروفیزیک
تهیه لیست دادههای مورد بررسی
دادههای ژئوفیزیک
تعیین منبع دادهها
مشخص نمودن دادههایی که باید برداشت شوند
دادههای مهندسی مخزن
دادههای حفاری و زمین شناسی
دادههای پتروفیزیک

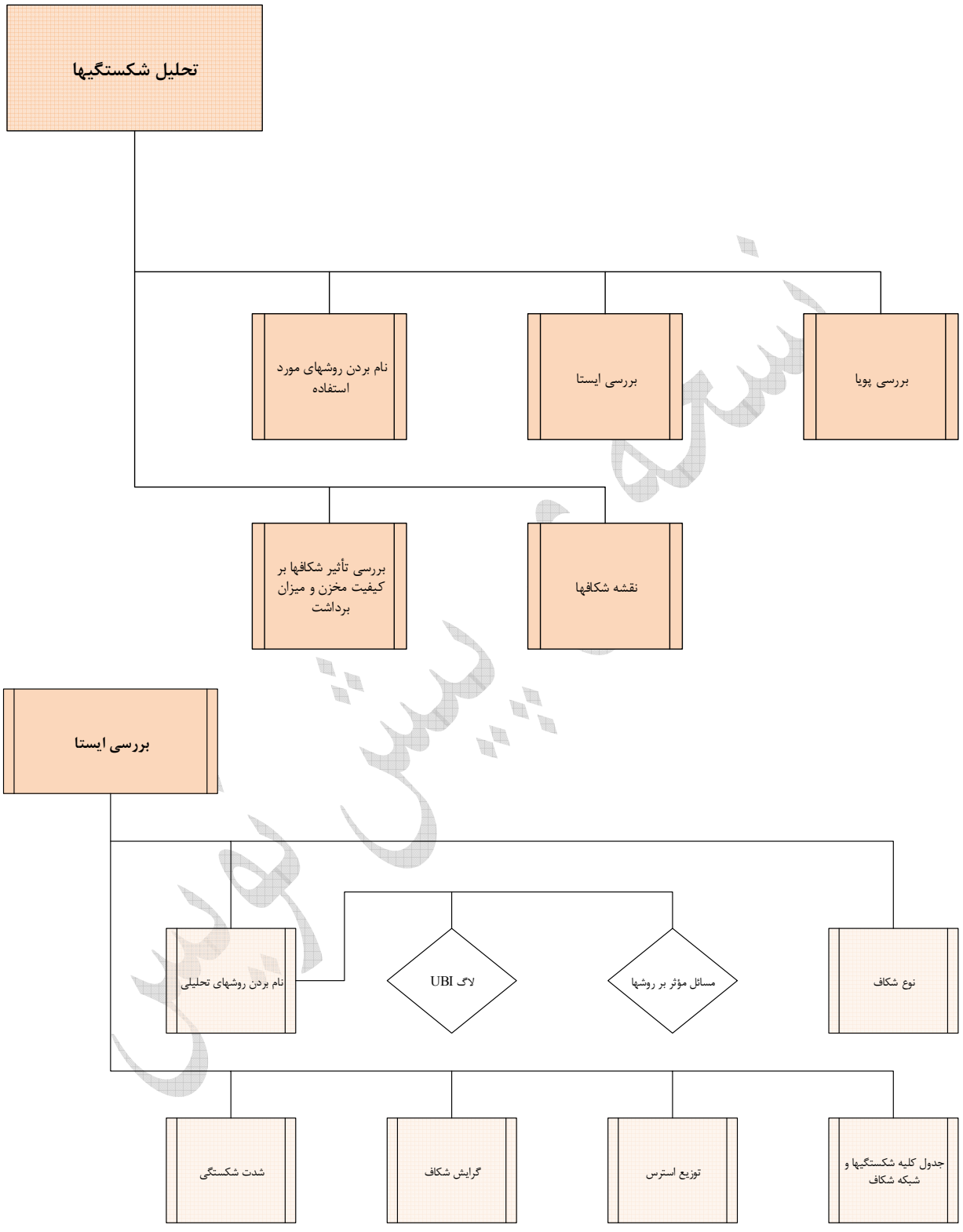

بررسی اطلاعات ژئوفیزیک
بررسی گسلها و افقهای مخزنی
کالیبراسیون چاه به لرزهنگاری
بررسی کیفیت زمان برداشت
بررسی دادههای Seismic و کنترل کیفی
نتایج بررسی ژئوفیزیک
وارونگی لرزهنگاری
چک کردن تغییرات عمق
چک کردن آنالیز سرعت

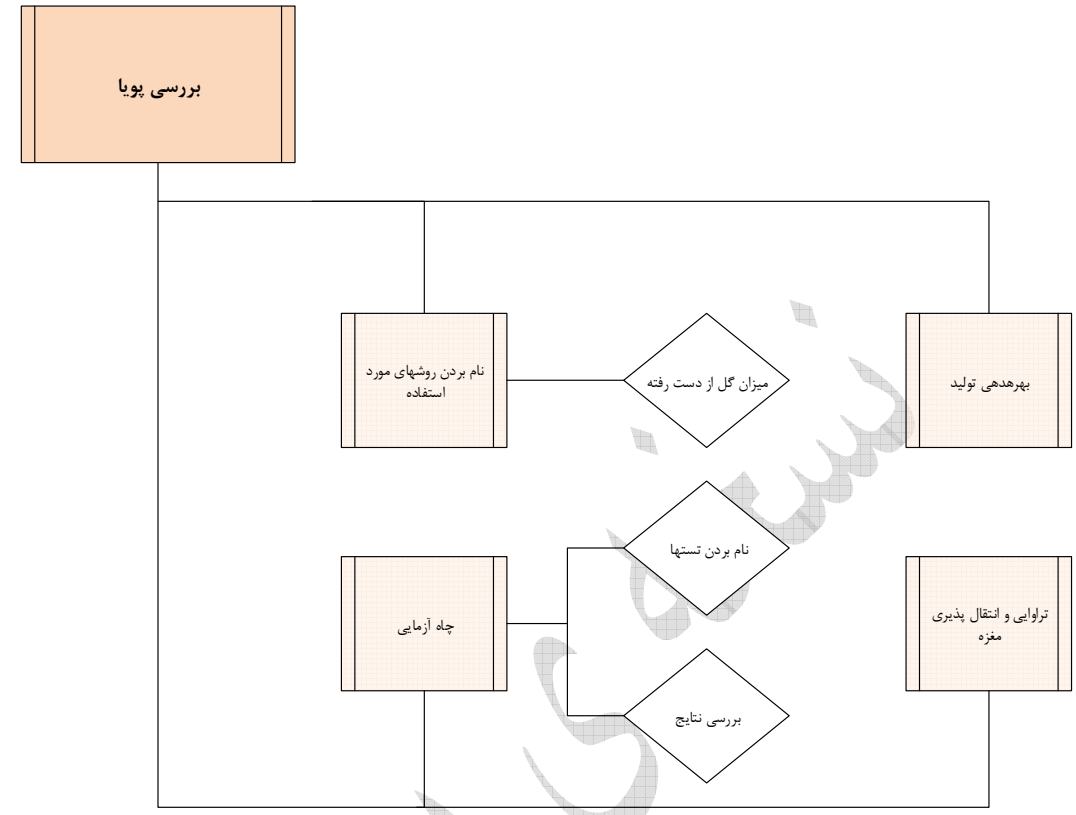

اطلاعات پتروفیزیک
بررسی تغییر عمق چاهها
عددی کردن نمودارهای از دست رفته
کنترل کیفی دادهها)بیان نرم افزار مورد استفاده(
نمودارها)Logs(
جداول میانگین دادههای پتروفیزیکی
مشخص نمودن مکان ارتباط سیالات
تفسیر عددی نگارهها
تصحیحات محیطی
نمودارهای Cross Plot و تحلیل آن
نمودار نتایج دادههای پتروفیزیکی و تفسیر آن

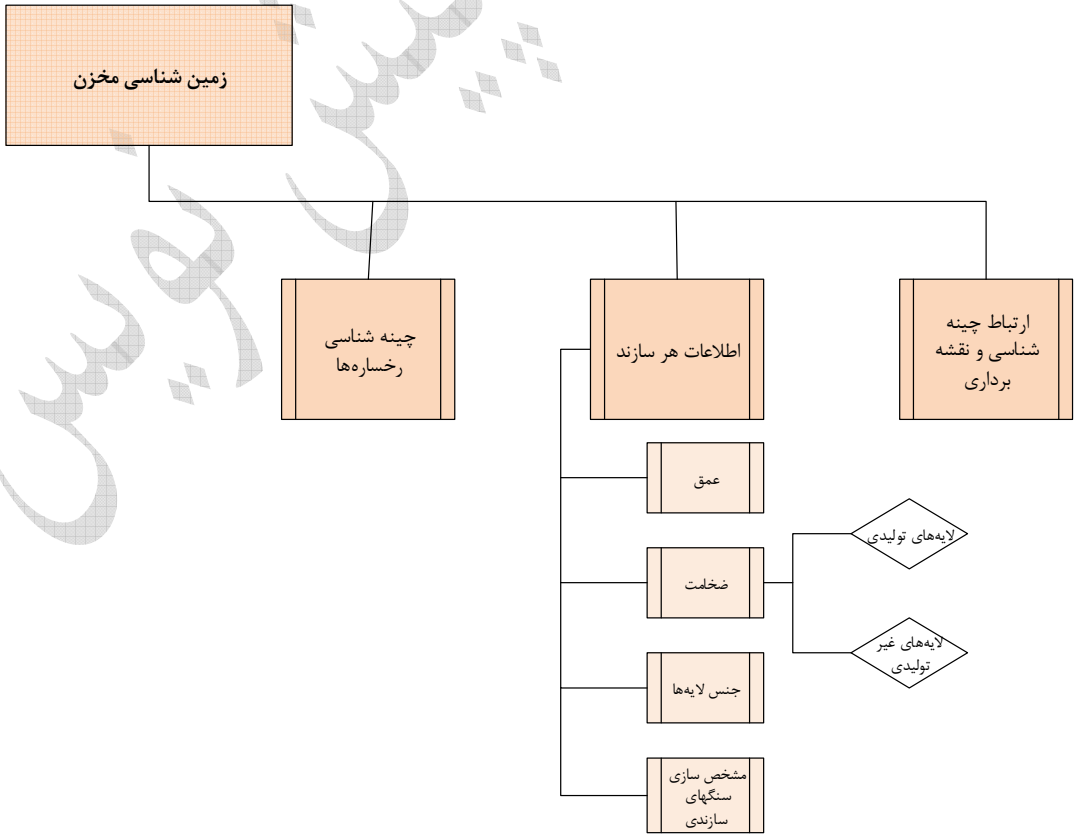

نمودارها)Logs(
نام لاگها
تعداد و عمق
گزارش مختصر)جدول(
عملیات چاهنگاری
تفسیر عددی نگارهها
m Factor
n Exponent
Rw مقاومت آب
تخلخل


اطلاعات زمین شناسی
بررسیهای چینه شناسی
بررسیهای رسوب شناسی
بررسیهای زمین شناسی ساختمانی
مطالعات گسلها
سیستمهای نفتی (اختیاری)
تحلیل و مدلسازی زمین شناسی
تحلیل ساختمانی
تحلیل گسلها
تحلیل شکستگیها
زمین شناسی مخزن
رسوب شناسی
مدل زمین شناسی ایستا

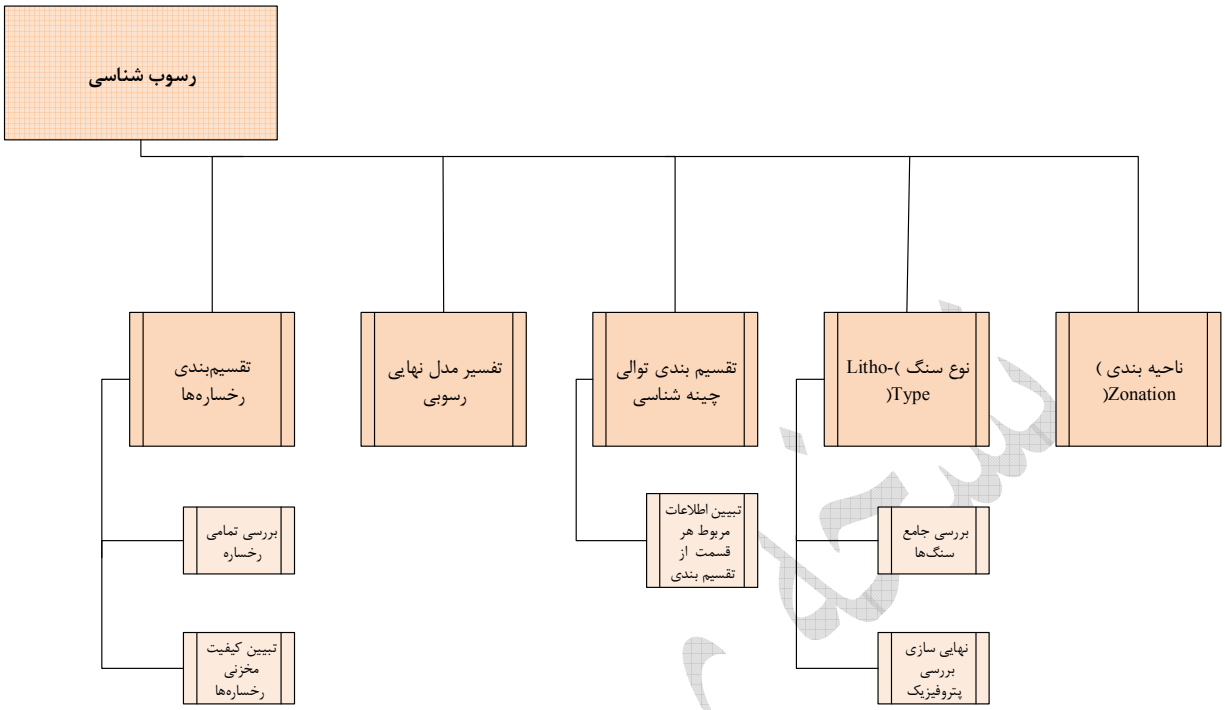

تحلیل ساختمانی
تطابق نتایج لرزهنگاری و UGC
تهیه نقشه UGC
نتایج مطالعات زمین شناسی و احتمالات سازندی
تصاویر مربوطه
به دست آوردن گسلها و شکستگیها
تحلیل گسلها
نقشه نهایی گسلها
تعداد، مکان، زاویه و طول هر گسل
تفاسیر لرزهنگاری

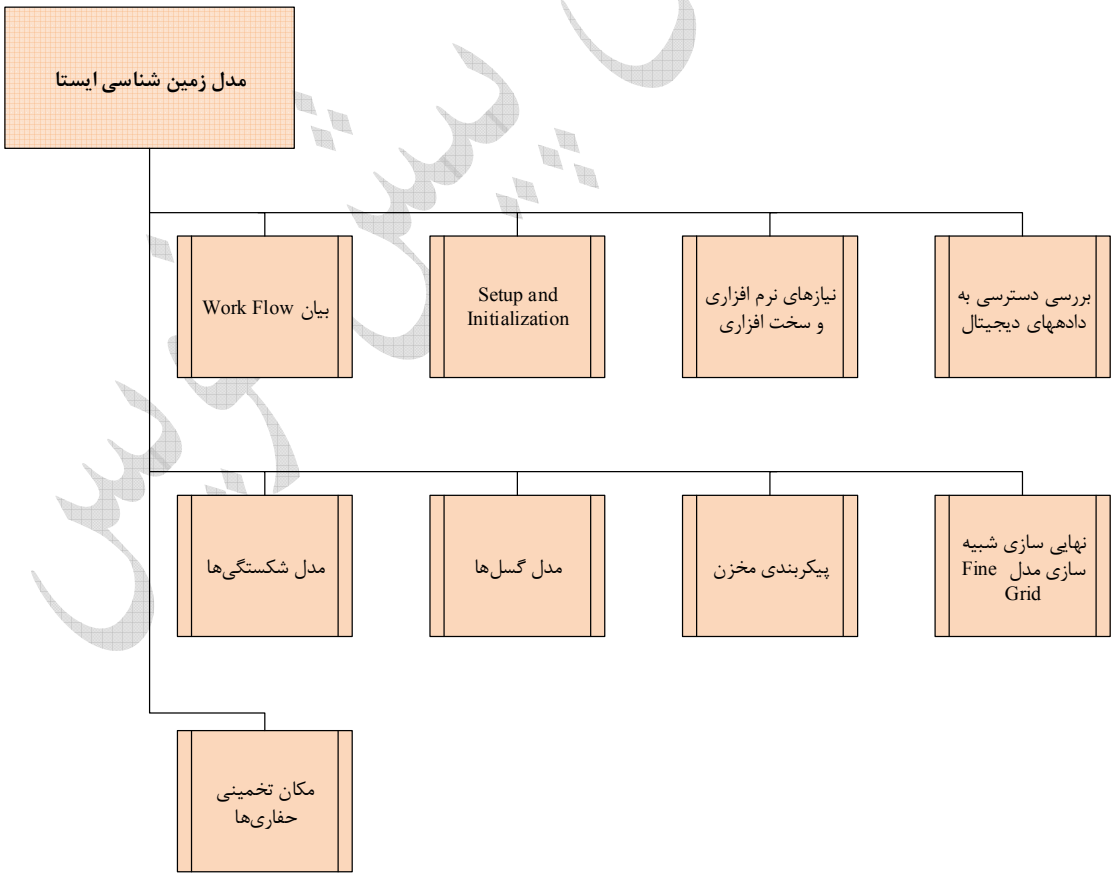

تحلیل شکستگیها
بررسی پویا
بررسی ایستا
نام بردن روشهای مورد استفاده
نقشه شکافها
بررسی تأثیر شکافها بر کیفیت مخزن و میزان برداشت
بررسی ایستا
نوع شکاف
مسائل مؤثر بر روشها
لاگ UBI
نام بردن روشهای تحلیلی
جدول کلیه شکستگیها و شبکه شکاف
توزیع استرس
گرایش شکاف
شدت شکستگی

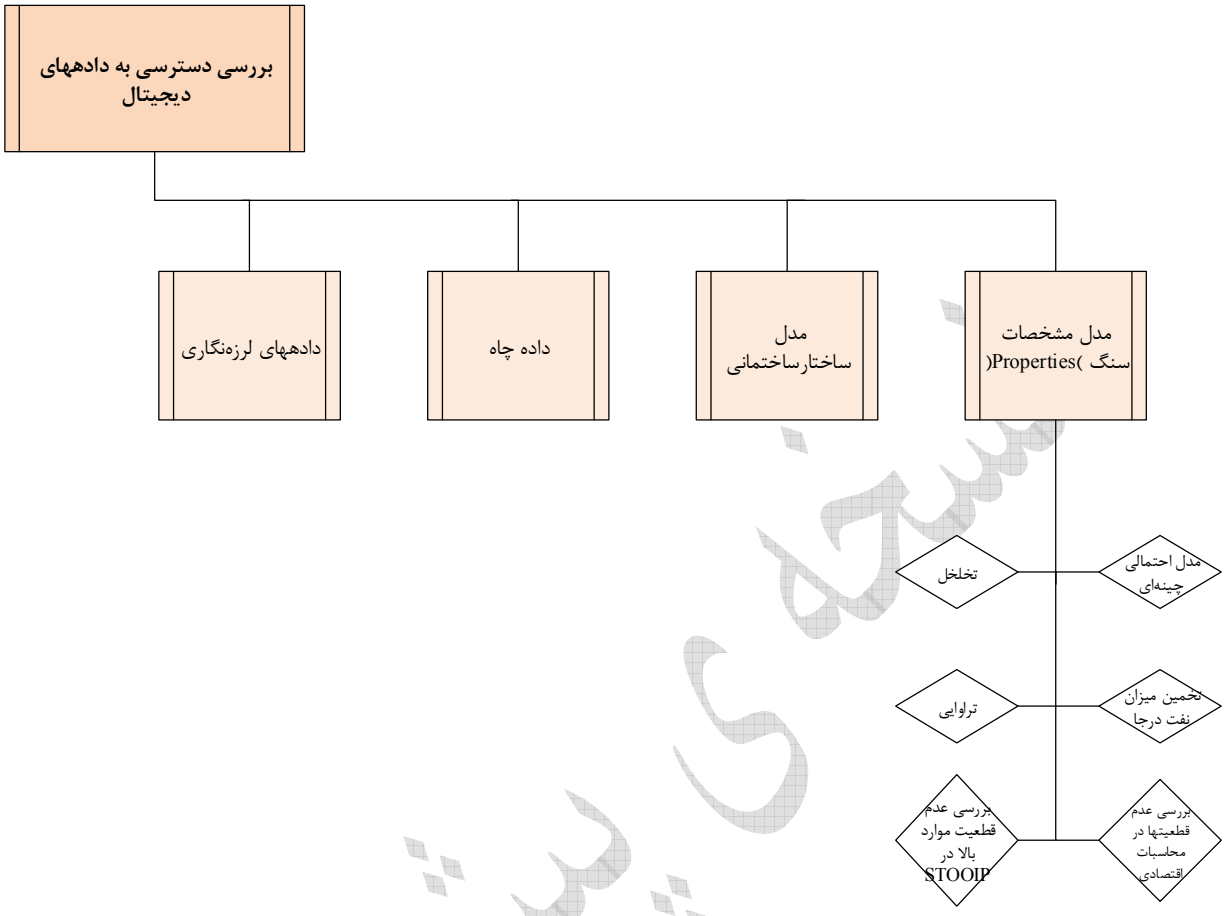


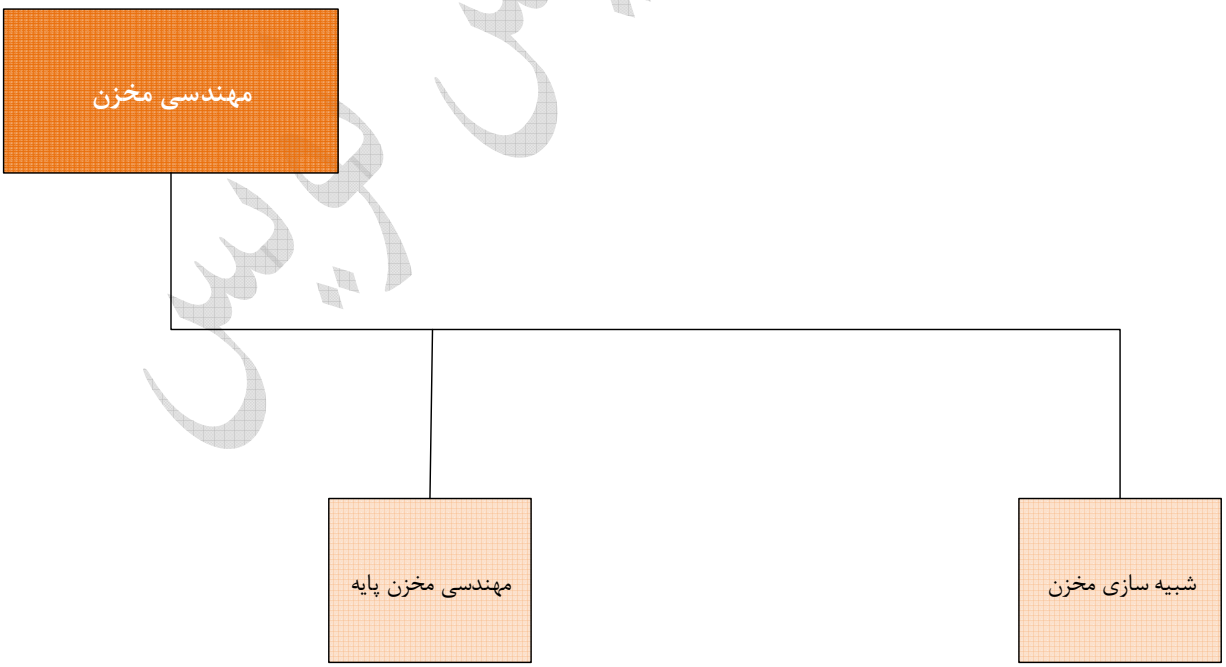


نسخه‌ی پیش پویش

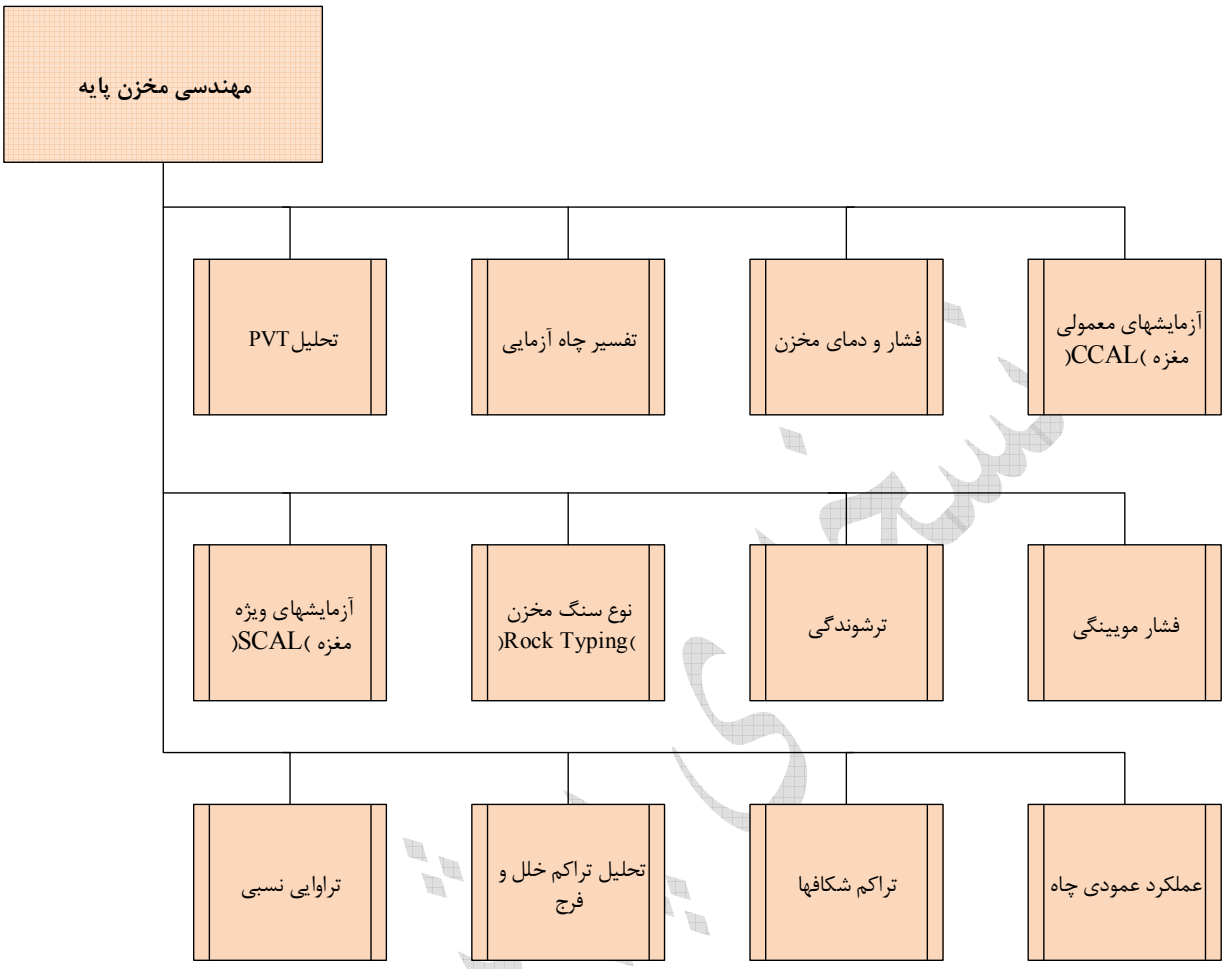

رسوب شناسی
ناحیه بندی (Zonation)
نوع سنگ (Litho-Type)
تقسیم بندی توالی چینه شناسی
تفسیر مدل نهایی رسوبی
تقسیم‌بندی رخساره‌ها
بررسی جامع سنگ‌ها
نهایی سازی بررسی پتروفیزیک
تبیین اطلاعات مربوط هر قسمت از تقسیم بندی
بررسی تمامی رخساره
تبیین کیفیت مخزنی رخساره‌ها

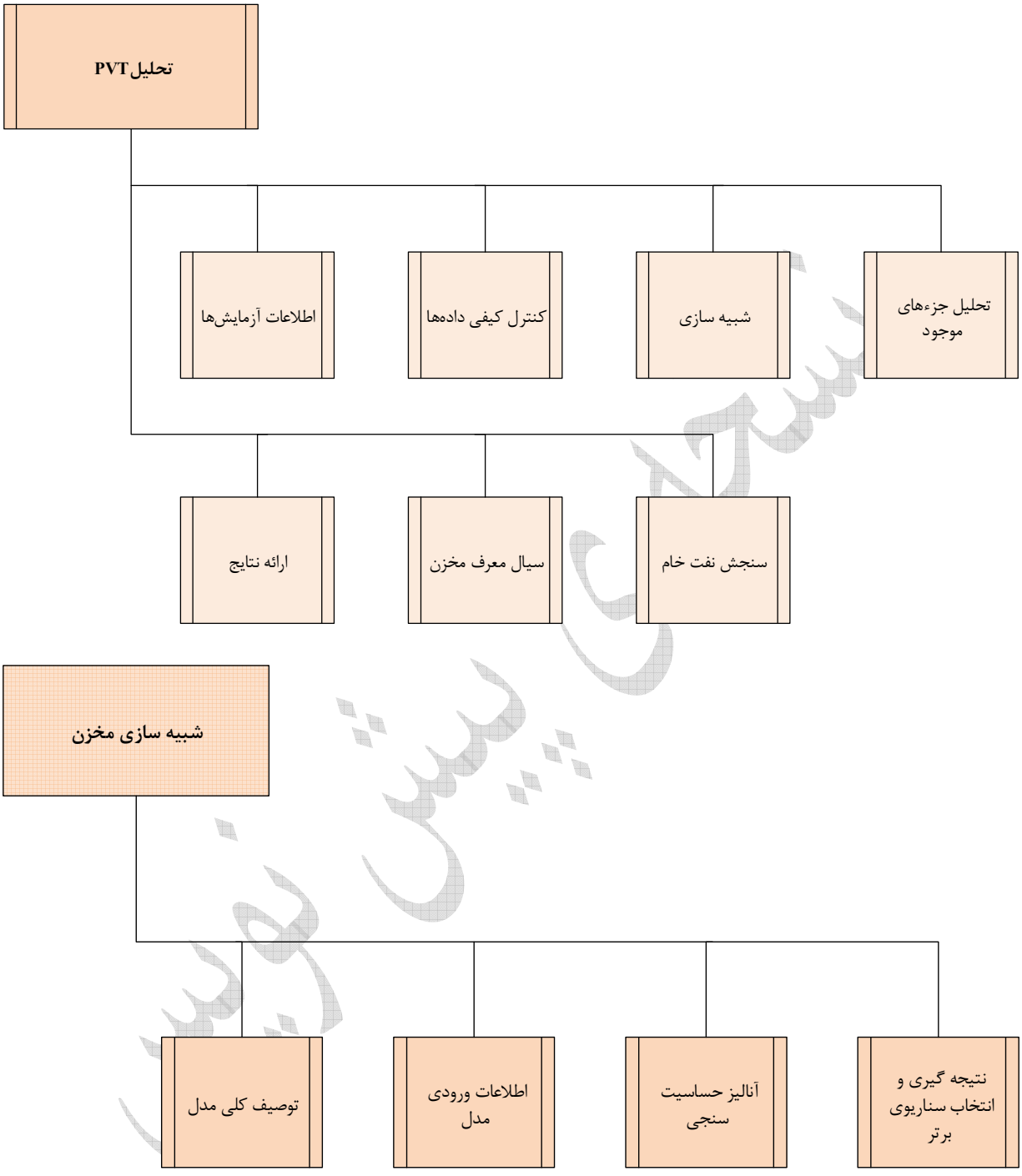

مدل زمین شناسی ایستا
بررسی دسترسی به دادههای دیجیتال
نیازهای نرم افزاری و سخت افزاری
Setup and Initialization
بیان Work Flow
نهایی سازی شبیه سازی مدل Fine Grid
پیکربندی مخزن
مدل گسل‌ها
مدل شکستگی‌ها
مکان تخمینی حفاری‌ها

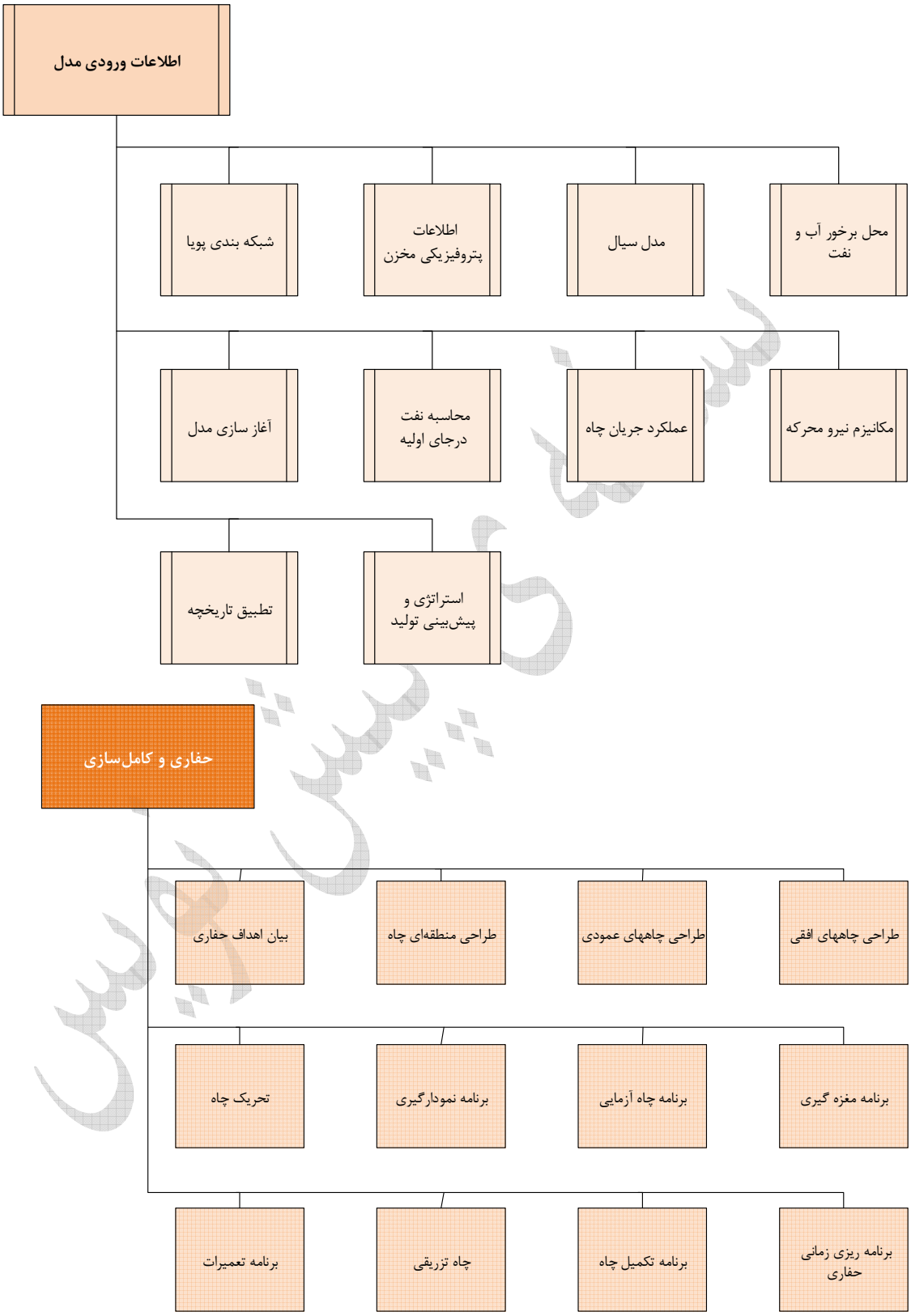


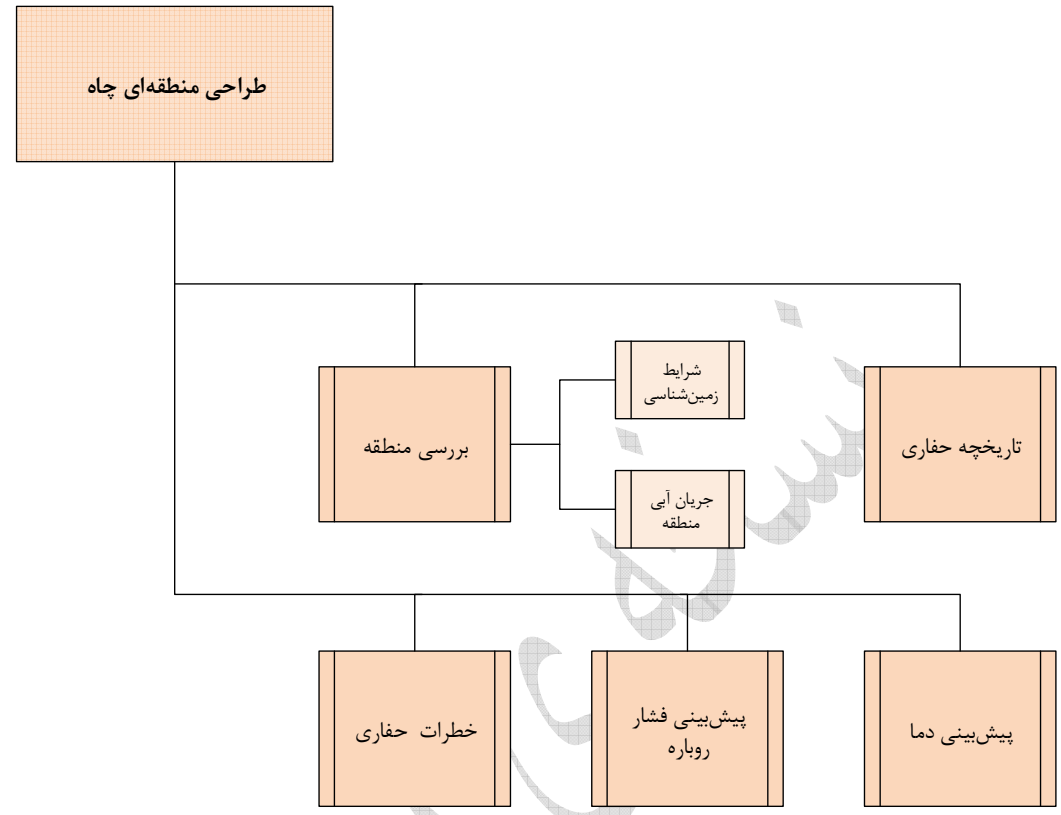


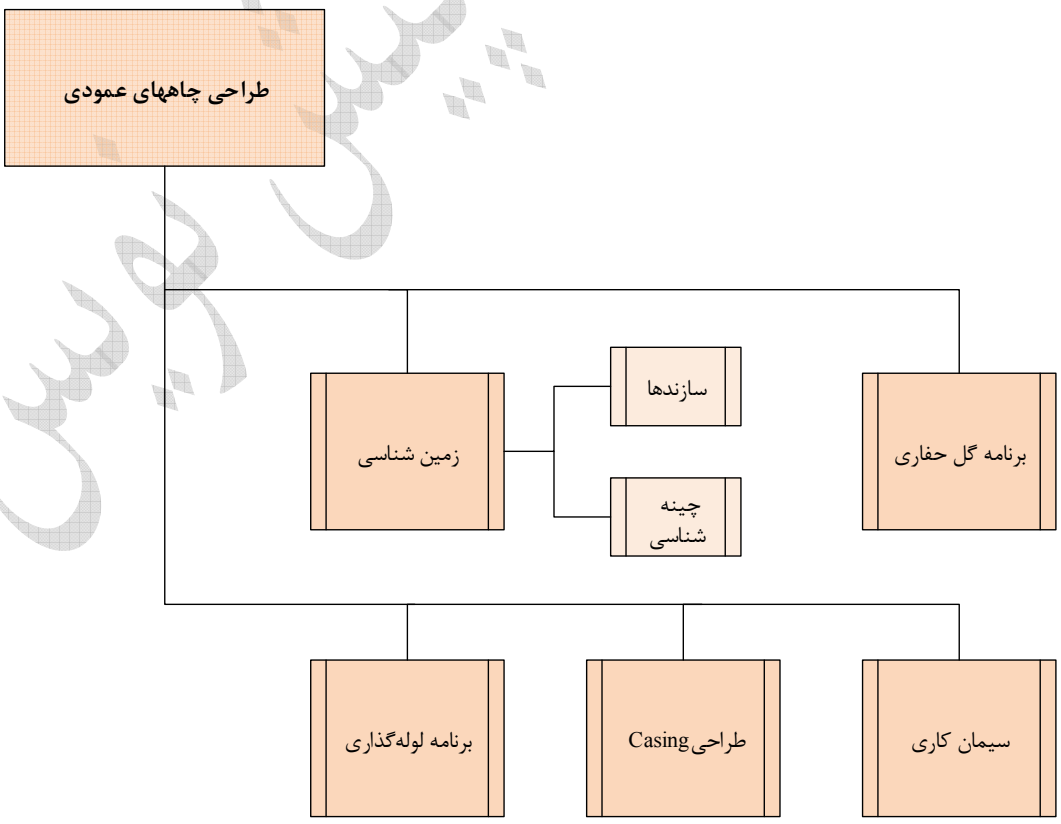
نسخه ی پیش فرض

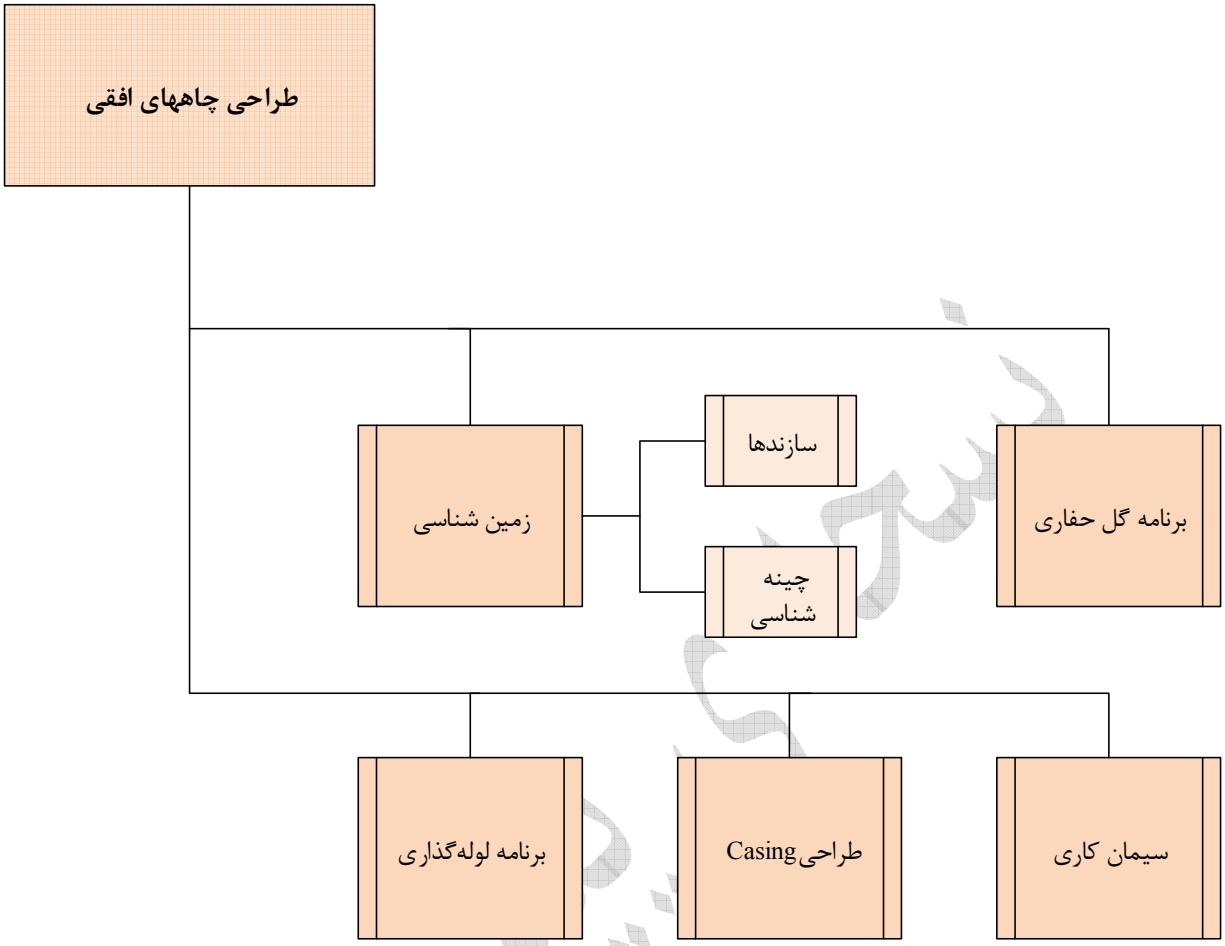

مهندسی مخزن پایه
آزمایشهای معمولی مغزه (CCAL)
فشار و دمای مخزن
تفسیر چاه آزمایی
تحلیل PVT
فشار مویینگی
ترشوندگی
نوع سنگ مخزن (Rock Typing)
آزمایشهای ویژه مغزه (SCAL)
عملکرد عمودی چاه
تراکم شکافها
تحلیل تراکم خلل و فرج
تراوایی نسبی

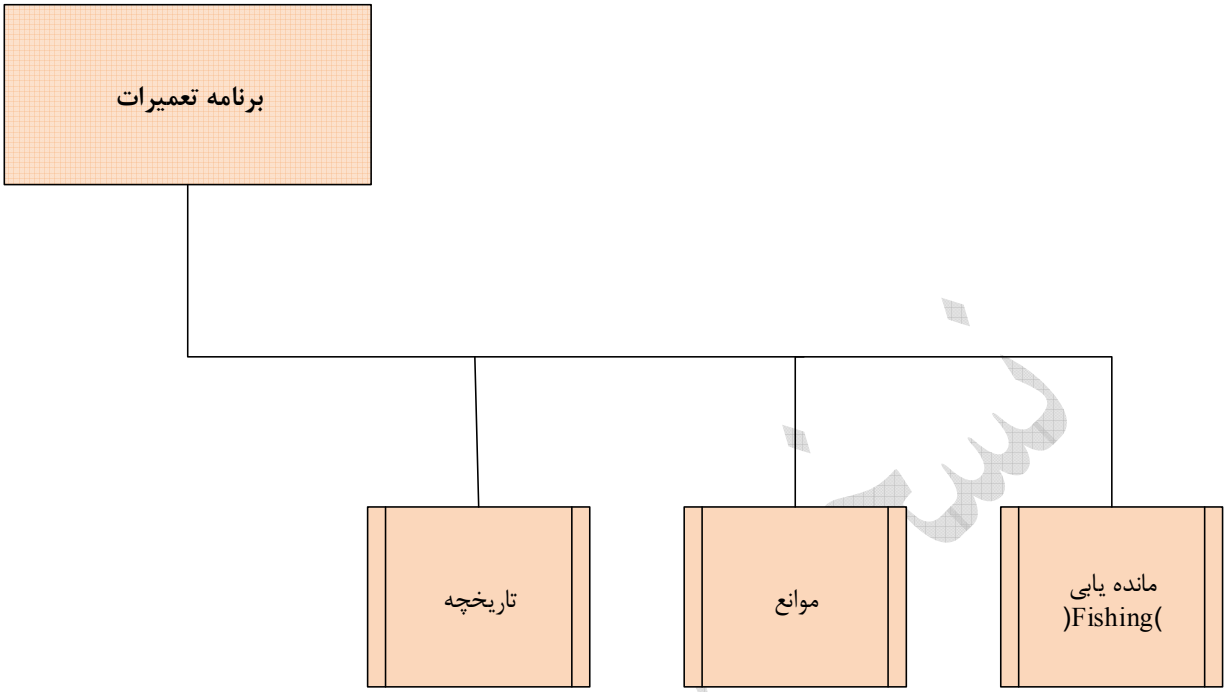

تحلیل PVT
تحلیل جزءهای موجود
شبیه سازی
کنترل کیفی داده‌ها
اطلاعات آزمایش‌ها
سنجش نفت خام
سیال معرف مخزن
ارائه نتایج
شبیه سازی مخزن
نتیجه گیری و انتخاب سناریوی برتر
آنالیز حساسیت سنجی
اطلاعات ورودی مدل
توصیف کلی مدل

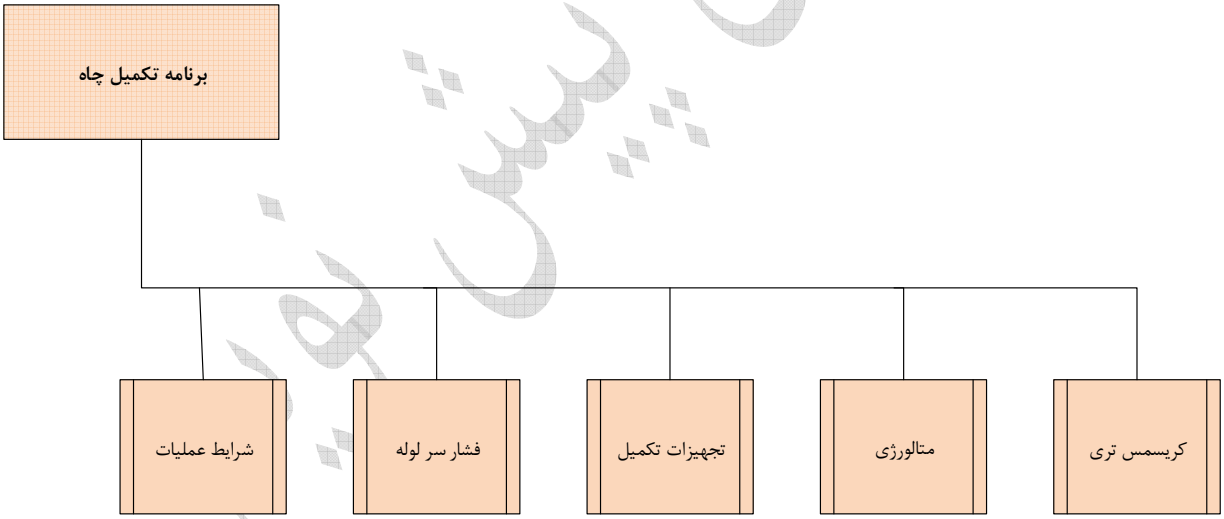

اطلاعات ورودی مدل
محل برخور آب و نفت
مدل سیال
اطلاعات پتروفیزیکی مخزن
شبکه بندی پویا
مکانیزم نیرو محرکه
عملکرد جریان چاه
محاسبه نفت درجای اولیه
آغاز سازی مدل
استراتژی و پیش‌بینی تولید
تطبیق تاریخچه
حفاری و کامل‌سازی
طراحی چاههای افقی
طراحی چاههای عمودی
طراحی منطقه‌ای چاه
بیان اهداف حفاری
برنامه مغزه گیری
برنامه چاه آزمایی
برنامه نمودارگیری
تحریک چاه
برنامه ریزی زمانی حفاری
برنامه تکمیل چاه
چاه تزریقی
برنامه تعمیرات

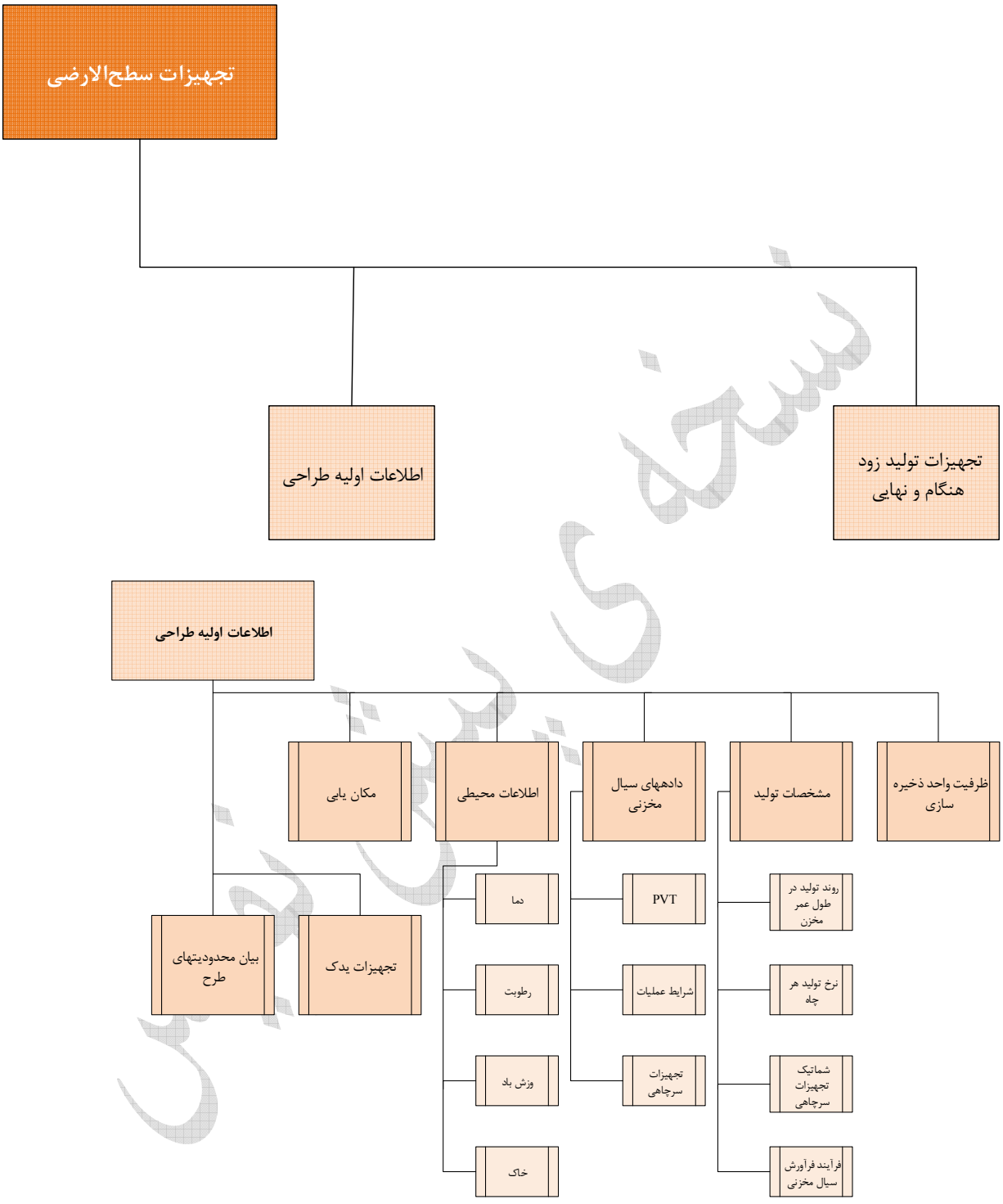

طراحی منطقه‌ای چاه
بررسی منطقه
شرایط زمین‌شناسی
جریان آبی منطقه
تاریخچه حفاری
خطرات حفاری
پیش‌بینی فشار روباره
پیش‌بینی دما

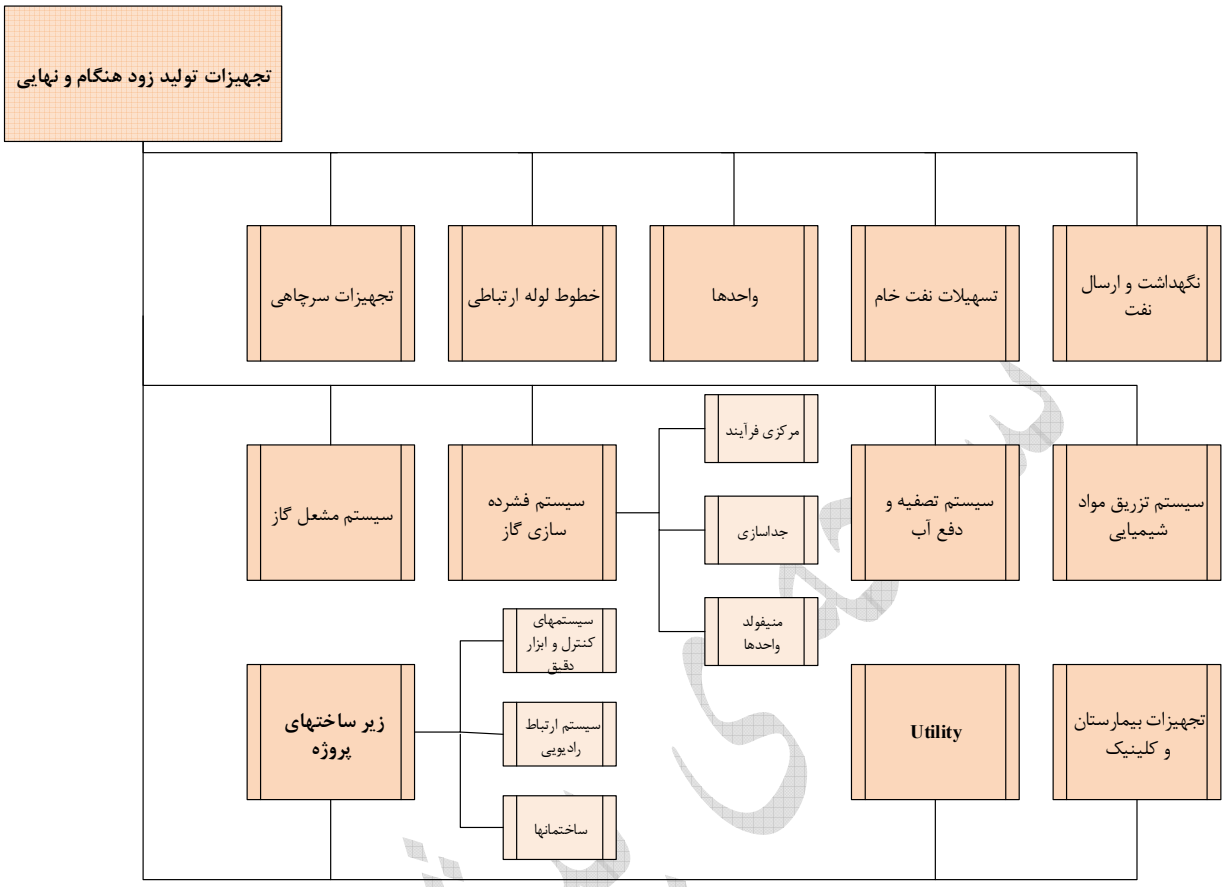

طراحی چاههای عمودی
زمین شناسی
سازندها
چینه شناسی
برنامه گل حفاری
برنامه لوله‌گذاری
طراحی Casing
سیمان کاری


طراحی چاههای افقی
زمین شناسی
سازندها
چینه شناسی
برنامه گل حفاری
برنامه لوله‌گذاری
طراحیCasing
سیمان کاری


برنامه تعمیرات
تاریخچه
موانع
مانده یابی
)Fishing(


برنامه تکمیل چاه
شرایط عملیات
فشار سر لوله
تجهیزات تکمیل
متالورژی
کریسمس تری


تجهیزات سطح‌الارضی
اطلاعات اولیه طراحی
تجهیزات تولید زود هنگام و نهایی
اطلاعات اولیه طراحی
مکان یابی
اطلاعات محیطی
داده‌های سیال مخزنی
مشخصات تولید
ظرفیت واحد ذخیره سازی
بیان محدودیتهای طرح
تجهیزات یدک
دما
رطوبت
وزش باد
خاک
PVT
شرایط عملیات
تجهیزات سرچاهی
روند تولید در طول عمر مخزن
نرخ تولید هر چاه
شماتیک تجهیزات سرچاهی
فرآیند فرآورش سیال مخزنی



فهرست منابع

١. Abdus Sattar, G. C. T. (١٩٩٤). *Integrated Petroleum Reservoir Management: A Team Approach*. Tulsa, Oklahama: PennWell.

٢. Energy, D., & IOOC. (٢٠٠٩). *Master Plan For Soroush Oil Field Development*.

٣. Energy, D., & NIOC-PEDEC. (٢٠١٢). *Changuleh Oil Field Master Development Plan*.

٤. Hite, J. R., Avasthi, S., & Bondor, P. L. (٢٠٠٥). Planning Successful EOR Projects. *Journal of Petroleum Technology,* ٥٧(٠٣), ٢٨-٢٩.

٥. Hite, J. R., & Bondor, P. L. (٢٠٠٤). *Planning EOR Projects.* Paper presented at the SPE International Petroleum Conference in Mexico.

٦. Manrique, E. J., Thomas, C. P., Ravikiran, R., Izadi Kamouei, M., Lantz, M., Romero, J. L., & Alvarado, V. (٢٠١٠). *EOR: current status and opportunities.* Paper presented at the SPE improved oil recovery symposium.

٧. Mian, M. A. (.(٢٠٠٢*Project Economics and Decision Analysis* (٢ed. Vol. ١). USA: PennWell Corps.

٨. NIOC-PEDEC, Co., S. J., & ECL. (.(٢٠٠٢

٩. Petro-Canada, & Oil, H. (٢٠٠١). *White Rose Oilfield Development Plan*.

١٠.PetroField, & POGC. (٢٠٠٨). *Golshan and Ferdowsi Gas Field Development*.
١١.Satter, A., & Thakur, G. C. (١٩٩٤). *Integrated petroleum reservoir management: a team approach*: PennWell Books.
١٢.Shell, & NIOC. (٢٠١٣a). *Nowrooz SDR & Review*.
١٣.Shell, & NIOC. (٢٠١٣b). *Soroush SDR & review*.

نسخه ی پیش نویس