زمین شناسی نفت

Oil geology

تهیه و تنظیم :

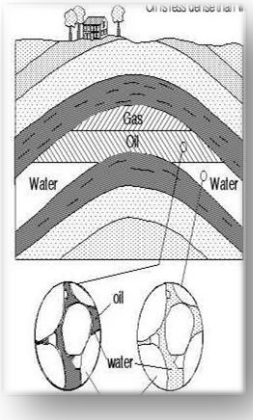
جابر طاهری شکیب

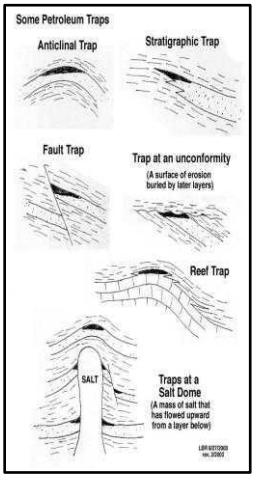
دانشجوی کارشناسی ارشد

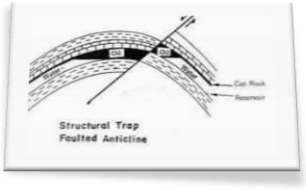
مهندسی نفت – حفاری و بهره برداری

Weblog : Www.Arshadnaft85.Blogfa.Com

Email : T.Sh_Jaber@Yahoo.Com **Telephone:09394703265**







www.arshadnaft85.blogfa.com

۱- پیدایش و گسترش نفت

نفت در تمام طبقات زمین از پرکامبرین تا عهد حاضر وجود دارد. ولی گسترش و تراکم آن در همه‌جا یکسان نیست. شرایط لازم و کافی برای تشکیل و تجمع نفت در یک منطقه عبارتند از ویژگی‌های زمین‌شناسی مانند طبقات مولد نفت سنگ‌های مخزن و ساختارهای لازم برای تجمع نفت. هیچ‌گونه محدودیتی از لحاظ جغرافیایی برای تشکیل مخازن و ذخیره‌ی نفتی وجود ندارد. در بعضی از سنگ‌های یک منطقه، به مقدار خیلی کم پیدا می‌شود، به طوری که حجم آن نسبت به حجم طبقه در برگیرنده‌ی فقط درصد کوچکی را تشکیل می‌دهد. در حالی‌که در طبقات و رسوبات مناطق دیگر، ممکن است مقادیر بسیار قابل ملاحظه‌ای از نفت وجود داشته باشد. بعضی از ذخیره‌های نفتی در سطح زمین ظاهر می‌شوند. ولی آنچه که از نظر اکتشاف و استخراج حائز اهمیت است، نفت‌هایی می‌باشند که در زیرزمین در داخل طبقات در برگیرنده، محبوس و محفوظ مانده‌اند.

۱-۱- تقسیم‌بندی مناطق از لحاظ پتانسیل نفتی

از نظر پتانسیل نفتی، مناطق مختلف را به سه گروه تقسیم می‌نمایند که عبارتند از:

۱- مناطق غیرمحتمل: مناطقی هستند که فقط از سنگ‌های آذرین، متامرفیک و یا رسوبات غیردریایی که فاقد مواد آلی هستند، تشکیل شده است. افزون بر این، مناطق بسیار قدیمی مربوط به کامبرین و قبل از آن، ولو آنکه در معرض رویدادهای آتشفشانی و متامرفیسم هم قرار نگرفته باشند، به علت محدودیت ارگانیسم‌های زنده جزء مناطق غیرمحتمل منظور می‌گردند. در ایران، اطراف مناطق آتشفشانی و متامرفیک نظیر امتداد محور سنندج – سیرجان در قسمت‌های شرقی و جنوب شرقی کشور مثل جنوب خراسان و حواشی کویر لوت، آذربایجان در اطراف سهند و سبلان و سایر مناطقی که سپرهای کامبرین گسترش دارند، از جمله مناطق غیرمحتمل از نظر

www.arshadnaft85.blogfa.com

پتانسیل‌های نفتی کشور در نظر گرفته می‌شوند.

۲- مناطق محتمل: مناطقی هستند که رسوبات دریایی در آن‌ها شناخته شده‌اند و عواملی که با تشکیل و تجمع نفت مغایرت داشته باشند، در آن‌ها دیده نمی‌شوند ولی به علت محدود بودن فعالیت‌های اکتشافی وجود نفت به طور قاطع و صد درصد تأیید نشده است. جنوب دریای خزر در ایران جزو این مناطقی است که وجود نفت در میدان‌های نفتی غنی قفقاز در مغرب و میدان‌های مستقل گاز در ترکمنستان در شمال خزر و بهره‌برداری از نفت شمال خزر موید این نکته‌اند.

۳- مناطق قطعی نفت: مناطقی هستند که از هر جهت برای تشکیل و ذخیره‌ی مواد هیدروکربنی مناسب بوده و این مواد در آن‌ها کشف و شناخته شده‌اند. ضخامت زیاد رسوبات دریایی و شرایط مناسب ساختمانی و چینه‌شناسی، همه مؤید وجود نفت در آن مناطق می‌باشند. در این مناطق وجود هیدروکربن و میزان آن توسط حفاری‌های متعدد و بررسی‌های تکمیلی مخزن به اثبات رسیده است. حوضه‌ی زاگرس در جنوب و غرب، کپه داغ در شمال شرق ایران، اطراف قم در شمال مرکز ایران جزو این مناطق هستند.

۱-۲- شکل گسترش نفت

توده‌های نفتی بر حسب آنکه در سطح زمین ظاهر شوند و یا در داخل طبقات زیرزمینی مدفون و محبوس شده باشند به دو گروه گسترش‌های سطحی و زیرزمینی تقسیم می‌شوند.

۱-۲-۱- گسترش‌های سطحی

نفت از راه‌های گوناگون به اشکال مختلف به سطح زمین می‌رسد. مواد نفتی در محل‌های مساعد از طریق شکستگی‌ها و بازشدگی به سطح زمین می‌رسند و بر آن جاری می‌شوند که از آن‌جا گسترش‌های سطحی گاز یا مایع را تشکیل می‌دهند و اگر اجسام آلی در لابه‌لای درز و شکاف و ترک طبقات تغییر شکل یافته و سخت شده

www.arshadnaft85.blogfa.com

باشند به صورت گسترش سطحی جامد ظاهر می‌شوند. معمولاً در هر گسترش سطحی، دو یا چند نوع از عوامل فوق وجود دارند.

۱-۲-۱-۱- گسترش‌های سطحی به صورت مایع و گاز

در این نوع گسترش‌های سطحی مواد هیدروکربنی به صورت مایع و گاز، همراه با مواد تخریب‌یافته سر راه به سطح می‌رسند که به صورت‌های زیر مشاهده می‌شوند:

الف- چشمه‌های نفتی: اکثر چشمه‌های نفتی، بر اثر خروج تدریجی نفت از یک مخزن اصلی که نسبتاً نزدیک به سطح زمین قراردارد، تشکیل می‌شوند و یا آنکه از توده‌های نفتی‌ای منشأ می‌گیرند که در اثر گسل خوردگی‌ها و یا شکستگی‌ها، از مخزن اصلی جدا شده و در محل دیگری، به صورت مخازن فرعی، جمع و انباشته شده‌اند. میدان نفتی مسجد سلیمان نمونه‌ای از این چشمه‌های نفتی است.

چشمه‌های نفتی به ندرت با مخازن زیر زمینی نفت ارتباط دارند و ارتباطی بین این قبیل نشانه‌های سطحی و مخازن اصلی نفت نمی‌توان در نظر گرفت و فقط شواهدی بر وجود نفت در منطقه هستند. معمولاً از این چشمه‌ها، نفت و یا گاز همراه آب خارج می‌شود. در این حالت نفت روی آب شناور است و گاز متصاعد شده هم در هوا پراکنده می‌شود.

نکته: بعضی از چشمه‌های نفتی دارای اهمیت اقتصادی می‌باشند، مثل مناطقی نظیر نفت شهر، تنگ‌بیجا، دشت لالی، مسجد سلیمان، دره خرسون، میدان نفتون در ایران.

ب- گل‌فشان‌ها و جریان‌های گلی: گل فشان‌ها گازهای پر فشار در حال فورانی هستند که همراه آب، گل، خرده سنگ‌ها و گاهی اوقات هم نفت مایع، از مجاری‌ای که به سطح زمین راه باز کرده‌اند، خارج می‌شوند

www.arshadnaft85.blogfa.com

و معمولاً در مناطقی گسترش می‌یابند که طبقات زیرزمینی از رسوبات تخریبی کم مقاومت و به هم ناپیوسته مثل گراول، ماسه ، سیلت و رس، تشکیل شده باشند.

نکته: رسوبات فوق در دوران سوم به طور نسبی، توسعه‌ی بیشتر ی دارند.

نکته: فشار زیاد خروج گل فشان‌ها موجب ایجاد چین‌های دیابیری سطحی و کوچک در مقیاس منطقه می‌شود.

نکته: شباهت مکانیسم گل‌فشان‌ها به فورانی آتشفشانی باعث شده است که به آن‌ها آتشفشان‌های رسوبی بگویند. گل‌فشان‌ها هم مانند چشمه‌های نفتی می‌توانند در مطالعات اکتشافی به عنوان راهنما و دلیل کافی بر وجود مخازن نفت و گاز منظور شوند. معمولاً در اثر فوران گاز و فشار گل‌فشان‌ها، به هم خوردگی و جابه‌جایی تکتونیکی طبقات زیرزمین هم اتفاق می‌افتد.

۱-۲-۱-۲- گسترش‌های سطحی جامد

مواد نفتی جامد و واجد شرایط اقتصادی هم در طبیعت یافت می‌شوند. در پاره‌ای از موارد این نوع گسترش‌های سطحی به صورت مایعات بسیار غلیظ و گاهی هم به شکل خمیری دیده می‌شوند، این قبیل نفت‌ها تحت نام‌های تار، آسفالت، موم، پیچ و قیرهای سخت و شکننده می‌باشند. انواع گسترش‌های سطحی جامد عبارتند از:

الف- نفت‌های جامد پراکنده: نفت آغشته به مواد رسوبی در مجاورت اتمسفر به تدریج اکسید شده و سخت می‌شود. این مواد یا در حوضه‌های رسوبی با سایر مواد ته نشین شده محفوظ شده و نهشته می‌گردند و یا آن‌که در ابتدا به صورت نفت مایع وارد رسوبات شده و ضمن هوازدگی جامد و سخت می‌شوند که نوع اول را گسترش‌های سطحی اولیه و نوع دوم را گسترش‌های سطحی تغلیظ شده گویند.

نکته: منشأ نفت‌های جامد می‌تواند از بقایای چشمه‌های نفتی باشد.

www.arshadnaft85.blogfa.com

ب- مجتمع‌های نفتی رگه‌ای: حفره‌ها و فضاهای داخل طبقات را گروهی از هیدروکربورهای جامد به صورت رگه‌هایی اشغال کرده‌اند. این مواد با وجود شباهت به یک‌دیگر عبارتند از: آسفالت ، گرامیت، گیلسونیت، من جک، آلبریت و غیره نامیده می‌شوند که تقریباً تمام این قیرها به صورت توده‌ها یا لایه‌های سیاه رنگ با شکستگی‌های صدفی مشخص می‌شوند و بعضی از انواع آن‌ها در سولفور دو کربن محلول و برخی دیگر غیرمحلول‌اند. برای استخراج و استفاده از این نوع منابع، لازم است آن‌ها را حرارت دهند.

ج- شیل‌های نفتی : که به طور مفصل در بخش ژئوشیمی نفت راجع به آن بحث شده است.

۱-۲-۲- گسترش‌های نفتی زیرزمینی

گسترش‌های مواد نفتی در زیرزمین، در مقاطع قائم و همچنین پهنه‌های جغرافیایی ، بر اساس اصول زمین‌شناسی ولی عمدتاً از نظر ارزش اقتصادی آن‌ها طبقه‌بندی می‌گردند که عبارتند از:

۱-۲-۲-۱- مخزن نفت

ساده‌ترین کل جمع یک ذخیره‌ی نفتی در زیر زمین و کوچک‌ترین واحد از نظر اقتصادی است. محتوی نفت یا گاز یا هر دو باشد. مخازن عمده (major) به طور قراردادی به مخازنی گویند که بیش از ۵۰ میلیون بشکه نفت ذخیره داشته باشد.

۱-۲-۲-۲- میدان نفتی

وقتی چند مخزن در وضعیت مشترک و خاص زمین‌شناسی اعم از ساختمانی و یا چینه‌شناسی قرار گرفته باشند، چنین گروه مخازن را میدان نفتی گویند. مخازن مختلفی که در یک میدان قرار دارند، ممکن است در افق‌های

www.arshadnaft85.blogfa.com

مختلف استراتیگرافیک در یک ساختمان طاقدیسی واقع شده و یا در محل‌های مختلف ولی در یک مجموعه‌ی رسوبی – چینه‌ای مشخص گستردگی پیدا کرده باشند.

نکته: جهت تعیین و تفکیک مخازن و میدان‌های نفتی ، میزان تولید و یا ذخیره‌ی آن‌ها مورد نظر نیست بلکه شکل و حدود جغرافیایی و ظرفیت نفتگیری آن‌ها مورد توجه است.

نکته: مخازنی را که هر یک در یک ساختمان طاقدیسی مستقل و واحدی قرار دارند «ساختمان‌های نفتی» نیز می‌گویند.

۱-۲-۲-۳- حوضه‌های نفتی

حوضه‌ی نفتی، منطقه و یا محدوده‌ی جغرافیایی است که در آن میدان‌ها و مخازن نفتی متعددی، وجود دارد که همه‌ی آن‌ها در یک مجموعه‌ی زمین شناسی مربوط به شرایط محیطی و رسوبی معین و مشتق گرد آمده‌اند. حوضه‌های نفتی با ویژگی‌های چینه‌شناسی و تکتونیکی خاص خود مشخص شده و از سایر حوضه‌ها بدین لحاظ متمایز می‌گردند.

۱-۳- توزیع جغرافیایی مناطق نفت خیز

در این رابطه هیچ‌گونه هماهنگی و یکنواختی وجود ندارد. دو منطقه‌ی بسیار مهم و معروف از نظر ذخایر نفتی در دنیا، یکی خاورمیانه و دیگری منطقه‌ی خلیج مکزیک و دریایی کارائیب است که شامل سواحل خلیج مکزیک در ایالات متحده و کشورهای مکزیک، ونزوئلا، کلمبیا و ترینیداد می‌شود.

www.arshadnaft85.blogfa.com

۱-۴- سن زمین‌شناسی سنگ‌های مخزن نفت‌دار

سنگ‌های مختلف متعلق به زمان‌های مختلف در اغلب موارد دارای نفت‌هایی هستند که از لحاظ فیزیکی و شیمایی با هم فرق دارند. چنانچه نفت موجود در مخازن آسماری (الیگومیوسن) با نفت مخازن بنگستان (موستریکسین – آلبین) در جنوب و جنوب‌غرب ایران متفاوتند. البته نمی‌توان گفت که نفت موجود در مخازنی که متعلق به یک زمان زمین‌شناسی‌اند، از هر نظر با یکدیگر مشابهند. از سوی دیگر لازم به ذکر است که شواهد زیادی نشان می‌دهند که میزان ذخیره ثابت شده در مخازن بر حسب عوامل مختلف از جمله سن زمین‌شناسی سنگ مخزن تغییر می‌کند. به طوری که سنگ‌های مخزن مربوط به پرکامبرین، کامبرین و تریاس، هر یک کمتر از یک درصد مجموعه‌ی نفتی دنیا را تولید می‌کنند.

نکته: رسوبات پلیستومن در اکثریت قریب به اتفاق مناطق فاقد نفت هستند.

رسوبات دوران سوم بیش از ۵۸ درصد، طبقات کرتاسه ۱۸ درصد و رسوبات پالئوزوئیک ۱۵ درصد نفت دنیا را تأمین می‌کنند.

در سنگ‌های متعلق به زمان‌های پرکامبرین نیز به ندرت نفت یافت می‌شود. بعضی ذخایر کوچک در طبقات مذکور در نقاط مختلف دنیا شناخته شده ولی به طور کلی تأثیر فرآیند دگرگونی که تقریباً در سنگ‌های پرکامبرین و کامبرین عمومیت دارد، موجب کاهش تخلخل در این سنگ‌ها گردیده و مانع تراکم نفت در آن‌ها شده است.

نکته: بیشتر نفت‌هایی که در سنگ‌های پرکامبرین یافت شده‌اند، در فضاهای خالی‌ای که در اثر عوامل ثانوی مثل هوازدگی و یا شکستگی به وجود آمده است، جایگزین شده‌اند.

نکته: دلایلی که باعث شده تا طبقات جدید زمین‌شناسی متعلق به زمان پلیستوسن مقدار کمی نفت بدست آمده

www.arshadnaft85.blogfa.com

عبارتند از:

۱- در این رسوبات در کل دنیا فعالیت‌های اکتشافی صورت نگرفته یا محدود و ناقص می‌باشد.

۲- زمان لازم برای تشکیل و تراکم نفت در این رسوبات کافی نبوده است.

۳- غالباً در روی رسوبات این دوره، طبقات نفوذناپذیری که بتواند مواد نفتی را نگهداری کند یا وجود نداشته باشد و یا در صورت وجود، گسترش عرضی و ضخامت آن‌ها به حد کفایت نمی‌باشد.

۴- اکثر رسوبات پلیستوسن از منشأ غیردریایی است که امکان تشکیل نفت در آن‌ها، بسیار ضعیف است.

نکته: طبقات دوران سوم در تمام دنیا از ذخایر قابل توجهی برخوردار بوده که هیچگونه آثار دگرگونی نیز در آن‌ها مشاهده نشده است. تغییرات تدریجی و جانبی در این سنگ‌ها موجب شده است که طبقات نفوذناپذیر و نفوذپذیر در کنار یکدیگر قرار گیرد و شرایط مناسبی برای تجمع و ذخیره شدن نفت به وجود آید.

۲- رسوبات و سنگ‌های دوران سوم از نظر سن زمین‌شناسی نسبتاً جوان است و لذا عوامل فرساینده و تخریبی روی آن‌ها کمتر اثر کرده و در نتیجه حجم کمی از آن‌ها از محل اصلی خود جابه جا گردیده است. این امر موجب گردیده که بسیاری از توده‌های نفتی در درون این رسوبات همچنان محفوظ بماند.

۳- مقدار زیادی از رسوبات زمان‌های قبل از دوران سوم، تخریب حاصل کرده و به حوضه‌های رسوبی این دوران منتقل شده است که احتمال دارد در این ضمن، مواد نفتی دچار جابه‌جایی شده باشند، البته قسمت اعظمی از این مواد در معرض عوامل تجزیه‌کننده (مانند باکتری‌ها و عوامل اکسیدکننده و ...) قرار گرفته و از بین رفته‌اند و فقط مقدار کمی از آن‌ها به طور دست‌نخورده به داخل حوضه‌های رسوبی دوران سوم منتقل شده و محفوظ مانده‌اند.

www.arshadnaft85.blogfa.com

۲- سنگ مخزن

یک مخزن هیدروکربنی سنگی است که هم دارای ظرفیت ذخیره‌سازی بوده (متخلخل باشد) و هم توانایی عبور سیال را از میان خود داشته باشد. هر سنگی که به اندازه‌ی کافی فضای خالی برای تجمع هیدروکربن داشته و با حفر چاه در آن سیال ذخیره شده در آن تخلیه شود، می‌تواند سنگ مخزن باشد. سنگ‌ها کم و بیش دارای فضاهای خالی هستند. ولی تنها سنگ‌هایی که دارای خلل و فرج بیشتر و مرتبط با یکدیگرند، سنگ مخزن‌های مفیدی را تشکیل می‌دهند. بنابراین مهمترین خاصیت فیزیکی سنگ مخزن دارا بودن تخلخل و تراوایی کافی است. هر سنگ مدفون، چه رسوبی، چه آذرین و چه دگرگونی در صورت داشتن این دو ویژگی می‌توانند نقش سنگ مخزن را داشته باشند. در طبیعت بیشتر ین نفت و گاز در سنگ‌های ماسه‌ای و کربناتی قرار دارد. چون این سنگ‌ها معمولاً دارای تخلخل و تراوایی قابل توجهی هستند و در حوضه‌های رسوبی یعنی بخش‌هایی از پوسته زمین قرار گرفته‌اند که نفت و گاز در آن تولید می‌گردد.

نکته: سنگ‌های آذرین و دگرگونی اغلب به علت تبلور، فاقد تراوایی و تخلخل کافی می‌باشند و در حوضه‌های رسوبی مهم کمتر وجود دارند.

۲-۱- خواص فیزیکی سنگ‌های مخزن

۲-۱-۱- تخلخل (Porosity)

تخلخل عبارت است از نسبت حجم فضاهای خالی به حجم کل سنگ. شکل زیر به خوبی این تعریف را نشان داده و روابط مربوط به محاسبه‌ی آن‌را که معمولاً به صورت درصد بیان شده و با ϕ نمایش داده می‌شود، نشان می‌دهد.

www.arshadnaft85.blogfa.com

$$\phi = (V_p / V_b) \times ۱۰۰$$

$$\phi = [(V_p - V_g) / V_b)] \times ۱۰۰$$

$$\phi = [V_p / (V_g + V_b)] \times ۱۰۰$$

که در آن:

V_p = حجم منافذ

V_g = حجم دانه

V_b = حجم کل

بیشتر مخازن، تخلخلی در حدود ۵ تا ۳۰ درصد دارند. تخلخل کمتر از ۵ درصد به ندرت انباشته اقتصادی ایجاد می‌کند و تخلخل بیشتر از ۳۵ درصد خیلی نادر است.

نکته: تخلخل را می‌توان در آزمایشگاه از روی آزمایش بر روی مغزه‌ها و یا با استفاه از نمودارهای چاه‌پیمایی خصوصاً نمودار چگالی ، نوترون و وصوتی محاسبه نمود.

براساس تقسیم‌بندی لورس، تخلخل صفر تا ۵ درصد تخلخل ناچیز، ۵ تا ۱۰ درصد تخلخل ضعیف، ۱۰ تا ۱۵ درصد تخلخل متوسط، ۱۵ تا ۲۰ درصد را تخلخل خوب و بیش از ۲۰ درصد تخلخل عالی محسوب می‌شود.

۲-۱-۱-۱- انواع تخلخل

طبقه‌بندی تخلخل در سنگ‌های کربناته از نظر چاکت و پری

رکن اصلی این طبقه‌بندی توصیف یک حفره یا سیستمی معین از حفرات به عنوان یکی از انواع اساسی تخلخل است. به عبارت دیگر هیلد از انواع تخلخل از لحاظ فیزیکی یا ژنتیکی نوع مشخصی از حفره دیاسیستم حفرات است که با صفاتی از قبیل اندازه و چگونگی پیدایش حفره و موقعیت و همجواری آن نسبت به سایر اجزاء خاص

www.arshadnaft85.blogfa.com

و یا نسبت به ساخت عمومی سنگ تعیین می‌شود. بنابراین تقسیم‌بندی زایشی تخلخل دو موضوع را روشن می‌کند:

۱- اولیه یا ثانویه بودن خلل و فرج

۲- در کنترل بودن یا نبودن خلل و فرج به وسیله‌ی بافت (فابریک)

بر اساس فاکتورهای فوق به ۸ نوع تخلخل اشاره می‌گردد:

انواع تخلخل وابسته به بافت سنگ

الف) تخلخل اولیه

۱- تخلخل بین دانه‌های اولیه:

حفرات اولیه فضای بین دانه‌ای را تشکیل می‌دهند که در بخش‌هایی می‌تواند این فضاها به وسیله drussy coating و سیمان کاهش یابند. در اغلب حالات در مخازن از نوع سنگ آهک گرینستون ، تخلخل چشم پرنده‌ای را شامل می‌شود.

۲- تخلخل دانه‌ای اولیه:

حفرات اولیه به طور مشخص فضاهای داخل دانه‌ای را تشکیل می‌دهند این نوع یکی از مهم‌ترین انواع تخلخل در مخازن از جنس سنگ آهک باندستون می‌باشد.

ب) تخلخل ثانویه

۱- تخلخل بین دانه‌ای ثانویه:

www.arshadnaft85.blogfa.com

این نوع در اثر انحلال ماتریکس (گل) بین دانه‌ها حاصل شده و به سختی می‌توان آن‌را از تخلخل بین دانه‌ای اولیه تشخیص داد. این تخلخل معمولی‌ترین نوع در طبیعت محسوب می‌شود.

۲- تخلخل دانه‌ای ثانویه:

این نوع در اثر انحلال بخشی یا تمام دانه‌ها به وجود می‌آید که در طی عمل شکل اولیه و اصلی دانه هنوز قابل تشخیص می‌باشد.

انواع تخلخل غیروابسته با بافت سنگ

الف- تخلخل ثانویه گل سفیدی

در این نوع حفرات خیلی ریز درون دانه‌ای یا درون کریستالی به وسیله‌ی عمل انحلال یا تبلور مجدد یا شستشوی مواد معمولاً در ابعاد گل (معمولاً خلل و فرج کوچک‌تر از ۰/۰۳ میلیمتر، می‌توانند در اثر انحلال توسعه یابند) ایجاد شوند.

ب- تخلخل بین بلوری

در این نوع، خلل و فرج کوچکی در بین کریستال‌های منفرد وجود دارد و عموماً بیشتر در دولومیت‌های کریستالیزه دیده می‌شود.

ج- تخلخل درون بلوری

فضاهای موجود در ماتریکس متبلور (شامل ماتریکس در اندازه‌ی گل) به وسیله‌ی انحلال انتخابی کریستال ایجاد می‌شوند (انیدریت، کلسیت یا بلورهای دولومیت). در این نوع، شکل اولیه و اصلی بلور هنوز قابل تشخیص است و تخلخل نوع (قالبی بلور) را شامل می‌شود.

www.arshadnaft85.blogfa.com

د- تخلخل نوع شکستگی

در این نوع خلل و فرج به وسیله شکستگی‌های تکتونیکی، درزها، شگستگی‌های دیاژنتیکی یا سطح لایه‌بندی ایجاد می‌شوند و شامل برش و تخلخل کانالی بوده که در آن‌ها انحلال ایجاد توسعه است. این نوع تخلخل برای مخازن بسیار مهم می‌باشد و از نفوذپذیری بالایی برخوردار است.

طبقه‌بندی تخلخل در سنگ‌های کربناته (آرچی)

این طبقه‌بندی آرچی بر خواصی از ساخت خلل و فرج تأکید دارد که در کنترل جریان سیال و چگونگی پخش آن در سنگ شرکت دارند، لیکن به نحوه پیدایش سنگ‌ها و یا مراحل سنگ شدن آن‌ها نمی‌پردازد. طبقه‌بندی آرچی از ۲ جزء ترکیب یافته است: یک جزء آن به بافت زمینه (ماتریکس) و جزء دوم آن به خصوصیات و فراوانی تخلخل قابل رویت مربوط می‌باشد.

در طبقه‌بندی آرچی، بهترین محل (محدوده) برای تولید نفت و مشبک‌کردن لوله‌های جداری نقاطی است که شرایط III-D/C را داشته باشند.

نکته: تخلخل اولیه یا تخلخل رسوبگذاری تخلخلی است که در بدو رسوبگذاری به وجود می‌آید و بیشتر به جورشدگی ، گردشدگی دانه‌ها و انرژی محیط رسوبگذاری بستگی دارد. اگر محیط رسوبی پر انرژی باشد، گل یا ملات بین دانه‌ها رسوب نخواهد کرد.

نکته: تخلخل بین دانه‌ای تنها نوع تخلخل موجود در ماسه‌سنگ‌هاست.

نکته: در تخلخل بین دانه‌ای با کاهش قطر دانه‌ها، مقدار تخلخل کمی افزایش می‌یابد.

نکته: عوامل مختلف طی زمان‌های زمین‌شناسی، تخلخل اولیه سنگ را تغییر می‌دهند و تخلخل جدیدی را پدید می‌آورند که تخلخل ثانوی نامیده می‌شود. این تخلخل ممکن است از تخلخل اولیه کمتر و یا بیشتر از آن باشد.

www.arshadnaft85.blogfa.com

به علت تعداد عواملی که سبب تغییر حجم فضاهای خالی اولیه سنگ می‌شوند تخلخل ثانویه وضع پیچیده‌تری نسبت به تخلخل اولیه دارد.

نکته: تخلخل موجود در سنگ دولومیت از نوع تخلخل بین بلوری است.

۲-۱-۱-۲- عوامل تغییردهنده تخلخل

عوامل مختلفی از عوامل زمین‌شناسی ممکن است حجم فضاهای خالی سنگ را تغییر دهد و تخلخلی کمتر یا بیشتر ایجاد نماید. تراکم، سیمان شدن و تبلور مجدد سبب کاهش تخلخل می‌گردد ولی انحلال، درز و شکاف برداشتن و دولومیتی شدن بر آن می‌افزایند.

۲-۱-۱-۳- تخلخل مفید

فضاهای خالی مرتبط با همدیگر ، تخلخل مفید نامیده می‌شود. تراوایی سنگ و توان بهره‌دهی آن بستگی به میزان تخلخل مفید دارد. معمولاً تخلخل مفید ۵ تا ۱۰ درصد از تخلخل کلی سنگ کمتر است.

۲-۱-۱-۴- ارتباط بین تخلخل و عمق

تخلخل در همه رسوبات به صورت پیش‌بینی شده‌ای با افزایش عمق، کاهش می‌یابد که این کاهش با افزایش عمق با فرمول عمومی زیر نشان داده می‌شود:

$$\phi = \phi_{\circ} e^{-\text{depth} / B}$$

که در آن B ثابت فشردگی و $\phi_{\circ}$ تخلخل اولیه سنگ می‌باشد.

www.arshadnaft85.blogfa.com

۲-۱-۲- تراوایی

تراوایی یا عبورپذیری سنگ توان عبور سیال از داخل آن یا توانایی سنگ در انتقال سیال است. تراوایی مهم‌ترین خاصیتی است که سنگ مخزن باید دارا باشد. واحد اندازه‌گیری تراوایی دارسی است.

لورسن تراوایی سنگ مخزن با تراوایی ۱ تا ۱۰ میلی‌دارسی را متوسط ۱۰ تا ۱۰۰ میلی‌دارسی را خوب و بیشتر از ۱۰۰ میلی‌دارسی را بسیار خوب می‌داند.

برای تراوا بودن سنگ، سنگ باید متخلخل باشد و فضاهای خالی به هم مرتبط باشند. این ارتباط باید با مجراهای با قطر بیشتر از قطر موئین برقرار شود. گرچه سنگ تراوا باید متخلخل باشد، ولی هر سنگ متخلخلی الزاماً تراوا نیست. مانند سنگ پا که بسیار متخلخل است ولی به علت ارتباط نداشتن فضاهای خالی با هم، ناتراوا است.

نکته: شیل‌ها و رس‌ها با این‌که متخلخل‌اند ولی به علت موئین بودن روزنه‌ها، امکان حرکت سیال در آن‌ها وجود ندارد. وقتی یک سیال در سنگ وجود داشته باشد قابلیت عبور دهی سنگ (تراوایی) نامیده می‌شود و مقدار آن به جنس سیال بستگی ندارند و فقط به ترشوندگی سنگ، اندازه حفرات و ژئومتری سنگ بستگی دارد ولی وقتی دو یا بیش از دو سیال متحرک، مثل نفت و آب در میان فضاهای خالی وجود داشته باشد، مفهوم تراوایی نسبی به کار می‌رود که از نسبت تراوایی مؤثر به مطلق تعیین می‌شود. پس تابعی از میزان اشباع شدگی می‌باشد مقدار تراوایی نسبی بین ۰ و یک می‌باشد.

تخلخل یک خصوصیت ساکن و استاتیک سنگ‌ها می‌باشد در حالی‌که تراوایی یک خصوصایت دینامیک و متحرک می‌باشد. تراوایی به فاکتورهای متعددی بستگی دارد. مثلاً:

- رابطه‌ی میان رخساره‌های رسوبی و تراوایی: رخساره‌های رسوبی بافت و فابریک یک سنگ را کنترل می‌کنند. لذا به شدت بر روی تراوایی تأثیر می‌گذارند.

www.arshadnaft85.blogfa.com

- اثر عمق بر روی تراوایی: تراوایی به طور قابل ملاحظه‌ای با عمق کم می‌شود. کاهش تراوایی با عمق به افزایش سیمان، کاهش تخلخل ثانویه و افزایش فشار لایه‌های فوقانی و یا به عبارتی به افزایش فشردگی نسبت داده می‌شود که منجر به مسدود شدن گلوگاه‌های تخلخل می‌شود.

۲-۱-۳- اثر پارامترهای بافتی روی تراوایی و تخلخل

شکل دانه‌ها: به احتمال قوی نقش چندان مهمی را در کنترل تخلخل و تراوایی رسوبات ندارد. به عبارتی شکل دانه‌ها به طریقی تأثیر در فابریک سنگ خواهد داشت. فابریک سنگ و اثر آن بر روی دو پارامتر فوق در ادامه بررسی خواهد شد.

اندازه‌ی دانه‌ها: ارتباطی بین تخلخل و اندازه‌ی دانه‌ها و رسوبات در حد ماسه وجود ندارد و درصد تخلخل با تغییر اندازه دانه ثابت می‌ماند. به عبارت دیگر تخلخل مستقل از اندازه‌ی دانه است. ولی تراوایی کاملاً توسط اندازه دانه کنترل می‌شود. به طوری که هرچه اندازه‌ی ذرات کاهش یابد، تراوایی هم با ریزشدن گلوگاه‌های تخلخل کم می‌شود.

جورشدگی: هم تخلخل و هم تراوایی را تحت تأثیر قرار می‌دهد. در رسوبات دارای جورشدگی ضعیف (Poorly- sortal) ذرات ریز زیادی وجود دارند که فضای بین دانه‌های درشت اصلی را پر می‌کنند که این باعث کوچک شدن فضاهای خالی و گلوگاه‌های تخلخل شده و بنابراین تخلخل و تراوایی را کاهش می‌دهد. در رسوبات خوب جور شده (well – sorted) مواد دانه‌ریزی وجود ندارد، پس تخلخل و تراوایی نسبتاً بالایی دارند.

www.arshadnaft85.blogfa.com

فابریک یا نحوه‌ی آرایش دانه‌های رسوبی: از دو جنبه بررسی می‌شود یکی چگونگی چیده‌شدن دانه‌ها (Packing) و چگونگی جهت‌یابی (orientation) یا نظم آن‌ها در رسوب. به طور کلی ۶ راه وجود دارد که کره‌های هم‌اندازه در کنار هم قرار گیرند. چگونگی چیده‌شدن دانه‌ها از cubic که بارزترین آرایش با ۴۸ درصد تخلخل تا rhombohedral که دانه‌ها فشرده‌ترین آرایش را با تخلخل ۲۶ درصد دارند متفاوت می‌باشد.

نکته: عموماً تراوایی افقی اندازه‌گیری شده بر روی مغزه در آزمایشگاه بیش از تراوایی عمودی است.

نکته: برای رسوبات متشکل از دانه‌های غیرکروی، عنصر دوم فابریک یعنی جهت یافتگی مهم‌تر ازآرایش است.

نکته: جهت‌یابی ذرات اگر چه اثر کمی در تخلخل دارد، ولی اثر زیادی بر روی تراوایی دارد.

۲-۲- انواع مهم سنگ مخزن

طبقه‌بندی سنگ مخزن بر حسب جنس سنگ انجام می‌گیرد و چون بیشتر مخازن عمده نفت و گاز در سنگ مخزن‌های رسوبی قرار دارند این طبقه‌بندی از نوع سنگ‌های رسوبی الهام می‌گیرد. سنگ مخزن‌های مهم از نظر میزان ذخیره و تعداد در سه گروه عمده قرار می‌گیرند که عبارتند از: آواری، کربناته و متفرقه (یا غیرمعمول) با توجه به موارد فوق، مطالعه‌ی بخش سنگ‌های رسوبی زمین‌شناسی عمومی مهندسی نفت این مؤسسه برای تکمیل دانسته‌های این بخش توصیه می‌شود.

۲-۲-۱- سنگ مخزن‌های آواری

نکته: ویژگی‌های سنگ آواری به نوع سنگ فرسوده، عامل فرسایش، عامل حمل ، مسافت طی شده، سرعت حمل و محیط رسوبگذاری بستگی دارد.

www.arshadnaft85.blogfa.com

بیشتر نزدیک به تمام سنگ مخزن‌های آواری را ماسه سنگ‌ها و فقط تعداد کمی از آن‌ها را کنگلومراها تشکیل می‌دهند.

۲-۲-۱-۱- مخازن ماسه سنگی (Sandstone Reservoirs)

یکی از مهم‌ترین نوع مخازن نفت و گاز دنیا، مخازن ماسه سنگی است و کیفیت خوب مخازن ماسه سنگی مدیون ماهیت آن‌هاست. ماسه سنگ‌ها نسبت به فرآیندهای دیاژنزی، در مقایسه با کربنات‌ها، کمتر حساسند. بنابراین شانس باقی‌ماندن تخلخل اولیه در آن‌ها بالاست. در حدود ۳۰ درصد از پوشش رسوبی کره زمین ماسه و ماسه سنگ است. یکنواختی تخلخل و تراوایی در سنگ‌های ماسه‌ای بیش از سنگ‌های کربناتی است و به این جهت پیش‌بینی حجم مخزن و چگونگی عملکرد آن در مخزن‌های ماسه سنگی ساده‌تر است.

نکته: تعداد مخازن نفت و گاز کشف شده در ماسه سنگ‌ه بیش از انواع دیگر سنگ مخزن‌هاست.

نکته: میزان ذخیره و مقدار کلی بهره‌برداری از مخازن کربناته بیش از مخازن ماسه سنگی است.

ماسه‌سنگ‌ها را از نظر اندازه دانه‌ها بیشتر بر اساس جدول ونت ورس نامگذاری می‌نمایند. ماسه سنگی با دانه‌های بین ۲ تا ۱ میلی‌متر بسیار دانه درشت، بین ۱ تا $\frac{۱}{۲}$ میلی‌متر دانه درشت، بین $\frac{۱}{۲}$ تا $\frac{۱}{۴}$ دانه متوسط، بین $\frac{۱}{۴}$ تا $\frac{۱}{۸}$ دانه ریز و بین $\frac{۱}{۸}$ تا $\frac{۱}{۱۶}$ میلی‌متر بسیار دانه ریزخوانده می‌شود. ماسه سنگ‌ها را از نظر محیط رسوبی نیز طبقه‌بندی می‌نمایند مانند ماسه سنگ‌های دریایی، قاره‌ای ، دلتایی، دریاچه‌ای و غیره. در زمین‌شناسی نفت، ماسه سنگ‌ها را بیشتر بر اساس کانی‌های تشکیل دهنده آن‌ها یعنی کوارتز ، فلدسپات و رس به پنج گروه ارتوکوارتزیت‌ها که داری بیش از ۹۵ درصد دانه‌های کوارتزی و سیمان سیلیسی است، پرتوکوارتزیت‌ها دارای کمتر از ۲۵ درصد فلدسپات و کمتر از ۱۵ درصد رس‌اند. این دو گروه با همدیگر کوارتزیت، نامیده می‌شود و به آن‌ها ماسه

www.arshadnaft85.blogfa.com

سنگ‌های کوارتزی، ماسه سنگ تمیز یا ماسه سنگ ناب نیز می‌گویند که به دلیل جورشدگی و گردشدگی بسیار خوب و مقدار کم رس در هنگام رسوب‌گذاری، از تخلخل و تراوایی خوبی برخوردارند که پس از دیاژنز سیمان از مقدار تخلخل اولیه می‌کاهد. کوارتزیت‌ها را کلسیت یا سیلیس سیمان می‌کند و این ماسه سنگها چند دوره‌ای‌اند و از فرسایش مجدد ماسه سنگ‌های قدیمی به وجود می‌آیند و طی فرسایش، حمل و رسوبگذاری مجدد کانی‌ها از نظر مقاومت مکانیکی و شیمیایی ضعیف‌تر ازدانه‌های کوارتز جدید هستند. ماسه سنگ‌های کوارتزی اغلب در دریاهای کم‌عمق تشکیل می‌شوند و دارای گسترش جانبی زیادی هستند.

گروه بعدی ماسه سنگ‌های گریواکی است که سنگ‌های تیره رنگی با بیش از ۲۵ درصد کانی فلدسپات و در برخی موارد بیش از ۲۰ درصد خرده سنگ‌های مختلف ، میکا و کانی‌های رسی می‌باشند. سنگ دارای ملات، دانه‌هایی با جورشدگی و گردشدگی ضعیف و تخلخل اولیه کم است و بیشتر به صورت عدسی رسوب می‌کنند.

ماسه سنگ‌های کوارتزواکی نوع دیگر است که بیشتر ، کوارتز و خرده سنگ‌های مختلف تشکیل شده‌اند و از نظر شیمیایی دارای دانه‌های ناپایدار کمتری است. این ماسه سنگ از نظر مکانیکی نابالغ و مانند ماسه سنگ‌های گریواکی ملات است و در ملات این سنگ رس به مقدار زیاد وجود دارد. ماسه سنگ کوارتزواکی در رسوب‌های آبرفتی، قاره‌ای و دلتایی دیده می‌شود.

گروه آخر ماسه سنگ‌های آرکوزی می‌باشند که علاوه بر کوارتز دارای ۲۵ درصد و یا بیشتر فلدسپات و کمتر از ۱۵ درصد رس‌اند. مقدار فلدسپات معمولاً کمتر از ۶۰ درصد است. این سنگ از فرسایش کامل سنگ‌های آذرین به ویژه گرانیت تولید می‌گردد و به آن‌ها گرانیت شسته نیز می‌گویند.

www.arshadnaft85.blogfa.com

۲-۲-۱-۲- سنگ مخزن‌های کنگومرایی

این سنگ‌ها تمامی خواص لازم برای سنگ مخزن را دارا می‌باشند ولی چون مقدار کنگلومرا در حوضه‌های رسوبی زیاد نیست از این رو نقش مهمی را در ایجاد مخازن نفت و گاز ایفا نمی‌کنند. این سنگ‌ها معمولاً به صورت عدسی در داخل ماسه سنگ‌ها وجود دارند.

۲-۲-۲- سنگ مخزن‌های کربناتی

سنگ کربناتی سنگی است که بیش از ۵۰ درصد وزن آن کربنات کلسیم، یعنی کانی کلسیت و آراگونیت یا کربنات مضاعف کلسیم و منیزیم یعنی کانی دولومیت باشد. همواره مقداری از کانی‌های رسی و مواد آلی به صورت ناخالصی در سنگ‌های کربناتی وجود دارد که سبب رنگین شدن سنگ می‌گردد. سنگ‌های کربناتی به رنگ‌های خاکستری، خاکستری تیره، خاکستری مایل به قهوه‌ای ، زرد روشن، نخودی دیده می‌شود. بیشتر ذخایر کشف شده نفت و گاز در ایران و در حوضه‌ی عظیم نفتی خاور میانه در سنگ‌های کربناتی قرار دارد. شکل تخلخل در این سنگ‌ها می‌تواند به صورت میان‌دانه‌ای، بین دانه‌ای، بین بلوری یا حفره‌ای و کارستی باشد. درز و شکاف‌ها نیز در ازدیاد تراوایی نقش عمده دارند. به همین دلیل، مخزن‌های کربناتی دارای بهره‌دهی بالا ولی طول عمر بهره‌دهی آن‌ها کم است. سنگ‌های کربناتی به دو گروه سنگ مخزن‌های آهکی و دولومیتی تقسیم می‌شوند. حدود سنگ آهک و سنگ دولومیت و نام سنگ‌های بین این دو به قرار زیر می‌باشد:

www.arshadnaft85.blogfa.com

نام سنگ	درصد کلسیت	درصد دولومیت
سنگ آهک	۹۵-۱۰۰	۰-۵
سنگ آهک کمی دولومیتی	۷۵-۹۵	۵-۲۵
سنگ آهک دولومیتی	۵۰-۷۵	۲۵-۵۰
سنگ دولومیتی آهکی	۲۵-۵۰	۵۰-۷۵
سنگ دولومیت کمی آهکی	۵-۲۵	۷۵-۹۵
سنگ دولومیت	۰-۵	۹۵-۱۰۰

۲-۲-۲-۱- سنگ مخزن‌های آهکی

به دو گروه سنگ آهک‌های آواری یا نابرجا و سنگ آهک‌های برجا تقسیم می‌شود.

الف- سنگ آهک‌های آواری یا نابرجا: این گروه از سه بخش دانه، ملات و سیمان تشکیل شده‌اند (مانند سنگ‌های آواری) به طوری که دانه‌ها در حوضه‌ی رسوبی تشکیل می‌شوند و از خارج وارد آن نمی‌شوند. دانه‌ها شامل زیست آوار یا اسکلت آهکی خورده شده جانداران، اُالیت، پلت و خرد شدن سنگ‌های آهکی در حال تشکیل می‌باشد. از نظر اندازه دانه‌ها، سنگ‌های آهک آواری در سه گروه قرار می‌گیرند. کالیستر و دایتها که دانه‌ها از یک میلی‌متر بزرگ‌ترند، کالکرنایت‌ها که اندازه‌ی دانه‌ها از یک تا $\frac{۱}{۱۶}$ میلی‌متر است و کالسیلوتایت‌ها که اندازه‌ی دانه‌ها کوچک‌تر از $\frac{۱}{۱۶}$ میلی‌متر و معادل سیلت و رس و سنگ‌های آواری است و به صورت گل آهکی در حوضه رسوب می‌کند. گل آهکی ملات سنگ را تشکیل می‌دهد و سیمان از کربنات کلسیم متبلور تشکیل می‌شود.

نکته: خواص فیزیکی سنگ مخزن به ویژه تخلخل، تراوایی و شکنندگی آن به ترتیب این سه بخش یعنی دانه، ملات و سیمان بستگی دارد و این ترکیب نیز وابسته به محیط رسوبی است. وجود ملات گل نمایانگر

www.arshadnaft85.blogfa.com

رسوبگذاری در محیطی آرام و کم انرژی مانند مرداب و بخش عمیق فلات قاره است و سبب کم شدن تخلخل اولیه سنگ می‌گردد.

زمین‌شناسان نفت سنگ‌های آهکی را بیشتر بر پایه‌ی نامگذاری فولک و یا دانهام مورد مطالعه قرار می‌دهند. دانه‌ها که فولک از آن‌ها به عنوان اجزاء نابه‌جا نام می‌برد در چهار گروه زیر قرار می‌گیرند:

۱- زیست‌آوارها (Bioclast): این دانه‌ها از اسکلت آهکی ریز جانداران و خرده اسکلت‌های جانداران قدیمی به کلسیت تبدیل شده است.

۲- اُالیت‌ها: این دانه‌ها در محیطی پر انرژی و گرم از رسوب کانی آراگونیت به دور هسته‌ای در حال چرخش تشکیل می‌شوند. هسته، اغلب دانه کوارتز یا زیست آواری می‌باشد. آراگونیت در اُالیت‌های قدیمی به کلسیت تبدیل شده است.

۳- پلت‌ها: دانه‌هایی بدون زاویه و گرد می‌باشند ولی بر خلاف اُالیت‌ها بدون بافت داخلی‌اند و از کربنات کلسیم نهان بلور تشکیل شده‌اند. منشأ پلت‌ها متفاوت است.

نکته: برخی از پلت‌ها ممکن است از مدفون جانداران بی‌مهره مانند روزن‌داران تولید شده باشند.

۴- اینتراکلاست‌ها: این دانه‌ها خرده سنگ‌های آهکی می‌باشند که در داخل حوضه رسوبی و همزمان با شروع سنگ شدن به وسیله جریان‌های زیر دریایی، یا موج، فرسایش یافته‌اند. چنین فرسایشی در حوضه‌های رسوبی کربناتی پدیده‌ای عام هستند.

ملات را گل آهکی تشکیل می‌دهد که در اثر خرد شدن دانه‌های آهکی بزرگ‌تر در اثر موج، جزر و مد، فعالیت‌های زیستی باد و یا رسوب مستقیم کربنات کلسیم تشکیل می‌شود.

www.arshadnaft85.blogfa.com

نکته: گل‌های آهکی که امروزه در دریاها رسوب می‌کنند بیشتر از کانی‌ها آراگونیت تشکیل شده‌اند ولی سنگ آهک‌های قدیمی که دارای منشأ گلی آهکی‌اند، از کانی کلسیت ساخته شده‌اند.

نکته: گل آهکی ممکن است به مقدار کم تنها ملات سنگ را تشکیل دهد یا سنگ به طور کامل از آن ساخته شده باشد که در این صورت سنگ مایکرایت یا کالسیلوتایت نامیده می‌شود.

سیمان از کلسیت متبلور تشکیل می‌شود و چون در مقطع نازک در زیر میکروسکوپ شفاف و مخطط دیده می‌شود و آن اسپار گویند. در نامگذاری فولک، پیشوند نام سنگ را از دانه تشکیل دهنده گرفته و بر حسب این‌که دانه‌ها در گل آهکی قرار گرفته یا بلور کلسیت سیمان شده باشند به ترتیب پسوند «مایکرایت» یا «اسپارایت» را به آن می‌افزایند. به این ترتیب با توجه به وجود چهار نوع دانه آواری و بر اساس این‌که دانه‌ها در داخل ملات گلی آهکی قرار گیرند یا دارای سیمان کلسیت باشند فولک هشت نوع سنگ آهکی آواری اصلی را معرفی می‌نماید که عبارتند از: اینترا اسپارایت، اُاُاسپارایت، بایواسپارایت، پلسپارایت، اینترامایکرایت، اُاُمایکرایت، بایومایکرایت و پلمایکرایت.

نکته: سنگ مایکرایتی که دارای روزنه‌هایی باشد که با سیمان کلسیت مخطط پر شده باشد دیسمایکرایت گویند.

در تکمیل شناسایی سنگ‌های آهکی آواری فولک سنگ‌هایی را معرفی نموده است که هم دارای ملات گل آهکی و هم سیمان کلسیت متبلور می‌باشند. این سنگ‌ها به ترتیب: انیترامایک اسپارایت، اُاُمایک اسپارایت، بایومایک اسپارایت و پلمایک اسپارایت نامیده است.

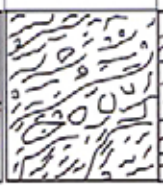
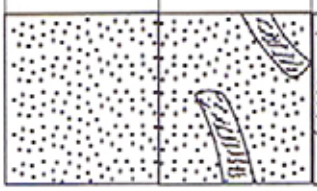
نکته: نام سنگ آهک‌های ریفی در نامگذاری فولک «بایولیتایت» است.

نکته: بهترین سنگ مخزن در تقسیم‌بندی فولک، بایولیتایت و سنگ آهک‌هایی به پسوند اسپارایت می‌باشند.

www.arshadnaft85.blogfa.com

دانهم بیشتر به ملات سنگ توجه دارد که متأثر از محیط رسوبی است و به جنس دانه‌ها نقش نمی‌دهد. دانهم سنگ‌های کربناتی را به دو گروه عمده تقسیم می‌کند، سنگ‌هایی که به علت تبلور، بافت رسوبی اولیه آن‌ها قابل تشخیص نیست. این گروه را سنگ کربناتی متبلور می‌نامند. گروهی که بافت رسوبی در آن‌ها قابل تشخیص است به دو گروه تقسیم می‌نماید که عبارتند از: زیر گروه اول سنگ‌هایی هستند که اجزاء آن در زمان رسوبگذاری به هم متصل بود و به همان ترتیب سنگ شده‌اند، مانند ریف‌ها که آن‌را باند ستون گفت. زیر گروه دوم سنگ‌های دارای دانه‌های آهکی آواری یا نابرجا می‌باشند که آن‌ها را گرینستون و پکستون نامید.

جدول ۲ - ۱) طبقه بندی دانهام

بافت رسوبی غیر قابل تشخیص	بافت رسوبی قابل تشخیص			
	اجزا اصلی یا اولیه در زمان رسوبگذاری به هم چسبیده شده‌اند	اجزاء اصلی (اولیه) در زمان رسوبگذاری به هم نچسبیده‌اند		
		فاقد گل آهکی و دانه‌ها به وسیله سیمان به هم اتصال دارند	دارای گل آهکی (اجزاء کوچکتر از ۲۰ میکرون)	
			ماتریکس خیلی ناچیز و دانه‌ها خیلی زیاد و بدون گل آهکی به هم متصلند	دانه‌های توسط ماتریکس گلی احاطه شده‌اند
				بیشتر از ۱۰ درصد دانه / کمتر از ۱۰ درصد دانه
Crystalline آهک بلورین	*Bound Stone* باند استون	*Grain stone* گرین استون	*Pack Stone* پکستون	*Wack stone* وکستون / *Mudstone* ماداستون
				

www.arshadnaft85.blogfa.com

مادستون: سنگ‌های آهکی گلی هستند که مقدار دانه‌های آن‌ها کمتر از ۱۰ درصد است و مترادف با سنگ‌های کلسی لوتایت هستند. با این تفاوت که مادستون نمی‌تواند ترکیب کانی شناسی کلسی لوتایت دولومیت‌دار را داشته باشد و نیز منشأ گل را که ممکن است آواری باشد مشخص نماید. مادستون علاوه بر این‌که مشخص محیط رسوبی آب آرام است نشان دهنده‌ی عدم وجود میکروارگانیسم‌های مولد دانه در آب نیز می‌باشد.

وکستون: سنگ‌های آهکی گل داری هستند که دارای بیش از ۱۰ درصد دانه بوده و تقریباً هم‌ارز نام‌های کالکارنایت و کلسی لوتایت است.

پکستون: سنگ آهک دانه‌داری است که دارای گل کربناته می‌باشد. وجود دانه‌های مشخصه محیط‌های آشفته و مواج بوده و وجود گل نشانه محیط‌های واجد آب آرام است، لذا تفسیر محیط روسوبی این چنین سنگی کمی پیچیده به نظر می‌رسد. در این نوع سنگ اندازه‌ی دانه‌ها به قدری است که اکثر فضاهای سنگ را در بر گرفه و لذا دانه‌ها با هم در تماس بوده و در زمینه‌ای از میکرایت قرار دارند.

گرینستون: سنگ‌های آهکی دانه‌دار فاقد گل کربناته است. تجمع دانه‌ها به علت رسوب سریعشان عامل ایجاد این نوع سنگ می‌باشد. در این نوع سنگ آهک که بسیار شبیه به پکستون است، اکثر فضاهای سنگ را دانه‌های متصل به هم در بر می‌گیرد با این تفاوت که به جای گل کربناته (میکرایت)، سیمان (اسپارایت) فضاهای بین دانه‌ها را پر می‌کند.

باندستون: باندستون‌ها، سنگ‌های آهکی با اجزاء به هم چسبیده و معمولاً از منشأ ارگانیکی (مانند اسکلت آهکی مرجان‌ها، اُاُلیت، خارپوستان و ...) هستند که به هنگام رسوب یافتن به صورت یکسری لایه‌های ضخیم و خیلی ضخیم درآمده‌اند. توده‌ای بودن طبقات یکی از خصوصیات واضح این دسته سنگ‌های آهکی به شمار

www.arshadnaft85.blogfa.com

می‌رود، این نوع سنگ، به نام‌های سبیه کربنات‌های ریفی شکل ، کربنات بیوهرمی، کربنات بیوژنیکی، کلسیلیتایتو بایولیتایت نیز اطلاق می‌شود.

سنگ‌های آهکی بلورین: در این دسته سنگ‌های آهکی بافت رسوبی غیرقابل تشخیص بوده و در واقع سنگ به صورت یک توده سنگی آهکی کاملاً تبلور یافته دیده می‌شود که در آن دانه‌ها غیرقابل تشخیص می‌باشند و فقط سیمان (اسپارایت) تشکیل شده است. این دسته سنگ‌های آهکی در طبیعت به مقدار زیاد دیده می‌شوند.

اگر این دو نامگذاری را با هم مقایسه کنیم در مقابل هریک از سه سنگ وکستون، پکستون و گرینستون دانهم چهار سنگ فولک وجود دارد:

وکستون: اینترامایکرایت، اُاُمایکرایت، بایومایکرایت، پلمایکرایت

پکستون: انیترامایک اسپارایت، اُاُمایک اسپارایت، بایومایت اسپارایت ، پلمایک اسپارایت

گرینستون: اینترا اسپارایت، اُاُاسپارایت، بایواسپارایت، پلسپارایت

بانداستون: بایولیتایت

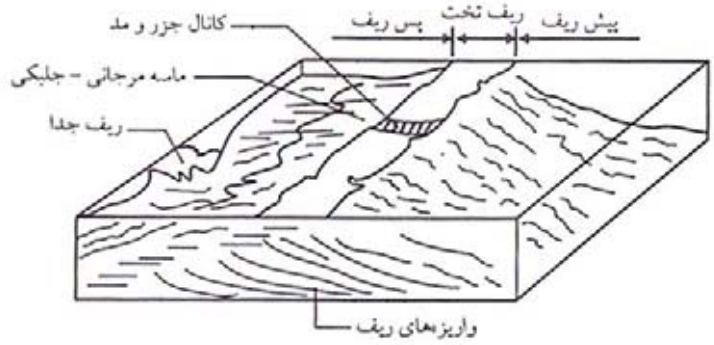
ب- سنگ آهک‌های برجا: در این گروه از سنگ‌های آهکی که در محل تشکیل باقی مانده و بدون جابه‌جایی مرحله سنگ شدن را گذرانده، می‌توان از ریف‌ها و سنگ آهک‌های شیمیایی نام برد.

سنگ‌آهک‌های ریفی: سنگ‌آهک‌های ریفی تخلخل و تراوایی زیادی دارند و سنگ مخزن مناسبی را تشکیل می‌دهند. سنگ آهک ریفی ساختمانی آلی و مقاوم در برابر موج می‌باشد که اغلب به وسیله‌ی مرجان‌ها ساخته می‌شوند. ریف‌های کنونی در گسترده وسیعی از نظر عمق آب، دما و درجه شوری‌دیده شده‌اند. حتی ریف‌های

www.arshadnaft85.blogfa.com

جلبکی و دوکفه‌ای در دریاچه‌ها نیز گسترش یافته‌اند و ریف‌های مرجانی در آب‌های سرد و عمیق نیز وجود داشته‌اند ولی به طور کلی بیشتر و یا نزدیک به تمام ریف‌های جدید در آب‌های گرم، صاف و کم‌عمق تشکیل می‌شوند و سازنده‌ی آن‌ها مرجان‌ها هستند.

ریف‌های جدید از سه ناحیه مهم از نظر مورفولوژی و رسوب‌گذاری به نام‌های پیش‌ریف، ریف تخت و پس ریف تشکیل می‌شوند که این بخش‌ها در شکل زیر نشان داده شده است:



در ناحیه‌ی پیش ریف، واریزه‌های ریف از ریف تخت به دریای آزاد می‌ریزند و به تدریج از کالسیرودایت و کالکرنایت به کالسیلوتایت تبدیل می‌شوند. ریف تخت مسطح است چون جانداران سازنده‌ی آن نمی‌توانند مدت طولانی خارج از آب زنده بمانند و تنها در طول زمان جزر و مد از آب بیرون می‌آیند.

نکته: ریف تخت بدنه اصلی و زیستگاه جاندار تشکیل دهنده ریف است.

در ناحیه پس ریف که ریف تخت آن را به صورت مردابی از دریای آزاد جدا می‌کند، خرده‌های ریز ریف که در اثر موج و طوفان فرسوده شده‌اند به صورت گل آهکی پلت‌دار رسوب می‌کنند و گاهی در مرداب، گسترش کوچک محدودی از ریف‌های مجزا وجود دارد.

در دریاهای کنونی سه نوع ریف دیده می‌شوند که عبارتند از:

www.arshadnaft85.blogfa.com

۱- ریف‌های حاشیه‌ای که متصل به ساحل و در امتداد آن گسترش می‌یابند. چون مرجان‌ها برای تکثیر به آب صاف و شوری ثابت نیاز دارند، ریف‌های حاشیه‌ای در مناطقی توسعه می‌یابند که ورود آب شیرین و گل به دریا بسیار محدود باشد یعنی مناطقی که بارندگی بسیار کم است.

۲- ریف‌های سدی نیز در امتداد ساحل گسترش می‌یابند. ولی بین ریف و ساحل مردابی وجود دارد که اغلب کم عرض است.

۳- ریف حلقوی به صورت حلقه‌ای دایره مانند، مرداب را از آب دریا جدا می‌کند.

سنگ آهک‌های ریفی را می‌توان در سه گروه عمده، بیوهرم، بیوسترم و پنیاکل قرار داد. ریف‌های بیوهرم شبیه تپه‌های کم‌عرض و درازند و اغلب از مرجان‌ها، جلبک‌ها و استرومائوئیدها ساخته شده‌اند. ریف‌های بیوسترم فاقد شکل هندسی مشخص‌اند و رخساره‌هایی هستند که از بقایای موجودات دریایی ثابت مانند دوکفه‌ای‌ها، مرجان‌ها، کیریفوئیدها و ... به‌وجود آمده‌اند و در ستون چینه‌شناسی محلی، به صورت لایه‌ای مستقل گسترش یافته‌اند. ریف‌های پنیاکل دارای وسعت سطحی کم ولی رشد عمودی زیادی هستند.

سنگ آهک‌های ریفی را فولک بایولیتایت و دانهم باندنوستون نامیده است. دلیل اصل بهره‌دهی زیاد برخی از ریف‌ها، تخلخلی و تراوایی بسیار زیاد آن‌هاست. بخشی از تخلخل اولیه ریف‌ها ناشی از فضای خالی بین پوسته آهکی جانداران است که به صورت نامنظم کنار یکدیگر قرار می‌گیرند و بخش دیگر از حجره‌های داخل پوسته تأمین می‌گردد. برخی از حجره‌ها به هم مربوطند و برخی دیگر پس از ترک آن‌ها توسط جانور، کاملاً مسدود می‌گردند. اگر این حجرات مسدود به نحوی با خارج ارتباط پیدا نکنند نقشی در ذخیره نفت و گاز نخواهند داشت.

www.arshadnaft85.blogfa.com

نکته: زمانی که ریف نزدیک به سطح زمین است، ارتباط حجره با خارج در اثر انحلال و سپس دولومیتیزه شدن یا شکاف برداشتن در اثر عوامل تکتونیکی صورت می‌پذیرد.

ریف‌های دارای نفت و گاز در تمام افق‌های زمین‌شناسی و در سراسر دنیا یافت شده‌اند ولی در آمریکای شمالی فراوانند که این موضوع شاید به علت حفاریهای بیشتر در این بخش از جهان است.

نکته: ریف‌های حاشیه‌ای ضمن نمو تدریجی به ریف‌های سدی تبدیل می‌گردند.

نکته: توده‌های بیوهرمی تشکیل‌اشان در تمام ادوار زمین‌شناسی از پرکامبرین تا عهد حاضر ادامه داشته است.

۲-۲-۲-۲- سنگ مخزن‌های دولومیتی

سنگ دولومیت به علت تخلخل بیشتر ، معمولاً دارای خواص مخزنی بهتری از سنگ آهک می‌باشد. سنگ‌های آهکی در تمام طول تاریخ خود ممکن است تحت تأثیر عوامل دولومیت کننده قرار گرفته و به دولومیتی شدن پس از رسوبگذاری، بعد از دیاژنز و سیمانی شدن آهک صورت می‌گیرد و سبب ازدیاد تخلخل در حدود ۱۱ درصد می‌شود.

نکته: معمولاً سنگ آهکی که به طور کامل دولومیتی شده باشد در حدود ۱۵ درصد تخلخل دارد.

در سنگ‌های آهکی که تخلخل اولیه به علت سیمانی شدن کاهش یافته و یا از میان رفته است دولومیتی شدن تخلخل جدیدی را به وجود می‌آورد. روزنه‌هایی که به علت دولومیتی شدن سنگ آهک به وجود می‌آیند، نسبتاً بزرگ و به صورت نامنظم در سنگ پخش می‌باشند که در عمل با هم در ارتباطند.

نکته: بخش‌هایی از سنگ مخزن‌های مزدوران و آسماری را لایه‌های دولومیتی تشکیل می‌دهند.

www.arshadnaft85.blogfa.com

نکته: بخش عمده سنگ مخزن میدان‌های نار، کنگان، آغاز و پارس را سنگ‌های دولومیتی سازنده‌های کنگـان و دالان می‌سازند.

نکته: گاهی به علت گذر آب دولومیت کننده از مجاری خاص مانند سطح گسل، کارت و غیره ... توده‌هایی از سنگ دولومیت با شکل‌های نامنظم در داخل سنگ‌های آهکی تشکیل می‌شوند.

نکته: دولومیتی شدن همزمان، هم‌اکنون در رسوبات بین جزر و مدی و فوق جزری در ساحل غربی خلیج‌فارس و فلوریدا و باهاما صورت می‌گیرد و بلورهای دولومیت بسیار دانه ریز آزاد و سیمان نشده به‌وجود می‌آیند.

۲-۲-۳- سنگ مخزن‌های متفرقه یا غیرمعمول

سنگ مخزن‌های عمده این گروه شامل سنگ‌های آذرین، دگرگونی و شیل‌های شکافدار می‌باشد. این کانسـارها گرچه از نظر زمین‌شناسی به علت تجمع نفت و گاز در سنگ مخزن‌های غیرمتعارف، جالب توجه‌اند ولـی از نظـر اقتصادی به ندرت حائز اهمیت‌اند.

- به طور معمول، حدود ۹۰ درصد نفت دنیا در مخازن ماسه سنگی و کربناته یافت می‌شود.

در سنگ های آذرین مختلفی مانند گرانیت، دیولیت، بازالت و گابرو نفت یافت شـده اسـت کـه در اغلـب آن‌هـا سنگ نفتزای رسوبی قابل تشخیص، با سنگ مخزن آذرین در تماس است.

مخازن متعددی را ازاین قبیل می‌توان نام برد که به یکی از آن‌ها اشاره می‌شود:

ریولیت‌ها که در آغاز میوسن از فوران گدازه به داخل دریایی عمیق تشکیل شده‌اند بـا تخلخلـی در حـدود ۲۰ تـا ۲۵ درصد و تراوایی ۱۰ تا ۴۰ میلی‌دارسی ، مخازن نفت و گاز متعددی را ایجاد نموده‌انـد. تخلخـل اولیـه در ایـن سنگ‌ها در اثر سرد شدن سریع و شدید گدازه در آب و برشی شدن آن به وجود آمده است و تخلخـل ثـانوی در

www.arshadnaft85.blogfa.com

اثر جریان‌های گرمایی و حرکات زمین ساختی به وجود آمده است. سنگ مادر این مخازن شیلی‌هایی دارای مواد آلی است که پس از پایان آتشفشانی بر روی ریولیت‌ها رسوب کرده‌اند.

www.arshadnaft85.blogfa.com

۳- سنگ پوشش یا پوش سنگ (Cap Rock)

پوش سنگ‌ها در واقع سنگ‌هایی هستند که می‌توانند از حرکت رو به بالای هیدروکربن جلوگیری نمایند. ضرورتاً یک پوش‌سنگ باید در برابر هیدروکربن نفوذناپذیر (ناتراوا) باشد. به‌طور کلی سنگ پوش قابل مقایسه با دیواره ظرف است که نقش آن نگهداری سیال در داخل ظرف می‌باشد.

نکته: اساساً سنگی که تراوایی صفر داشته باشد وجود ندارد اما بعضی از سنگ‌ها مانند تبخیری‌خا تراوایی خیلی کمی دارند. در حدی که می‌توان آن‌را نادیده گرفت.

سنگ‌پوشش هرچه ناتراواتر باشد و شکنندگی کمتری داشته باشد، توان بیشتر ی برای حفظ هیدروکربن دارد. سنگ‌های نمک، گچ و رس دارای خاصیت شکل‌پذیری‌اند و کمتر شکننده می‌باشند به همین دلیل سنگ‌پوش‌های خوبی می‌باشند. سنگ‌هایی مانند آهک‌میکریتی، مارن و شیل، در صورت بی‌شکاف بودن ناتراوایند و ممکن است در شرایط مساعد پوش‌سنگ مناسبی را تشکیل دهند.

۳-۱- طبقه‌بندی پوش‌سنگ‌ها

نکته: شکنندگی سنگ از خاصیت و توان‌پوششی آن به شدت می‌کاهد.

پوش‌سنگ‌ها را می‌توان در پنج گروه طبقه‌بندی نمود که به ترتیب توان پوشش عبارتند از: سنگ‌های تبخیری، آواری، آهکی، مارنی و متفرقه. البته به سنگ‌های آهکی و مارنی در مجموع پوش‌سنگ کربناتی نیز می‌گویند.

www.arshadnaft85.blogfa.com

۳-۱-۱- پوش‌سنگ‌های تبخیری

مهم‌ترین سنگ‌های این گروه سنگ‌های نمک و گچ می‌باشند. نمک از ناتراواترین کانیهاست و معادن حفر شده در داخل توده‌های نمک، بدون استثنا خشک بوده‌اند. قابلیت سیلان نمک تحت فشار، پدیده‌ای شناخته شده است که در پدیده حرکت توده‌های نمک در گنبدهای نمکی به خوبی نمایان است.

نکته: این خاصیت نمک سبب می‌شود اگر کمکی هم از داخل لایه نمک عبور نماید، صفحه گسل در داخل نمک بسته شود. در زیر لایه نمک، لایه‌ای از انیدریت وجود دارد که سنگ‌پوش اولیه را تشکیل می‌دهد.

نکته: فراوانی انیدریت در حوضه‌های رسوبی بیش از نمک است و به همین دلیل این کانی نقش مهم‌تری در ایجاد پوش‌سنگ دارد.

۳-۱-۲- پوش‌سنگ‌های آواری

سنگ‌های آواری بسیار دانه ریز مانند رس سنگ‌های و شیب‌ها در بسیاری از موارد پوش‌سنگ‌های مناسبی را تشکیل می‌دهند. شیل از فراوانترین سنگ‌های رسوبی است و به تناوب بین لایه‌های ماسه سنگ یا سنگ آهک وجود دارد. بنابراین اغلب رو و زیر سنگ مخزن‌های ماسه‌ای یا آهکی، شیل قرار دارد.

نکته: بیش از ۶۰ درصد میدان‌های نفتی بزرگ شناخته شده دارای پوش‌سنگ شیلی هستند.

میزان ناتراوایی رس سنگ‌ها و شیل‌ها بستگی به بافت و نوع کانی موجود در آن‌ها دارد. برخی کانی‌های رسی از ذرات فلسی شکل تشکیل شده‌اند که به طور موازی روی یک‌دیگر قرار دارند و ناتراواترین کافی ایجاد می‌نماید ولی برخی دیگر از کانی‌های رسی دارای ذرات یکنواخت نیستند و ناتراوایی کمتری دارند. بین کانی‌های رسی مونتموریلونیت‌ها خاصیت شکل‌پذیری دارند و بیش از بقیه کانی‌های رسی ناتراوا می‌باشند. کائولین‌ها بیش از

www.arshadnaft85.blogfa.com

همه در مقابل فشار حالت شکنندگی دارند و سنگ‌پوشش‌های ضعیف‌تری می‌سازند.از دیگر سنگ های آواری که می‌توانند به عنوان پوش‌سنگ عمل نمایند، سنگ‌های آواری سیمان شده و فشرده شده می‌باشند که تخلخل و تراوایی آن‌ها از بین رفته است.

۳-۱-۳- پوش‌سنگ‌های آهکی

سنگ‌آهک ریز یا مایکرایت از دیاژنز گل آهکی به وجود می‌آید و از این نظر شبیه رس سنگ‌هاست.

و مانند آن سنگ‌ها به دلیل موئین بودن خلل و فرج ناتراواست. فرق این سنگ با رس سنگ‌ها در شکنندگی و نداشتن خاصیت شکل‌پذیری است. در ناحیه‌ی آرام از نظر زمین‌ساختی (تکتوتیک) این سنگ‌ها می‌توانند نقش‌پوش سنگ را ایفا نمایند.

نکته: مایکریت‌ها اگر در اثر نیروهای تکتونیکی شکاف بردارند نه تنها نقش پوششی نخواهند داشت، بلکه در مواردی با ذخیره نفت و گاز در شکاف‌ها، سنگ مخزن ضعیفی را تشکیل می‌دهند.

نکته: از سنگ آهک مایکرایتی فقط در طاقدیس‌هایی با چین‌خوردگی ملایم و شیب دامنه‌های کم یا در نفت‌گیری‌های چینه‌ای انتظار پوشش داریم.

۳-۱-۴- پوش‌سنگ‌های مارنی

مارن‌ها مخلوط آهک و رس‌اند و به این علت نسبت به سنگ‌های رسی شکل‌پذیری کمتری دارند و بیشتر شکننده‌اند، ولی از سنگ آهک‌های مایکریتی شکل‌پذیرترند و از این رو نسبت به این سنگ‌ها شکنندگی کمتری

www.arshadnaft85.blogfa.com

دارند. خاصیت ناتراوایی مارن‌ها بستگی به مقدار و نوع کانی رس موجود در آن‌ها دارد ولی به هر حال مارن‌ها نیز تحت‌تأثیر نیروهای تکنوتیکی شدید شکاف بر می‌دارند.

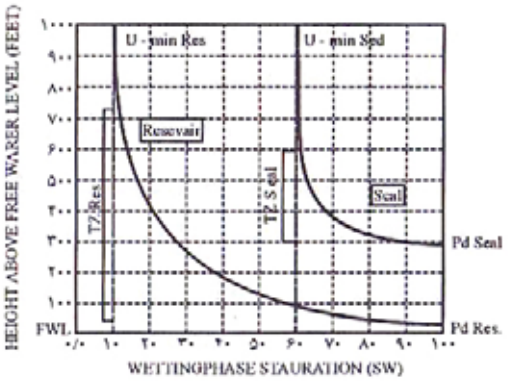
۳-۱-۵- پوش‌سنگ‌های متفرقه

هیدروکربن‌های جامد یا نیمه جامد مانند قیرها گاهی با مسدود نمودن خلل و فرج سنگ‌ها راه عبور نفت را می‌بندند و بدین ترتیب مانند پوش‌سنگ عمل می‌نمایند. بدیهی است که این مورد در مخازن کم‌فشار حضور دارند. ماسه سنگ‌های رس‌دار نیروگاه به حد کافی ناتراوا هستند که مانع عبور هیدروکربن می‌گردند. سیلت‌ها گرچه به ندرت ولی در برخی از مخازن نقش پوش‌سنگ را دارند.

۳-۲- کیفیت پوش‌سنگ

عموماً کیفیت یک سنگ پوشش به ضخامت، ارتفاع ستون هیدروکربن زیر آن‌ها، فشار جابه‌جایی (P_d) و گسترش جانبی آن بستگی دارد. با افزایش پارامترهای فوق، کارایی یک پوش‌سنگ افزایش خواهد یافت. ضخامت پوش‌سنگ، ارتفاع ستون هیدروکربنی و گسترش جانبی پوش‌سنگ می‌توانند سریعاً تخمین زده شوند، اما برای اندازه‌گیری مقدار جابه‌جایی یکسری آنالیزهای مختلف مانند اندازه‌گیری فشار موئینه لازم می‌باشد. در شکل زیر فشار جابه‌جایی (فشاری که در آن جیوه به داخل خلل و فرج سنگ نفوذ می‌کند) برای یک سنگ مخزن و یک پوش‌سنگ مقایسه شده است.

www.arshadnaft85.blogfa.com



۳-۳- ارزیابی پوش‌سنگ‌ها

پوش‌سنگ‌های مؤثر برای تجمعات هیدروکربنی، ویژگی‌های شاخص دارند که از جمله این‌که، ضخیم هستند، تداوم جانبی دارند، سنگ‌های انعطاف‌پذیرند و فشار بالایی در مجاری موئینه دارند.

پوش‌سنگ‌ها را می‌توان در دو مقیاس میکرو و مگا یا میدانی بررسی کرد. چون این دو تست و ایندو بررسی برای تمام عوامل مؤثر فوق را معلوم می‌نمایند.

نکته: فقط چند سانتی‌متر شیل رسی معمولاً از لحاظ تئوری برای به دام انداختن یک ستون خیلی ضخیم هیدروکربن کافی است.

نکته: ترتیب انعطاف‌پذیری لیتولوژی‌های پوش‌سنگ به صورت زیر است:

چرت‌ها <مادستون‌های کربناته < شیل‌های سیلتی < شیل‌های رسی <شیل‌های غنی از کروژن < انیدریت < نمک < نمک

نکته: جایی که نفتگیرها بر اثر جابه‌جایی گسلی مخازن به وجود آمده باشند، ضخامت پوش‌سنگ خیلی مهم است.

www.arshadnaft85.blogfa.com

نکته: ماد ستون‌های کربناته شاید فشار موئینه بالایی داشته باشند ولی تحت تغییر شکل، شکستگی‌های زیادی در آن‌ها توسعه می‌یابد.

نکته: انعطاف‌پذیری خاصیتی است در سنگ که با دما و فشار (عمق تدفین) تغییر می‌کند. سنگ‌های تبخیری در عمق کاملاً انعطاف‌پذیرند. در حالی‌که در اعماق کم شدیداً شکننده هستند.

نکته: هیدرات‌های گازی عبارتند از بلورهای جامد ته نشین شده گاز و آب که مانند قیرها می‌توانند در طبقه‌بندی پوش‌سنگ‌های متفرقه قرار گیرند. این مواد در مخازن نواحی دریایی کم‌عمق، در نواحی همیشه یخبندان و در مخازنی که محل دفن آن‌ها نسبتاً کم‌عمق است ولی زیر آب‌های سرد و عمیق قرار دارند، اهمیت زیادی پیدا می‌کنند.

www.arshadnaft85.blogfa.com

۴- نفتگیرها

نفتگیر، ظرفی است طبیعی که نفت و گاز را در خود جمع می‌کند و مانع حرکت آن‌ها می‌شود. جداره نفتگیر را سنگ‌پوش و فضای داخل آن‌را روزنه‌های سنگ مخزن می‌سازد. بدیهی است دیواره ظرف باید سالم و بدون عیتب باشد و درز و شکاف نداشته باشد تا سیال به خارج نشت نکند. وجود هیدروکربن در داخل نفت‌گیر بستگی به تولید نفت در حوضه و جهت مهاجرت آن‌ها دارد. اگر در حوضه، نفت تولید شده و در جهت مناسب مهاجرت کرده باشد ممکن است نفت‌گیر پر یا نیمه‌پر باشد، ولی اگر نفت تولید نشده یا به سوی نفتگیر حرکت نکرده باشد، خالی خواهد بود. نفت و گاز پس از ورود به داخل نفتگیر و محبوس شدن در آن همراه با آب موجود در نفتگیر تحت تأثیر نیروی غوطه‌وری (Buoyaricy) که ناشی از اختلاف وزن مخصوص نفت و آب و گاز است، از یک‌دیگر جدا شده و به ترتیب درجه سبکی، روزنه‌های سنگ مخزن را پر می‌نمایند. گاز در بلندترین بخش نفت‌گیر و پس از آن نفت و آب به ترتیب قرار می‌گیرند. ظرفیت نفت‌گیر برای ذخیره نفت و گاز به حجم نفتگیر، به تخلخل مفید سنگ مخزن و به فشار و دمای سیال داخل نفتگیر بستگی دارد. پس از جدایی سیال‌ها و رسیدن به حالت سکون، سطح جدایی سیال‌ها کم و بیش به صورت صفحه‌ای افقی درمی‌آید که سطح تماس گاز و نفت (GOC) و سطح تماس آب و نفت (WOC) می‌گویند. فاصله‌ی قله نفتگیر از سطح گاز و نفت را ستون‌گاز و فاصله‌ی سطح تماس گاز و نفت از سطح تماس آب و نفت را ستون نفت می‌نامند.

اساس گروه‌بندی نفتگیرها متفاوت است ولی رده‌بندی پیدایشی (Genetic) بیشتر مورد قبول واقع شده است.

بر این اساس نفتگیرها در سه گروه به شرح زیر قرار می‌گیرند:

الف- نفتگیرهای ساختمانی. ب- نفتگیرهای چینه‌ای. ج – نفتگیرهای مرکب یا مختلط

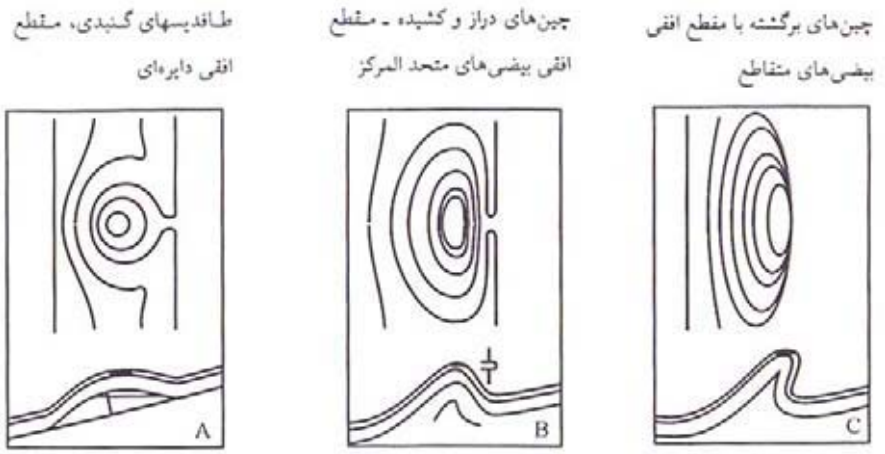
www.arshadnaft85.blogfa.com

۴-۱- نفتگیرهای ساختمانی

در پیدایش نفتگیرها، نیروهای زمین ساختی عامل اصلی می‌باشد همچنین این نیروها در تکوین آن‌ها نیز نقش اساسی دارند و شامل دو نوع نفتگیرند که در اثر عوامل تکتونیکی چین‌خوردگی و گسل‌خوردگی تشکیل می‌گردند.

۴-۱-۱- نفتگیرهای چین‌خورده

این نفتگیرها ممکن است به صورت طاقدیس‌های گنبدی با مقطع افقی دایره‌ای یا چین‌های دراز و کشیده با مقطع افقی دایره‌ای یا حتی چین‌های برگشته با مقطع افقی بیضی‌های متقاطع باشد. (مطابق شکل زیر)



در هر چین طاقدیس، محفظه‌ای بسته به نام کلوژر وجود دارد که در مقطع افقی، با منحنی‌های بسته نمایش داده می‌شود. کلوژر هر ساختمان آنتی‌کلینیکال ، عبارت از فاصله‌ی قائم بلندترین نقطه‌ی آن تا عمیق‌ترین منحنی بسته آن است که مقدار آن از چندین متر یا چندین هزار متر تغییر می‌کند. در صورتی‌که ارتفاع چین (که معمولاً

www.arshadnaft85.blogfa.com

بزرگ‌تراز کلوژر است) عبارت است از فاصله‌ای که بلندترین نقطه طبقات چین خورده از سطح شیب کلی طبقات در منطقه پیدا می‌کند (شکل A).

نکته: هیچ رابطه‌ای بین ارتفاع چین یا کلوژر وجود ندارد.

نکته: به‌طور کلی، میزان نفتگیری در هر نفتگیر چین خورده، معادل فاصله‌ی بلندترین نقطه‌ی چین تا عمیق‌ترین منحنی بسته چین در سطح افق است.

نکته: کلوژریک نفتگیر چین خورده نسبت به سطح آزاد دریا سنجیده می‌شود.

ظرفیت نفتگیری یک نفتگیر چینه‌ای به عواملی از قبیل کلوژ ساختمانی، ضخامت سنگ مخزن، تخلخل مفید سنگ مخزن، فشار مخزن و سرانجام وضع و شرایط مایعات داخل مخزن بستگی دارد. حجم واقعی و مفید سنگ مخزن در واقع حجم فضاهای خالی موجود بین سطح آب – نفت و سنگ پوشش مخزن است.

نکته: نفتگیرها ممکن است بر اثر مجموعه‌ای از عوامل ساختمانی مثل چین‌خوردگی ، گسل خوردگی یا کج شدگی طبقات، ایجاد شود. چنانچه چین‌خوردگی عامل اصلی و سازنده‌ی نفتگیر باشد، حتی در صورت دخالت سایر عوامل تکتونیکی آن‌را جزء نفتگیرهای چین خورده طبقه‌بندی می‌کنند.

نکته: تقریباً تمام مخازن نفت و گاز کشف شده ایران و در حدود ۸۰ درصد ذخایر کشف شده در کشورهای غربی از نوع نفتگیر چین خورده طاقدیسی می‌باشند و بیشتر روش‌های اکتشافی ابداع شده، برای یافتن نفتگیرهای طاقدیسی بوده است. اگر طاقدیسی به طور کامل پر شود، نقطه‌ای که نفت و گاز از آن به خارج تراوش می‌کند نقطه‌ی تراوش و صفحه‌ای که از نقطه‌ی تراوش بگذرد سطح تراوش نامیده می‌شود. در حالت کلی طاقدیس ممکن است بیش از یک قله یا گنبد داشته باشد مانند طاقدیس گچساران که دارای دو گنبد گاز اولیه بوده است.

www.arshadnaft85.blogfa.com

نکته: نقطه تراوش را که از نظر ساختمانی ضعیف‌ترین نقطه آن است، زین بحرانی نیز می‌نامند. شکل، اندازه و ارتفاع چین برحسب افزایش عمق، تغییر می‌کند. همچنین سطح محوری و قله طبقات چین خورده در اعماق زیاد، نسبت به لایه‌های سطحی، در جهت‌های جانبی نیز تغییر مکان پیدا می‌کند. به همین دلیل جهت‌یابی و شکل چین خوردگی طبقات ظاهر شده در سطح را معمولاً نمی‌توان به عنوان راهنما برای طبقات زیرزمینی در همه حال و همه جا مورد استفاده قرار داد. عدم تطبیق بخش‌های سطحی و عمیق چین‌ها و ناهماهنگی‌هایی که بدین طریق در ساختمان‌های زمین‌شناسی پدید می‌آید، علل مختلفی دارد که مهم‌ترین آن‌ها عبارتند از:

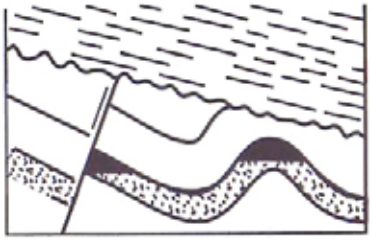
الف- طبقات چین‌خورده متقارب: در مواقعی که دریک مجموعه رسوبی طبقات سطحی و سنگ‌های مخزن در مقیاس ناحیه‌ای، متقارب هستند، تأثیر چین خوردگی روی طبقات عمیق با جابه‌جا شدن نسبی همراه است.

ب – تکرار چین‌ها: بعضی از چین‌خوردگی‌ها در طول عمر سنگ مخزن یعنی از زمان بین تاریخ تشکیل آن مثلاً از زمان سنگ شدن و دیاژنز تا حال، شدت بیشتر ی پیدا کرده است. بدین معنی که میزان چین خوردگی طبقات بر حسب افزایش عمق شدت یافته و مقدار کلوژر آن‌ها نیز بیشتر می‌شود.

ج- چین‌های ناهمسان و چین‌های دیاپیری: شکل چین‌ها و نحوه‌ی چین‌خوردن طبقات بستگی به میزان شکل‌پذیری طبقات دارد. هنگامی که ضخامت زیادی از طبقات نرم و انعطاف‌پذیر بر روی یک سنگ مخزن مقاوم قرار گرفته باشد در هنگام چین خوردگی عدم هماهنگی زیادی بین این دو لایه به وجود می‌آید. مانند ساختمان طاقدیسی جنوب و جنوب غرب ایران که مخزن آسماری از جنس آهک مقاوم است و گچساران که آنرا پوشانده از جنس رسوبات تبخیری کم مقاومت می‌باشد. بر عکس حالت فوق نیز ممکن است ایجاد شود که در آن لایه نامقاومت زیر لایه‌ی مقاوم قرار گیرد.

www.arshadnaft85.blogfa.com

د- دگرشیبی: چین خوردگی‌ها و گسل خوردگی‌هایی که قبل از ایجاد دگرشیبی‌ها، بین طبقات زیرزمینی رخ می‌دهد، معمولاً هیچ‌گونه اثر و نشانه‌ای از خود در سطح زمین نمی‌گذارند. شکل زیر نمایش شماتیک عدم انطباق ساختمان زمین‌شناسی طبقات در زیر و روی سطح دگرشیبی را به خوبی نشان می‌دهد.



نکته: وجود لایه‌های نامقاوم در بین لایه‌های مقاوم باعث ایجاد چین‌خوردگی ناهماهنگ می‌شود. مثل میدان نفتی مسجد سلیمان.

نکته: در بحث تغییر ضخامت لایه‌ها، اگر لایه‌ها از یک طرف طاقدیس به سوی نقطه‌ی تراوش ضخیم شوند، بستگی طاقدیسی در زیر طبقه ضخیم شده بیشتر می‌شود ولی اگر لایه‌ها به سوی نقطه‌ی تراوش نازک شوند، بستگی طاقدیسی در زیر لایه نازک شده کمتر است.

نکته: وجود لایه‌های ضخیم فشارپذیر مانند شیل نیز سبب تغییر شکل چین خوردگی در زیر و روی این لایه می‌شود.

نکته: در ساختمان طاقدیسی، چون لایه‌های متعددی با ضخامت زیاد چین می‌خورند، اگر چینه‌بندی مناسب باشد، امکان دارد در یک طاقدیس مخزن‌های متعددی در افق‌های مختلف و مجزا از هم تشکیل شود. مثل طاقدیس اهواز: مخزن آسماری ، سروک، خامی

نکته: بزرگ‌ترین کانسار نمونه طاقدیسی کشف شده نفتگیر طاقدیس مرکب نموار می‌باشد که بزرگ‌ترین میدان نفتی جهان می‌باشد. کانسار نمونه دیگر این نفتگیرها، نفتگیر طاقدیسی بورغان است که دومین میدان نفتی جهان

www.arshadnaft85.blogfa.com

از نظر مقدار ذخیره می‌باشد که اولین و مهم‌ترین میدان نفتی کویت با سنگ مخزن ماسه سنگ‌های بورغان و وارا می‌باشد.

۴-۱-۲- نفتگیرهای گسل خورده

گسل خوردگی به طور غیرمستقیم نقش اساسی در ایجاد نفتگیرها ایفا می‌کند. گسل در اکتشاف و استخراج مخازن نفت از نظر عامل سد کننده و بازدارنده سیال و همچنین عامل انتقال و فراهم آورنده معبری تراوا جهت عبور سیال دارای اهمیت است.

نکته: گسل‌خوردگی در سنگ‌های غیرشکننده بیشتر نقش سد کننده دارد ولی در سنگ‌های شکننده و خرد شونده، رل معبری تراوا را ایفا می‌کند. گسل‌خوردگی در سنگ‌های شکننده ممکن است با توسعه درزها در سنگ همراه شود که خود عامل مؤثر در تراوایی و ذخیره سازی سنگ محسوب می‌شود مشروط بر این‌که همزمان با پیدایش درز در سنگ، عوامل ثانویه منجمله سیمان شدگی، فضاها را پر نکرده باشد.

در مجموع وضع لایه‌های دو سوی صفحه گسل و جنس سنگ لایه‌ها نقش اصلی گسل را تعیین می‌نماید. اگر سنگ‌های اطراف صفحه‌ی گسل شکننده باشند راهی برای عبور سیال پدید می‌آید و اگر سنگ‌ها شکل‌پذیر باشند صفحه‌ی گسل عبور ناپذیر می‌شود. معمولاً در سنگ‌های تبخیری و شیب‌ها صفحه‌ی گسل عبور ناپذیر و در سنگ‌های آهکی آذرین و دگرگونی که شکننده هستند، صفحه‌ی گسل محل مناسبی برای گذر سیال است.

شرایط لازم برای تشکیل نفتگیرهای گسلی عبارتند از:

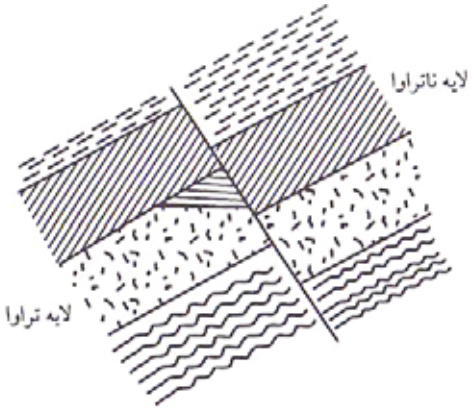
الف- جابه‌جایی گسل باید به نحوی باشد که بخشی از لایه‌های ناتراوا در دو سوی گسل مقابل هم قرار گیرند.

ب- بخشی از لایه‌های فوقانی سنگ مخزن در برابر لایه‌های ناتراوا قرار گیرد.

www.arshadnaft85.blogfa.com

ج- گسل باید بخشی از طاقدیس را ببرد یا گسل‌های جانبی فرعی دیگر بخشی از سنگ مخزن را به صورت بلوکی جدا کنند و حجمی از سنگ مخزن را توسط لایه‌های نفوذناپذیر محدوده سازند یا لایه تراوای سنگ مخزن به طور جانبی تغییر رخساره داده و به لایه‌ای ناتراوا تبدیل گردد.

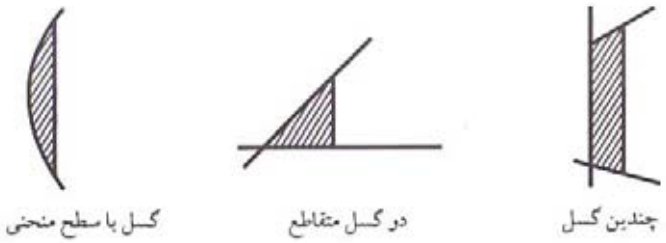
نکته: گسل‌ها در مورد تشکیل مخازن هیدروکربنی در طاقدیس‌های باز یا دماغه‌ای نقش اصلی را دارند و در نفتگیرهای چینه‌ای و ساختمانی نیز ممکن است سبب ازدیاد یا کاهش حجم مخزن گردند. شکل زیر به خودبی تحقق موارد الف و ب را برای تشکیل نفتگیر گسلی نشان می‌دهد.



نفتگیرهای گسلی کِراُل و فهود به عنوان نمونه‌های جالبی از نفتگیرهای گسلی جهان می‌باشند.

گسل‌های عادی و نرمال یا گسل‌های معکوس و تراستی هر دو موجب ایجاد نفتگیر می‌شوند. گسل‌های عادی در روی یال‌چین خوردگی‌ها، نفتگیر ایجاد می‌نمایند که در ایجاد آن‌ها ممکن است یک گسل با سطح منحنی، دو گسل متقاطع و یا مجموعه‌ای از چند گسل مشارکت داشته باشند. شکل کیفی زیر به خوبی بیانگر این موضوع می‌باشد.

www.arshadnaft85.blogfa.com



نفتگیرهای ایجاد شده به وسیله گسل‌های معکوس و یا روراندگی‌ها امکان دارد که در هر دو طرف سطح گسل ایجاد شوند و ممکن است در این نفتگیرها یک طرف توسط سطح گسل محدود گردد.

ازطرفی دیگر نفتگیر ممکن است در ارتباط با گسل‌های کششی در حال رشد که حرکت گسل همزمان با تشکیل رسوبات باشد به وجود آید. در این حالت ضخامت لایه تراوا در یک سمت گسل به مراتب بیشتر از ضخامت آن لایه در سمت دیگر گسل می‌شود.

نکته: نفتگیرهای حاصل از گسل خوردگی غالباً در ارتباط با گسل‌های نرمال می‌باشند و به همین جهت تعداد نفتگیرهای مرتبط با گسل‌های معکوس کم هستند.

نکته: درزها، شکستگی‌ها و معابر موجود در اطراف گسل‌های ناتراوا غالباً توسط کلسیت، سیلیس و مواد رسی فرا گرفته می‌شود.

نکته: وجود نفت سنگین در سطوح گسل و نشت نفت گاز از رخنمون گسل در سطح زمین بیانگر تأمین معبر تراوا توسط گسل از عمق به سطح زمین می‌باشد.

نکته: گسل‌های عمیق ممکن است در سطح ظاهر نشده ولی تأثیر شایانی بر ذخیره مخازن عمیق بگذارند.

www.arshadnaft85.blogfa.com

گاهی اوقات گسل خوردگی موجب تقسیم یک منطقه به چندین مخزن مستقل می‌گردد که امتداد گسل حدود این مخازن را تعیین می‌نمایند و به وسیله‌ی سطح گسلی ارتباط مخازن با سایر قسمت‌ها قطع می‌گردد. مانند میدان نفتی کرال در خلیج مکزیک که از چهار مخزن جداگانه تشکیل شده است.

۴-۲- نفتگیرهای چینه‌ای

نفتگیرهای چینه‌ای در اثر تغییرات سنگ‌شناسی که در حین و یا بعد از رسوب‌گذاری طبقات به وقوع می‌پیوندند، تشکیل می‌شوند. در اغلب حوضه‌های رسوبی، پدیده‌هایی از قبیل تغییرات رخساره‌ای، سطوح دگر شیبی و طبقات قطع شده در زیر این سطوح، ساختمان‌ها و مجموعه‌های مرجانی، تپه ماسه‌ای بادی و سدی و بسیاری رویدادهای مشابه دیگر وجود دارد که هر کدام ممکن است به نوعی در ساختمان و ایجاد نفتگیرهای چینه‌ای شرکت کنند.

در سنگ مخزنی که بر روی آن سنگ پوش قرار دارد هیدروکربن‌ها در جهت فراشیب حرکت می‌نمایند. اگر در این رخساره سنگ مخزن تغییر کند و به سنگی ناتراوا تبدیل گردد اثری همانند اثر گسل در تجمع نفت و گاز به وجود آمده است.

نکته: در مخازن چینه‌ای، لایه تراوا را عوامل رسوبی در برابر لایه ناتراوا قرار می‌دهند نه عوامل زمین ساختی.

قطع تراوایی سنگ مخزن ممکن است سریع باشد، مانند از میان رفتن گوه مانند عدسی‌های ماسه‌ای تراوا در داخل لایه‌های شیلی ناتراوا، یا بر اثر تغییری تدریجی لایه تراوا به طور جانبی تغییر رخساره دهد.

نکته: ماسه سنگ تراوا به ماسه سنگ رسی کم تراوا و در نهایت به سنگ رس ناتراوا تبدیل می‌گردد و سنگ‌های آهکی تراوا نیز به آهک مارنی و مارن و شیل ناتراوا تغییر رخساره می‌دهند.

www.arshadnaft85.blogfa.com

نکته: کشف نفتگیرهای چینه‌ای دشوارتر از نفتگیرهای ساختمانی است و به مطالعات چینه‌شناسی، رسوب‌شناسی، زمین‌ساختی و برداشت‌های لرزه‌نگاری دقیق نیاز دارد.

به طور کلی می‌توان گفت که شکل‌گیری نفتگیرهای چینه‌ای، مدیون تغییرات لیتولوژیکی است که یا در طی رسوبگذاری صورت می‌گیرد مانند تغییر رخساره در رسوبات کانال‌های رودخانه‌ای و یا ریف‌ها و یا ناشی از تغییرات بعد از رسوبگذاری است. نظیر فرسایش رسوبات و یا تغییرات دیاژنزی آن‌ها.

نفتگیرهای چینه‌ای را بر حسب زمان تشکیل آن‌ها یعنی بر حسب این‌که قبل از دیاژنز و یا ضمن دیاژنز سنگ‌های مخزن تشکیل شده باشد به دو گروه اولیه و ثانویه تقسیم‌بندی می‌کنند.

نمودار زیر این تقسیم‌بندی را به خوبی بازگو می‌نماید. با توجه به شماره‌ای که برای هر نوع نفتگیر اختصاص یافته به توضیح هرکدام از آن‌ها می‌پردازیم و نکات مهم را بازگو می‌نماییم.

A: نفتگیرهای چینه‌ای اولیه

ساختمان و تشکیل این دسته از نفتگیرهای چینه‌ای نتیجه مستقیم شرایط محیط رسوبی و تأثیری که این شرایط در تشکیل سنگ مخزن داشته است، می‌باشد. به عبارت دیگر، تشکیل این نفتگیرها همزمان با تشکیل سنگ مخزن صورت می‌گیرد.

B: نفتگیرهای چینه‌ای ثانویه

این‌گونه نفتگیرها بر اثر بعضی عوامل چینه‌شناسی و تغییراتی که بعد از ته‌نشین شدن و دیاژنز رسوبات درطبقات ایجاد شده است، به وجود آمده است. در تشکیل این نفتگیرها، دگرشیبی‌ها و سطوح فرسایشی نقش بسیار مهمی را دارند و به همین دلیل آن‌ها را نفتگیرهای دگرشیبی نیز می‌گویند.

www.arshadnaft85.blogfa.com

۴-۳- نفتگیرهای مختلط یا مرکب

بالا آمدن و نفوذ طبقات و سنگ‌های خیلی عمیق به داخل تشکیلات جوان‌تر و سطحی‌تر، موجبات تجمع حجم‌های بزرگ و کوچک نفتی را فراهم می‌سازد. به این نوع نفت‌گیرها، نفتگیرهای مجاور گنبدهای نمکی یا به اختصار نفتگیرهای گنبد نمکی نیز می‌گویند.

لایه‌های نمک که گنبدهای نمکی ریشه در آن دارند، در حوضه‌های رسوبی به سن‌های مختلف از پرکامبرین تا کواترنر دیده می‌شوند. وزن مخصوص نمک ۲/۱۶ گرم بر سانتی‌متر مکعب است که کمتر از وزن مخصوص متوسط سنگ‌های رسوبی است.سنگ نمک خاصیت شکل‌پذیری دارد و اگر در عمق کافی قرار گیرد به علت حرارت زمین گرمایی و فشار لایه‌های فوقانی به حالت نیمه سیال و خمیری در می‌آید و از نقاط پر فشار در حوضه به نقاط کم‌فشار حرکت می‌کند و چون از سنگ‌های فوقانی سبکتر از با نفوذ در نقاط ضعف لایه‌های فوقانی که معمولاً در اثر گسل یا چین‌خوردگی ایجاد می‌شود، به سوی سطح زمین حرکت می‌کند. وقتی توده نمک به صورت ستونی درآمد، اختلاف فشار استاتیک در ستونی که توده نمک در آن قرار دارد و قسمت‌های مجاور آن بیشتر می‌شود و به حرکت ستون نمک شتاب بیشتر ی می‌دهد.

نکته: رس‌های و ماسه‌های تازه دفن شده دارای وزن مخصوص کمتر از نمک می‌باشند که با افزایش عمق دفن‌شدگی، متراکم شده، فضاهای خالی بین دانه‌ای آن‌ها کاهش یافته و به وزن مخصوص آن‌ها افزوده می‌شود که در نهایت بیشتر از وزن مخصوص نمک می‌شود.

نکته: صعود نمک به بالا ممکن است سبب خم‌شدگی لایه‌های فوقانی شده و یا کاملاً لایه‌های بالایی را بشکافد.

نکته: نمک بعضی مواقع به سطح زمین رسیده و در نواحی خشک سبب کاهش تشکیل گنبد نمک می‌شود.

پدیده‌های زیر که در گنبدهای نمکی مشاهده می‌شوند جریان و حرکت کند نمک را تأیید می‌کند:

www.arshadnaft85.blogfa.com

۱- حرکت نمک به صورت یخچالی در اطراف ستون نمک در سطح.

۲- انحنا و گنبدی شکل شدن لایه‌های روی گنبد نمکی در گنبدهایی که به سطح زمین نرسیده‌اند.

۳- وجود کلاهک در روی گنبدهای نمکی که شامل خرده سنگ‌های جدا شده از لایه‌های درونی نمک است.

۴- وجود لایه‌بندی‌های تغییر شکل یافته و چین خورده در توده نمک

شکل نهایی یک گنبد به عوامل زیر بستگی دارد:

۱- یکنواختی و همگن بودن ترکیب نمک اولیه که تشکیل هسته نمکی را کنترل می‌کند.

۲- ضخامت سنگ مادر

۳- نیروی ثقل طبقات رویی

۴- غلظت نمک

نکته: وجود ساختمان‌های پیچیده زمین‌شناسی در دامنه گنبد نمکی به علت اختلاف زیاد در سرعت بالاآمدن توده‌های نمکی است. بدیهی است که هر گنبد نمکی دوره فعالیت و سکون منحصر به خود دارد و ارتباط با گنبدهای نمکی مجاور ندارد.

نکته: هر دوره سکون با افزایش رسوبات رویی و متعاقباً ایجاد دگرشیبی‌های محلی در اطراف گنبد است.

نکته: اگر سرعت رسوبگذاری بیش از سرعت بالاآمدن نمک باشد گنبدهای عمیق می‌گویند که در مرحله نهایی زیر هزاران متر رسوب مدفون خواهد شد. در مقابل بعضی از گنبدهای نمکی با نفوذ در داخل طبقات و کنار زدن آن‌ها به سطح زمین می‌رسد که آن‌ها را نوع نفوذی می‌نامند.

درصد قابل ملاحظه‌ای از نفت و گاز جهان در این نفتگیرهای گنبدی کشف شده‌اند از آن جمله گلف کوست آمریکا، رومانی، آلمان. در ایران و در حوضه‌های رسوبی زاگرس بیش از ۱۱۰ مورد وجود دارد که نمک آن‌ها

www.arshadnaft85.blogfa.com

ریشه در سازند هرمز به سن اینفراکامبرین و کامبرین دارد. همچنین در کویر مرکزی و در جنوب سمنان نیز گنبدهای نمکی متعددی وجود دارد که سن نمک آن‌ها ائوسن و الیگومیوسن است که معروف‌ترین آن‌ها گنبد نمکی قم یا همان کوه نمک است.

نکته: گنبدهای نمکی سطحی را به آسانی بر روی عکس‌های هوایی می‌توان تشخیص داد و گنبدهای نمکی پوشیده را نیز به علت وزن مخصوص کم‌نمک، با گرانی سنجی به سادگی می‌توان تشخیص داد.

نکته: در نواحی خشکی، وقتی نمک به سطح زمین می‌رسد مانند رسوب‌های یخچالی جریان می‌یابد. این پدیده در بسیاری از گنبدهای نمکی ایران مانند گنبد نمکی قم و گنبد نمکی نریمان در لارستان به خوبی دیده می‌شود.

نکته: در مناطق مرطوب، وقتی نمک به سطح زمین برسد حل شده و در سطح زمین فرورفتگی مدوری از گنبد نمکی به جا می‌ماند.

۴-۳-۱- انواع نفتگیرهای بوجود آمده در گنبدهای نمکی

نفوذ کبندهای نمکی در داخل طبقات دیگر، با تغییرات ساختمانی و چینه‌ای همراه است که در اثر آن شرایط مناسبی برای تشکیل نفتگیر فراهم می‌شود. همچنین حرکت گنبدهای نمکی به سمت بالا و تزریق آن‌ها در داخل طبقات رویی موجب بوجود آمدن ساختمان‌های طاقدیسی و ایجاد انواع نفتگیرهای ساختمانی می‌گردد. مانند میدان بورغان

چنانچه نمک ضمن بالا آمدن، طبقات سر راه خود را قطع کند و از آن‌ها عبور کند، این بریدگی با نازک شدن و برگشته شدن لبه طبقات مخزن در امتداد هسته نمکی، همراه خواهد بود. به این ترتیب تعداد زیادی نفتگیر در اطراف هسته تشکیل می‌شود.

www.arshadnaft85.blogfa.com

نکته: بالا آمدن نمک از یک طرف باعث شکستگی‌ها و گسل‌های شعاعی در سنگ‌های مخزن و طبقات اطراف و در برگیرنده گنبد گردیده و از طرف دیگر موجبات محصور شدن قطعات گسل خورده را در بین بخش‌های غیرقابل نفوذ فراهم می‌آورد و تعداد زیادی نفتگیر نیز از این راه به وجود می‌آید.

در بعضی از گنبدهای نمکی، بالا آمدن نمک به طور متناوب انجام گرفته است. نتیجه این نحوه بالا آمدن بی‌ثبات بودن طبقات رسوبی کم‌عمق و در نتیجه تأثیر فرسایش بر سطح فوقانی این طبقات بوده است. در زمان توقف حرکت نمک و پیشروی دریا، طبقاتی از انواع رسوبات دانه درشت (ماسه سنگ، کنگلومرا) به صورت پوششی بر روی سطوح فرسایش قدیمی به جا گذاشته شده است. این طبقات پیش‌رفته در مرحله‌ی بعدی بالا آمدن گنبد نمک، شیبدار گردیده و بدین ترتیب نفتگیرهایی در قسمت‌های فرّار سنگ‌های مخزن در اطراف هسته نمک تشکیل می‌گردد.

بدین ترتیب انواع نفتگیرهای مختلف تشکیل می‌گردد که در شکل زیر با شماره مشخص شده‌اند و هرکدام عبارتند از:

۱- نفتگیر چین خورده ساده بالای گنبد

۲- ساختمان گرابنی در بالای گنبد و تقسیم نفتگیر چین خورده اولیه به مخازن مستقل و کوچک

۳- کپ راک متخلخل که احتمالاًدر بعضی موارد محتوی ذخایر نفتی نیز باشد.

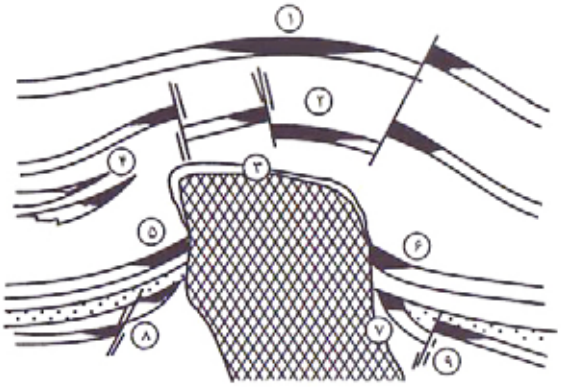
۴- توده‌ها و عدسی‌های ماسه‌ای که با بالاآمدن نمک برای نفتگیری و تشکیل مخزن مناسب شده است.

۵و۶- تشکیل نفتگیر در دامنه طبقات بالا آمده و قطع شده توسط گنبد که توده نمک مثل سدی مانع حرکت نفت شده است.

۷- نفتگیر زیر سطح دگرشیبی

www.arshadnaft85.blogfa.com

۸ و۹- تشکیل نفتگیر در اثر گسل‌های افست در مجاورت گنبد نمکی



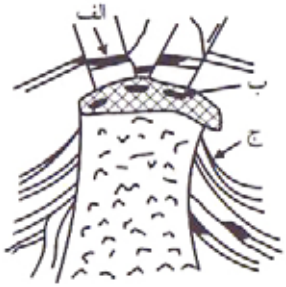
در نوع دیگری از تقسیم‌بندی نفتگیرهای گنبد نمکی به سه دسته زیر تقسیم می‌شوند:

۱- نفتگیر فوق کلاهک گنبد نمکی: اگر گنبدنمکی به سطح زمین نرسد، ممکن است باعث خم شدن لایه‌های فوقانی شده و نفتگیرهای تاقدیسی گنبدی شکل را ایجاد نماید که در رده نفتگیرهای طاقدیسی هم می‌تواند قرار گیرد. (الف – شکل زیر)

۲- نفتگیر کلاهک گنبد نمکی: در بالای ستون نمک کلاهکی از خرده سنگ‌های مختلف وجود دارد که توده نمک ضمن عبور از لایه‌ها از آن‌ها جدا کرده است. این برش اگر در شرایط مناسب قرار گیرد می‌تواند مخزن مناسبی برای تجمع نفت گاز گردد. (ب – شکل زیر)

۳- نفتگیرهای دامنه‌ای گنبدنمکی: گنبدنمکی در حرکت به سوی بالا، طبقات فوقانی را خم کرده و سپس آن‌ها را شکسته و شیبی در خلاف جهت حرکت ستون نمک در لایه‌ها ایجاد می‌نماید. لایه‌های شیب یافته در فراشیب، به ستون نمک که ناتراواست ختم می‌شود. اگر این لایه‌ها دارای توالی مناسبی از سنگ مخزن و سنگ پوشش باشند و نفت نیز در ناحیه‌ی تولید شده باشد، ممکن است کانسار قابل توجهی در دامنه‌های گنبد نمکی تشکیل شود. (ج – شکل زیر)

www.arshadnaft85.blogfa.com



www.arshadnaft85.blogfa.com

۵- مهاجرت و تجمع نفت و گاز

تجمع نفت و کاز به طورکلی در سنگهای درشت دانه متخلخل و تراوا صورت می‌گیرد و احتمال تجمع نفت، آن هم در مقادیر قابل توجه، در همان محل تشکیل فوق‌العاده ضعیف است. از طرف دیگر همان گونه که در مباحث ژئوشیمی بحث شده تشکیل نفت از مولکول کروژن در رسوبات دانه ریز از نوع سیلت و کلی (Clay) تحت تاثیر حرارت زمین، صورت می‌گیرد. به طور کلی، حرکت سیال از سنگ منشا به سمت لایه و معابر تراوا که محل تجمع نفت و گاز می‌باشند و همچنین بر روی مخزن، مهاجرت نامیده می‌شود.

در مجموع بر روی نفت دو نوع مهاجرت وجود دارد که عباتند از:

ـ مهاجرت اولیه : به جدایش نفت از سنگ منشا و انتقال آن به لایه‌های تراوا و اصولاً ماسه سنگ یا آهک به صورت محلول در آب، مولکول آزاد، جذب در مواد ارگانیکی و غیره ارگانیکی یا تلفیقی از آنها گویند.

ـ مهاجرت ثانویه:

نفت آزاد شده در سنگ منشا، به محیر متخلل‌تری هدایت شده و در آن نفت و گاز به خوبی تشخیص داده می‌شود.

نیروی ارشمیدس عامل انتقال در مهاجرت ثانویه بوده که با توجه به وزن مخصوص متفاوت نفت، گاز و آب عمل می‌کند که آن را مهاجرت ثانویه نفت می‌گویند.

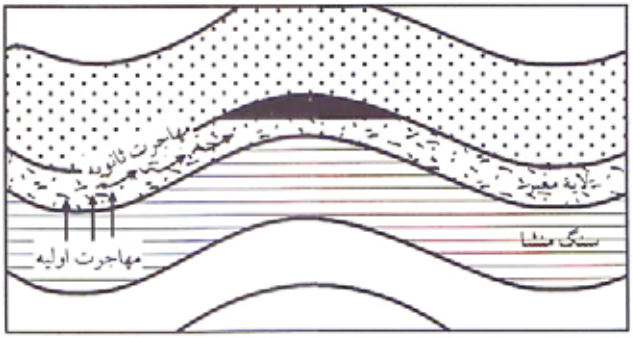
نکته: از آنجا که عملاً در اکثر قریب به اتفاق موارد، بخشی یا تمام فضاهای خالی طبقات زیر زمینی از آب اشباع می‌باشد. لذا حرکت نفت در شبکه‌های متخلخل به صورت عبور از حفره‌ها و مجاری موئین با حضور آب انجام می‌گیرد.

علائم و شواهدی برای اثبات مهاجرت نفت وجود دارند که عبارتند از : مواد الی موجود در منافذ مرتبط سنگ-

www.arshadnaft85.blogfa.com

های سطحی زمین، اکسید شده و فاسد می‌شوند. بنابراین لازمه‌ی حفظ مواد نفتی در مخزن به دنبال افزایش عمق و ازدیاد دمای مخزن می‌باشد ـ بخش بسیار کوچکی از مواد ارگانیکی سنگ منشأ تبدل به نفت و گاز می‌شود و مقدار نفت در جا بسیار ناچیز است. به همین دلیل تشکیل مخزن دارای ذخیره‌ی قابل ملاحظه در سنگ منشأ غیرممکن به نظر می‌رسد ـ نفت و گاز در بالاترین نقطه مخزن تجمع و تمرکز یافته که خود تأییدی بر حرکت نفت به سمت بالا و یا در مهاجرت عرضی می‌باشد که این تحول به صورت در جا نامتحمل به نظر می‌رسد.

شکل زیر به خوبی مهاجرت نفت و دو نوع مهاجرت یاد شده نشان می‌دهد.



نکته : مهاجرت ثانویه می‌تواند در مسافت‌های طولانی انجام شود ولی مهاجرت اولیه احتمالاًبه مسافت‌های صدها متر محدود می‌شود.

نکته : تشخیص مهاجرت اولیه از ثانویه بر مبنای مکانیسم متفاوت جابه‌جایی و چگونگی حرکت نفت نیست، بلکه فقط بر مبنای اندازه‌ی فضاهای خالی است. به عبارت دیگر بر اساس نوع و میزان تخلخل و لیتولوژی متفاوت در طول حرکت مایعات است.

در شرایط خاص، حرکات کره‌زایی یا افزودن شدن فوق‌العاده فشار درون مخزن و یا مواردی از این قبیل، موجب خروج نفت از داخل نفتگیر می‌گردد که این عمل به عنوان مهاجرت نفت شمرده نمی‌شود بلکه به آن «رجعت

www.arshadnaft85.blogfa.com

نفت» می‌گویند.

نکته : نسبت کربن آلی به بیتومن «رسوبات مدفون» در عمق کم، حدود ۴۰-۳۰ میلی‌گرم در هر گرم است که با افزایش عمق تدفین به بیشینه خود یعنی ۱۵۰-۸۰ میلی‌گرم در هر گرم می‌رسد. پس از تشکیل نفت خام و آزاد شدن نفت خام از بیتومن اولیه این نسبت مجدداً تقلیل یافته و کم می‌شود. بنابراین با افزایش عمق تدفین، نفت‌های سبکتر (وزن مولکولی کمتر)، نظیر هیدروکربورهای اشباع شده و ترکیبات آروماتیک و در نهایت هیدروکربورهای گازی تولید می‌شوند.

۵-۱- مهاجرت اولیه (Primary Migration)

رسوبات دانه ریز خیلی سریع متراکم می‌شوند و بنابراین اولین مسأله، اندازه‌ی کوچک منافذ در سنگ‌های رسوب است که در مهاجرت اولیه مطرح می‌باشد و مشکل دیگر قابلیت حلالیت کم هیدروکربن در آب است. زیرا در صورت توانایی انحلال مولکول‌های حمل و نقل شونده در آب مشکل ریز بودن منافذ عبوری نفت نیز حل می‌شود اما واقعیت این است که هیدروکربن‌ها قابلیت انحلال کمی در آب دارند و این قابلیت انحلال با افزایش اندازه‌ی مولکول‌ها سریع‌تر کاهش می‌یابد.

نکته : میزان حلالیت هیدروکربن با افزایش دما به صورت نمایی افزایش می‌یابد اما این مسأله در دماهای کم‌تر از (400F) 2000C چندان صدق نمی‌کند.

مکانیسم جابه‌جایی نفت به دو صورت مطرح می‌باشد که عبارتند از : انتقال نفت می‌تواند به صورت جریان توده-ای نفت باشد که در آن حجم قابل ملاحظه‌ای از مایع منتقل خواهد شد و یا به صورت انتشار باشد که ضمن آن ذرات دانه‌های بسیار ریز در محیط منتشر و توزیع می‌گردد. که در دو حالت فوق، حرکت و انتقال نفت نیاز به

www.arshadnaft85.blogfa.com

انرژی و نیروی محرکه دارد و انرژی لازم توسط دو عامل مهم حرارت و فشار در درون سنگ منشأ ایجاد می-گردد.

نکته : حرکت نفت به صورت جریان مایع در این مرحله، در درجه‌ی اول تحت تأثیر تغییرات فشار و در درجه‌ی دوم به علت حرارت است.

نکته : حرکت نفت به صورت انتشار ذرات هیدروکربنی از مناطق پرتراکم (با ظرفیت شیمیایی بالا) به مناطق کم تراکم (با ظرفیت شیمیایی کم) در داخل سنگ مولد می‌باشد.

در انتقال نفت و گاز در داخل فضاهای خالی دو امل مهم دخالت دارند که یکی یک فاز و یا چند فاز بودن مجموعه سیستم منتقل شونده و عامل دوم، وضعیت دیواره‌ی فضاهای خالی است که آیا به نفت یا به آب آغشته باشد. (oil or water wet)

نکته : اصولاً تر شدگی دیواره‌ی فضاهای خالی، نسبت به مایعات مختلف در حرکت هر نوع مایع در درون فضاهای خالی تأثیر می‌گذارد.

نکته : دما و فشار با ازدید عمق و دفن سنگ‌ها، افزایش پیدایش می‌کند که این عمل مقدار زیادی از مایع درون خلل سنگ‌ها خارج می‌شود. (سنگ‌های دانه‌ریز مثل رسی‌ها بیش‌ترین فشار را تحمل می‌کنند.)

مایع محتوی این سنگ‌ها تحت فشار به طرف بالا صعود می‌کند به همین دلیل افزایش فشار می‌تواند سرآغاز حرکت صعودی سیالات محسوب شود. البته لزومی ندارد که سیال صعود کننده در جهت نواحی کم فشار و دماهای کم حرکت کند، زیرا پدیده فرسایش، احتمال کاهش دما و به دنبال آن کاهش فشار را فراهم می‌آورد.

نکته : قابلیت انحلال گازها ضمن ازدیاد دما کاهش می‌یابد و قابلیت انحلال هیدروکربنهای سنگین‌تر با کاهش دما، کم می‌شود. بنابراین هیدروکربنهابرای کاهش دما به تدریج از محلول اشباع شده خارج می‌شود. این رهایی

www.arshadnaft85.blogfa.com

در هر سنگی که دمای کمتری از دمای قبلی خود داشته باشد صورت می‌گیرد. نتیجه آزاد شدن هیدروکربنها، راه یابی آن به مسیر اصلی جریان است. آزادسازی نفت، نشای از کاهش دما، بخشی از پدیده تجمع را در بر می‌گیرد. در هر حال مقدار کمی نفت از سنگ‌های ضخیم لایه، می‌تواند از آب عبوری جدا شود.

۵-۱-۱- حرکت نفت به صورت مداوم (حرکت مستقل فاز هیدروکربوری)

این مکانیسم چنین بیان می‌کند که در ابتدا فاز هیدروکربوری تشکیل شده به وسیله‌ی کروژن با پدیده انتشار (Diffusion) خود را به منافذ درشت‌تر سنگ منشأ رسانده و شروع به تمرکز می‌نماید. پس از شکل‌گیری قطرات درشت‌تر و اتصال آن‌ها با یکدیگر، شروع به حرکت می‌نمایند. این حرکت مداوم و بلاانقطاع نفت به صورت یک سیستم یک فاز در سنگ منشأ مستلزم حداقل اشباع شدگی بیش از ۵۰ درصد است. در این حالت تصور بر این است که آب موجود در فضاهای خالی در مقادیر بسیار کم بوده و فقط در حدی است که به دیواره‌ها چسبیده و موجب تر شدگی آن‌ها شود. لذا حرکت نفت در مجاری به صورت مستقل انجام گرفته و نفوذپذیری نسبی روی آن چندان تأثیری نمی‌گذارد.

در این قبیل موارد، انرژی لازم برای حرکت نفت، عمدتاً تغییرات فشار در داخل مجاری مؤیین خواهد بود.

۵-۱-۲- حرکت نفت به صورت گلبول‌های جدا از یکدیگر (غیر مداوم)

حرکت گلبول‌های نفت و حباب‌های گاز به طور به هم ناپیوسته و جدا از هم، در مجاری بسیار باریک و تنگ طبقات مولد که از آب اشباع شدگی قابل ملاحظه‌ای نیز برخوردار است، تحت تأثیر نیروی موئین انجام می‌گیرد. زیرا در این حالت دو فاز غیرقابل امتزاج و فصل مشترک آن‌ها، در عمل دخالت مستقیم دارد.

www.arshadnaft85.blogfa.com

نکته : تا زمانی که اندازه حباب فاز و یا گلبول نفت هم اندازه یا کوچکتر از قطر حفره (قطر کاپیلر) است مشکلی در حرکت آن‌ها نیست.

به علت یکنواخت نبودن فشارهای موجود در شیل‌های متراکم مخصوصاً وقتی که عمق تدفین سنگ منشأ زیاد باشد، گلبول‌های نفت و یا حباب‌های گاز برای داخل شدن به فضای خالی کوچکتر از خود، الزاماً باید تغییر شکل داده و از حالت کروی به حالت کشیده و سوزنی شکل درآیند. اما نیروی کشش سطحی بین دو فاز (آب و نفت یا آب و گاز) در مقابل هرگونه تغییر شکل‌های یاد شده مقاوت می‌کند. از طرف دیگر حجم زیادی از فضاهای خالی، به وسیله آب غیرقابل حرکت پر می‌شود. به این ترتیب می‌توان گفت که حرکت گلبول‌های نفت و حباب‌های گاز در روزنه‌ها و مجاری موئین با آب اشباع شدگی بالا در سنگ منشأ متراکم و بدون بازشدگی‌های از نوع درز و شکاف با مشکلات زیادی مواجه بوده و به کندی انجام می‌گیرد.

نکته : از آنجا که نیروی بازدارنده موئینه در مورد گازها بیشتر از نفت است، لذا حرکت حبابهای گاز در مرحله مهاجرت اولیه با اشکالات بیشتری مواجه خواهد بود.

نکته : به طور کلی مشخص شده است که حرکت گلبولهای نفت و حبابهای گاز (مکانیسم مورد بحث در این بخش) در داخل سنگ منشأ فشرده نقش مهمی را در مهاجرت اولیه ندارد.

۵-۱-۳- محلولهای کلوئیدی (مسیلی)

علت اصلی توجیه دخالت محلولهای کلوئیدی در مکانیسم مهاجرت اولیه، انحلال هیدروکربورهای غیرمحلول در آب داخل فضاهای خالی زیر زمینی، خاصه در دماهای کم می‌باشد. این مکانیسم چندان روشن نبوده و قطعی به نظر نمی‌رسد. اگر وجود الکترولیتهای کلوئیدی بر قابلیت انحلال هیدروکربن در آب مؤثر باشد، شاید بتوان

www.arshadnaft85.blogfa.com

گفت که مقداری از نفت مخزن به این طریق تجمع می‌یابد و این مکانیسم فقط محدود به سنگهای منشأ ضخیم دفن شده در عمقهای کم و تجمع نفت نقش مؤثری داشته باشند، قاعدتاً لازم بود که نفت‌های خام از N، S و O که قطبی می‌باشند و در ایجاد محلولهای مسیلی مؤثرند غنی باشد. حال آنکه نفت‌های خام موجود در مخازن از نظر این عناصر، در مقایسه با ترکیبات بیتومن «سنگهای منشأ» بسیار تهی و فقیر هستند.

۵-۱-۴- حرکت نفت به کمک محلولهای مولکولی

مهاجرت هیدروکربن به صورت محلول مولکولی برای بعضی از آروماتیک‌های سبک مثل بنزن و پارافین‌های گاز طبیعی مثل متان به عنوان مکانیسم مناسب و یکی از عوامل انتقال اولیه به حساب می‌آید. به این دلیل که قابلیت انحلال آنها در آب با افزایش فشار، سریعاً افزایش می‌یابد و به مجرد تقلیل مجدد حرارت و فشار، ضمن مهاجرت رو به بالا در طبقات و سنگهای مجزا از آن محلولها جدا شده و آزاد می‌گردند.

نکته : در شرایط عادی قابلیت انحلال اتان حدود ۳۰ درصد بیشتر از متان است اما در فشار ۵۰۰ Psi با هم برابر و در فشارهای بالاتر حل شوندگی آن از اتان کمتر است.

نکته : روند افزایش قابلیت انحلال گروههای مهم هیدروکربنها به صورت ترکیبات آروماتیک > نفتن‌ها > پارافین‌ها می‌باشد.

نکته : قابلیت انحلال نفتن‌ها و پارافین‌های حلقوی برابر با مونو الفین‌ها است.

نکته : آزاد شدن متان در سنگ مخزن در اثر عواملی از قبیل افزایش شوری، تقلیل فشار و حرارت، تفکیک گاز از سیستم‌های پلی فاز گاز و نفت و در نهایت افزایش گاز اشباع شدگی (gas satunatic) صورت می‌گیرد.

نکته : حداکثر قابلیت انحلال نفت در آب در دمای $100^{\circ}C$ می‌باشد.

www.arshadnaft85.blogfa.com

۵-۱-۵- حرکت نفت در قالب شبکه سه بعدی به هم پیوسته مواد آلی

این مدل بیان می‌کند که مهاجرت اولیه هیدروکربن‌ها از میان شبکه سه بعدی به هم پیوسته مواد آلی موجود در سنگ منشأ صورت می‌گیرد. در این مدل در طی مهاجرت اولیه، هیدروکربنها از طریق شبکه به هم پیوسته کروژن، بدون این که وارد متن سنگ شوند، انتقال می‌یابند. این فرآیند فقط می‌تواند در شیل‌های سیاه غنی از مواد آلی و برخی سنگهای کربناته امکانپذیر باشد.

۵-۱-۶- جمع بندی مکانیسم‌های مهاجرت اولیه

- هر کدام از مکانیزمها به تنهایی نمی‌تواند عامل انتقال و مهاجرت باشد.

- محلولهای مولکولی به عنوان عامل مؤثر در انتقال هیدروکربنهای سبک با قابلیت انحلال بالا می‌باشد. بنابراین این مکانیسم هم به طور کامل و جامع مؤثر و با اهمیتی در مهاجرت اولیه نفت به شمار نمی‌آید.

- مهم‌ترین و کارسازترین الگو برای مهاجرت اولیه در مراحل اساسی و مهم تشکیل نفت و گاز، به نظر می‌رسد که حرکتها و جابه‌جایی هیدروکربنها در اثر مطلق فشارهای حاصل از فشردگی سنگ منشأ می‌باشد.

نکته : زهکشی سنگ منشأ به عنوان فاکتور دیگری است که مهاجرت اولیه را کنترل می‌کند که در واقع توانایی سنگ منشأ در انتقال هیدروکربن به لایه‌هی سنگ معبر است. حرکت هیدروکربن در امتداد موازی لایه بندی سنگ منشأ بیشتر از جهت عمود بر آن است و در مجموع هیدروکربنها سبک راحت‌تر در سنگ منشأ حرکت می‌کنند.

- بدیهی به نظر می‌رسد که یک ارتباط مستقیم بین اندازه انباشته نفت و اندازه منطقه زهکشی شده وجود داشته باشد. به عبارت دیگر، هر چه انباشته بزرگتر باشد، نفت بایستی از سطوح بیشتری از سنگ منشأ نشأت گرفته باشد.

www.arshadnaft85.blogfa.com

میدانهای نفتی عظیم، بیانگر مسافت‌های طولانی مهاجرت نفت و گاز است.

۵-۲- مهاجرت ثانویه (Secondary Migration)

در خلال مهاجرت ثانویه، نفت به صورت قطراتی در منافذ سنگ مخزن تراوا حرکت می‌کند. چون قطر منافذ در سنگ مخزن درشت است حتی قطرات نسبتاً درشت نفت نیز قادر به حرکت هستند. فرآیندهای فیزیکی که باعث مهاجرت ثانویه می‌شوند، شامل شناوری (Buoyancy)، فشار موئینگی و نیروی هیدرودینامیکی می‌باشند.

در اثر پدیده شناوری که ناشی از اختلاف چگالی بین هیدروکربن ($\rho_{oil} = 0/7 - 1 g/cm^3, \rho_{gas} = 0/001 g/cm^3$) و آب سازندی ($\rho_w = 1 - 1/2 g/cm^3$) است، قطرات نفت در داخل لایه‌های معبر به طرف بالا حرکت می‌کنند. حرکت به طرف بالای نفت تا زمانی که قطرات به منافذی با قطر کمتر از خود برسند، ادامه می‌یابد. حرکت بیشتر، تنها با تغییر شکل قطرات و فشردگی آنها به داخل منافذ کوچکتر از خود صورت می‌گیرد. نیرویی که برای این حالت لازم است فشار موئینگی می‌باشد. فشار موئینگی با کاهش قطر منافذ افزایش می‌یابد، تا زمانی که فشار به اندازه‌ای می‌رسد که نیروی شناوری نمی‌تواند بر آن غلبه کند و در نتیجه قطرات نفت از حرکت بیشتر به سمت بالا متوقف می‌شوند و در واقع به دام می‌افتند.

نکته : تنها نیروی جلو برنده در مهاجرت ثانویه، نیروی شناوری یا همان نیروی ارشمیدس می‌باشد.

از طرفی، آبهای زیرزمینی در اثر تغییرات فشار هیدرودینامیکی در حرکت هستند. بنابراین تفکیک و عملکرد متفاوت فشار هیدرواستاتیک که حاصل نیروهای متقابل متعادل شده یا وضعیت ساکن تحت فشار است از شرایط هیدرودینامیکی در مورد مایعات زیرزمینی، حائز اهمیت است. حرکت آب در اثر نیروی هیدرولیک بالا سری (head) انجام می‌شود. این حرکت، روی جریان رو به بالای نفت و گاز در اثر نیروی ارشمیدس تأثیر گذاشته و

www.arshadnaft85.blogfa.com

آن را تغییر می‌دهد.

بدین ترتیب در مهاجرت ثانوی نفت و گاز سه عامل مهم تأثیر عمده دارند که عبارتند از :

۱- نیروی ارشمیدس یا بوینسی، در مواقعی که نفت و یا گاز در سنگهای متخلخل و اشباع از آب قرار داشته باشد، عمل می‌کند.

۲- نیروی موئینگی که خاصه در سیستم‌های چند فازی روی جریان مایع تأثیر می‌گذارد.

۳- نیرو هیدرودینامیک بالا سری که در حرکت دادن مایعات حائز اهمیت زیادی است. جهت حرکت از نقاط پرفشار به کم فشار است.

۵-۲-۱- حرکت رو به بالای نفت در اثر نیروی ارشمیدس در مقابل فشار موئینه

نیروی بویانسی موجب بالا رانده شدن نفت در داخل trap می‌گردد و نیروی موئینگی مخصوصاً در سقف مخزن یعنی سنگ پوش موجب توقف و ایستا شدن نفت در مخزن می‌شود. بین این دو در داخل trap موازنه و تعادل برقرار است. افزون بر دو نیروی فوق، فشار هیدرواستاتیک است که در داخل مخزن به صورت یکنواخت و همه جانبه عمل می‌کند که همان فشار مخزن است که موجب فوران نفت از قعر چاه به سطح زمین می‌شود.

مقدار نیروی موئینگی با قعر حفره‌ها رابطه معکوس دارد، به این معنی که در مجاری باریک‌تر، مقدار آن بیشتر است. بنابراین در چنین شرایطی نیروی موئینگی و کشش سطحی بین دو فاز مختلف، هر دو در مقابل مهاجرت ثانویه نفت مقاومت به عمل خواهند آورد.

موازنه‌ای که بین نیروی موئینگی و شناوری در درون مخزن برقرار است را در قالب فرمول زیر می‌توان خلاصه کرد:

www.arshadnaft85.blogfa.com

$$2\sigma(\frac{1}{r^2}-\frac{1}{r_P}) = Z_\circ.g.(\rho_w = \rho_o)$$

σ = کشش سطحی بین آب و نفت به dyn/cm^2

r = شعاع روزنه‌ها به cm

Z_o = ارتفاع ستون نفت به cm

g = شتاب ثقل به cm/s^2

ρ_w = چگالی آب به g/cm^3

ρ_o = چگالی نفت به g/cm^3

ماکزیمم ضخامت ستون نفت که می‌تواند در trap نگهداری گردد، ارتفاع بحرانی (Z_c) گفته شده و از معادله زیر حساب می‌شود:

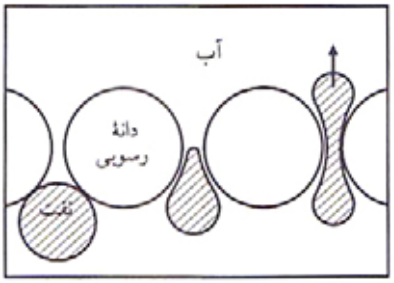
$$Z_c = 2\sigma(\frac{1}{r_t}-\frac{1}{r_P}).g.(\rho_w-\rho_o)$$

چنانچه گلبول نفتی بدون تغییر دادن در داخل سنگی به صورت ساکن و بدون حرکت قرار گرفته باشد، این گلبول با آب‌های اطراف آن در داخل روزنه در حال تعادل و توازن خواهد بود، در چنین حالتی شعاع وزنه سنگ (r_P) الزاماً باید برابر و یا بزرگتر از شعاع گلبول نفت باشد. در صورت کافی بودن نیروی ارشمیدس گابول از گلوگاه روزنه به بالا رانده شده که برای این کار تغییر شکل گلبول هم الزامی خواهد بود. با توجه به رابطه $P_c = 2\frac{\sigma}{r}\cos\theta$ (نیروی موئینگی) معلوم می‌شود که در صورت افزایش شعاع انحنای گلبول، فشار اضافی درون گلبول کاهش می‌یابد. بدین ترتیب فشار در انتهای بالایی گلبول با افزایش شعاع انحنای آن از داخل روزنه بیشتر خواهد شد. فشار موئین تا زمانی که شاع انحنای داخل گلبول تغییر شکل یافته در دو انتها برابر باشد، در

www.arshadnaft85.blogfa.com

مقابل فشر ارشمیدس مقاومت خواهد کرد. ولی گلبول به مجرد رسیدن به این مرحله و قرار گرفتن آن در نیمه راه گلوگاه، از این به بعد خواهد توانست که با فشار ارشمیدس مؤثر بالا برود. چنانچه انحنای انتهای پایینی کوچکتر از انتهای بالایی شود، نیروهای موئین و ارشمیدس هم سو شده و گلبول همچنان به بالا رانده خواهد شد و بدین ترتیب مهاجرت ثانویه کامل می‌گردد.

شکل زیر به خوبی پروسه فوق را نشان می‌دهد.



۵-۲-۲- مهاجرت ثانویه و هیدرودینامیسم

در بخش قبلی جابه‌جایی نفت در سنگ‌های متخلخل معبر و سنگ مخزن، اصولاً در شرایط هیدرواستاتیکی بیان شد. حال آنکه مقدار قابل ملاحظه‌ای جریان آبهای زیرزمینی و تأثیر شرایط هیدرودینامیسم در مهاجرت ثانوی را نباید از نظر دور داشت. هر گونه حرکت آب در سفره‌های آبدار برحسب جهت آن می‌توان حرکت هیدروکربنها را کند و یا تسریع نماید و جهت جریان آب مربوط به جمع جبری تغییرات هیدرودینامیک است. به این معنی که اگر این نیرو در خلاف جهت شیب (سربالایی) باشد، در این صورت برای ایجاد تعادل و حرکت رو به بالای نفت، ضروری است که نیروی بویانسی بر نیروی مخالف فائق آمده و آن را خنثی نماید.

نکته : هیدرودینامیسم در مهاجرت ثانوی و مخصوصاً در مراحل اولیه و ابتدایی آن می‌تواند عامل بسیار مهمی در حرکت نفت باشد و در مراحل انتهایی، مهاجرت ثانویه و گاز به میزان و جهت هیدرودینامیک و بوینسی بستگی دارد. بر حسب آنکه وضعیت رشته‌ای نفت، قائم، افقی و یا مایل باشد سه حالت زیر بررسی می‌شود:

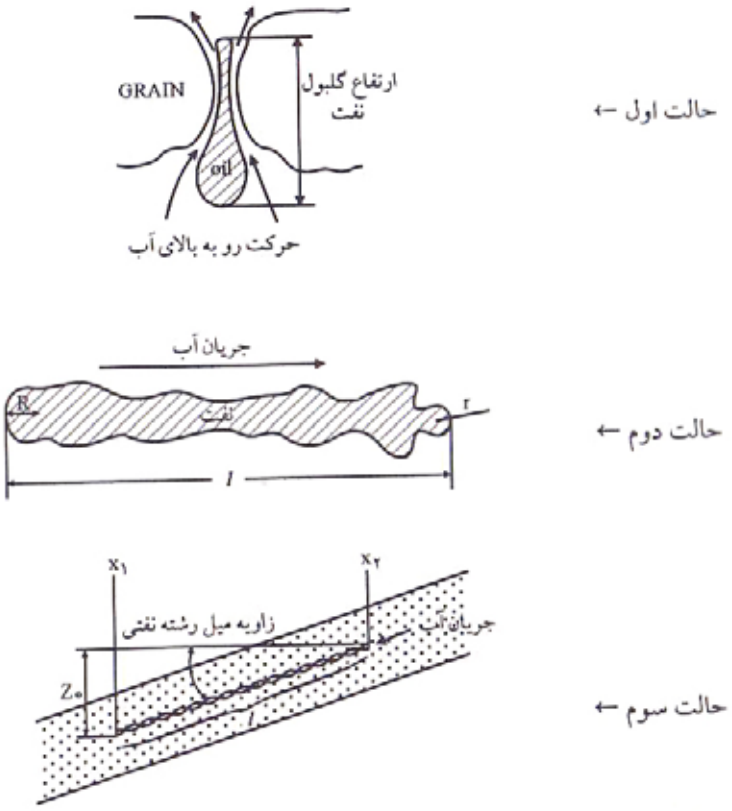
www.arshadnaft85.blogfa.com

- حال اول : مربوط به رشته نفتی است که با ارتفاع Z_o و چگالی ρ_o در آبی با چگالی ρ_w و جمع جبری هیدرودینامیس m مشخص شده که نهایتاً موجب حرکت رو به بالای نفت می‌شود.

- حالت دوم : رشته نفتی افقی رو به بالای طبق معبری که آن هم افقی است حرکت کند، در این صورت نیروی بویانسی قابل اغماض بوده و نیروی جلو برنده فقط حرکت افقی و رو به جلوی آب باشد.

- حالت سوم : اگر رشته نفتی به اندازه تمایل پیدا کند، جریان آب در امتداد آب برقرار شده و اختلاف فشار بالاسری هیدرواستاتیک در دو انتهای رشته افزون بر ارتفاع ستون نفت محبوس شده به علت فشار موئینگی که موجب توقف نفت شده است، باید منظور گردد.

شکل زیر سه حالت فوق را به صورت شماتیک نشان می‌دهد:



www.arshadnaft85.blogfa.com

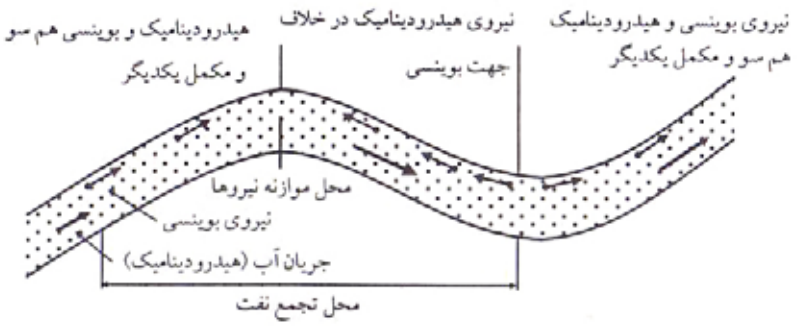
نکته : با افزایش مقدار نفت و گاز میزان بویانسی افزایش یافته و موجبات حرکت رو به بالای نفت بهتر فراهم می-شود.

نکته : با جلو رانده شدن نفت مقداری از آن در حفرات و مجاری در اثر کشش سطحی باقی می‌ماند که آن را نفت باقی مانده گویند و مقدار آن به اندازه حفرات و قطر مجاری و نوع تر شدگی آنها در مخزن و میزان و وضعیت نیروهای موئین بین آب و نفت بستگی دارد.

۵-۲-۳- نقش نیروی بویانسی در محصور شدن نفت

نیروی بویانسی به دو شکل موجب محصور شدن نفت می‌گردد که عبارتند از :

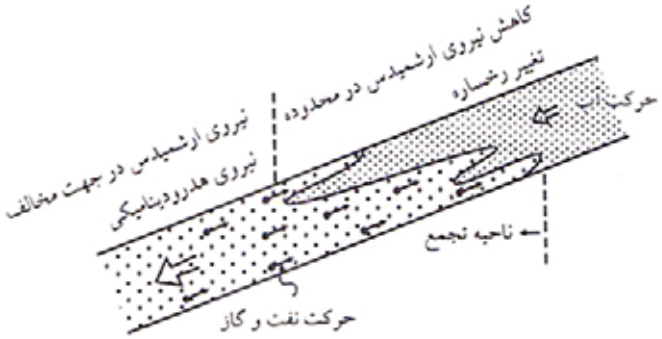
۱- زمانی که توده‌های نفتی و گاز همراه یک جریان آب، وارد ساختمان‌های طاقدیسی می‌شوند، در این صورت حرکت آب و نفت در خلاف جهت شیب منطقه است و بوینسی و هیدرودینامیک هم سو بودنه و توأماً موجب انتقال نفت به قله و یا بالاترین قسمت طاقدیس می‌شود. در دامنه دیگر طاقدیس، بوینسی به وسیله هیدرودینامیسم آب خنثی شده و عملاً نفت در قله طاقدیس در یک وضعی تعادل قرار گرفته و از حرکت باز می‌ایستد. به این ترتیب در داخل کلوژر طاقدیس محصور شده و با جدا شدن از جریان آب، در بالای طاقدیس تشکیل مخزن نفت می‌دهد. (مطابق شکل زیر)



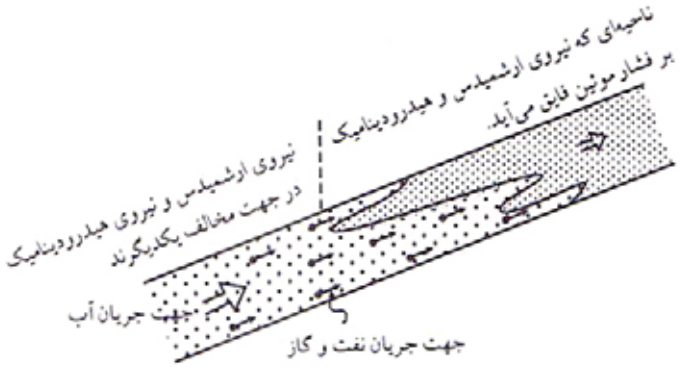
www.arshadnaft85.blogfa.com

۲- وضعیت در نفتگیرهای چینه‌ای که در آنها تخلخل و نفوذپذیری در خلاف جهت شیب طبقه کاهش می‌یابد، نفت و گاز در اثر بویانسی در طبقه، بالا رفته و در محلی که دیگر این نیرو و نیروی موئین پوش سنگ از مجموع نیروهای حرکت دهنده آب در محل تقلیل تراوایی، فزونی نداشته باشد و مضافاً در صورت جریان آب در جهت شیب هیدرودینامیسم در خلاف جهت بویانسی عمل کرده و نهایتاً، موجب محصور شدن و به تله افتادن نفت خواهد گردید. چنانچه جریان در خلاف جهت شیب باشد، بویانسی و هیدرودینامیسم در چنین شرایطی هم سو بوده و مجموع آنها کافی خواهد بود که نفت و گاز سرانجام به داخل فضاهای خالی کوچکتر و کوچکتر رانده شده و در نهایت مهاجرت در داخل بخش غیرقابل نفوذ هم تا حدودی انجام گیرد. بدیهی است که در این صورت فقط مقدار کمی از نفت در محل تقلیل تراوایی ذخیره و جمع خواهد شد. (مطابق شکل زیر)

www.arshadnaft85.blogfa.com



شکل ۵ ـ ۱) تأثیر جریان آب به طرف پایین شیب و تجمع هیدروکربو در ناحیه تغییر در تراوایی، نیروی فشار آب و تغییر رخساره‌ای، نیروی ارشمیدس در خلال لا یه تراوا بر نیروی هیدرودینامیکی فایق می‌آید. ولی در بالای ناحیه تجمع و به واسطه حضور نیروی هیدرودینامیکی و نیروی فشار مویین تفوق خود را از دست می‌دهد.



شکل ۵ ـ ۲) نیروی هیدرودینامیکی و نیروی ارشمیدس به طور همگام به طرف بالای شیب در حرکت می‌باشند. نیروی فشار مویین در ناحیه تغییر رخساره‌ای به طور کامل قادر به جلوگیری از حرکت بالا رونده هیدروکربو نمی‌باشد.

شکل ۵-۱) تأثیر جریان آب به طرف پایین شیب و تجمع هیدروکربو در ناحیه تغییر در تراوایی، نیروی فشار آب و تغییر رخساره‌ای، نیروی ارشمیدس در خلال لایه به تراوا به نیروی هیدرودینامیکی قایق می‌آید. ولی در بالای ناحیه تجمع و به واسطه حضور نیروی هیدرودینامیکی و نیروی فشار مویین تفوق خود را از دست می‌دهد.

شکل ۵-۲) نیروی هیدرودینامیکی و نیروی ارشمیدس به طور همگام به طرف بالای شیب در حرکت می‌باشند. نیروی فشار مویین در ناحیه تغییر رخساره‌ای به طور کامل قادر به جلوگیری از حرکت بالا رونده هیدروکربو نمی‌باشد.

www.arshadnaft85.blogfa.com

۶- زمین شناسی نفت ایران

برای ارزیابی پتانسیل نفتی منطقه یا کشوری باید پتانسیل تولید و امکان تجمع مواد هیدروکربنی در حوضه‌های رسوبی موردنظر بررسی شود. هر حوضه رسوبی دارای تاریخ زمین شناسی مستقلی می‌باشد. سنگهای رسوبی حوضه‌های قدیمی ممکن است سنگ پی یا زیربنای حوضه‌های جوانتر گردند. مانند حوضه رسوبی بسیار وسیعی که در اوایل دوران اول در ایران وجود داشته و جدایش این حوضه و پیدایش اقیانوس تتیس قدیم، سنگهای رسوبی این حوضه قدیمی را به صورت پی سنگ حوضه‌های رسوبی شمال گسل زاگرس و حوضه رسوبی اواخر دوران اول و جوانتر زاگرس ـ خلیج فارس در آورده است.

برای شناخت زمین شناسی نفت ایران و ارزیابی پتانسیل نفت و گاز کشور باید حوضه‌های رسوبی را مورد بررسی قرار داد.

حوضه‌های رسوبی مهم در ایران را به ترتیب زیر می‌توان نام برد.

۱- زاگرس ـ خلیج فارس

۲- کپه داغ ـ آموریا

۳- ایران مرکزی

۴- مغان

۵- دریای خزر

۶- طبس

۷- مکران

۸- سیستان

www.arshadnaft85.blogfa.com

در دو حوضه اول میدانهای نفت و گاز فوق عظیم و عظیم در ایران و کشورهای همسایه یافت شده و در حوضه‌های ردیف سوم و چهارم نفت و گاز به مقدار قابل توجهی کشف شده است.

۶-۱- حوضه رسوبی زاگرس ـ خلیج فارس

منطقه زاگرس خلیج فارس ایران بخشی از حوضه رسوبی عظیم ایران، عربستان، عراق یا ژئوسیکلن خلیج فارس است که نفت‌خیزترین حوضه رسوبی دنیاست.

کشف نفت در مسجد سلیمان در سال ۱۹۰۸ در ایران پتانسیل نفتی خاورمیانه را روشن ساخت. ضخامت زیاد سنگهای رسوبی اغلب دریایی دگرگون نشده از پرکامبرین تا پلیوسن، نبود فعالیتهای آذرین، وجود سنگ مادرهای متعدد و بسیار غنی از مواد آلی، سنگ مخزن‌های متخلخل و تراوای متعدد با سنگ پوشش‌های مناسب، شرایط منحصر به فردی را برای تولید و تجمع هیدروکربن در این حوضه فراهم نموده است.

حوضه رسوبی زاگرس ـ خلیج فارس که بیشترین مقدار ذخایر هیدروکربنی جهان را نسبت به دیگر حوضه‌های رسوبی داراست علاوه بر ایران و خلیج فارس در کشورهای عمان، عربستان سعودی، امارات عربی، کویت، عراق، سوریه و جنوب شرق ترکیه نیز گسترش دارد.

سنگهای رسوبی اینفراکامبرن و سازنده‌های بخش زیرین دوران اول حوضه زاگرس مانند سازنده‌های لالون و میلا بسیار شبیه سنگهای هم سن در دیگر حوضه‌های رسوبی ایران است. می‌توان نتیجه گرفت که در زمان پالئوزوئیک زیرین حوضه زاگرس بخشی از حوضه رسوبی بسیار وسیعی بوده که گسترش آن فرا مرز پهنه کنونی ایران زمین بوده است. با گشایش اقیانوس تتیس قدیم (paleotethys) این حوضه از دیگر بخشهای ایران جدا شده است. بنابراین چینه‌شناسی حوضه زاگرس را به دو دوره می‌توان تقسیم نمود. دوره قبل از باز شدن اقیانوس

www.arshadnaft85.blogfa.com

تتیس که همسان دیگر نقاط ایران است و دوره بعد از آن که حوضه زاگرس ـ خلیج فارس به صورت حوضه‌ای مستقل شکل می‌گیرد.

۶-۱-۱- گروه دهرم

گروه دهرم از سه سازند فراقون، دالان و کنگان تشکیل شده است. این گروه با پیشروی بسیار گسترده دریای پرمین بر روی سطح فرسایشی حوضه زاگرس رسوب کرده‌اند.

۶-۱-۱-۱- سازند فراقون

نام سازند از کوه فراقون در ۸۰ کیلومتری شمال بندرعباس گرفته شده که در آن محل از ۳۱۱ متر سنگهای رسوبی آواری تشکیل شده است و یکی از بهترین رخنمونهای این سازند است. مقطع نمونه این سازند در چاه شمار یک تاقدیس کوه سیاه معرفی شده است.

ضخامت سازند در این چاه ۱۱۲ متر است در قاعده این سازند در مقطع نمونه کنگلومرای کوارتزی است که بر روی آن ماسه سنگهایی با دانه‌بندی درشت تا متوسط قرار گرفته است. بر روی این ماسه سنگ‌ها، شیلهای رنگارنگ در تناوب با ماسه سنگ‌های کوارتزی قرار دارند. مرز بالایی با سنگهای کربناتی پرمین تدریجی و با تناوبی از ماسه سنگ و سنگ‌های آهکی تشکیل شده است. مرز زیرین سطح فرسایشی از افق‌های مختلف است که در کوه سیاه بر روی اردویسین، در فراقون بر روی سنگهای سیلورین قرار دارد.

سازند فراقون سازندی آواری ست که در محیط دریایی با پیشروری دریا در اواخر پرمین زیرین رسوب کرده است.

www.arshadnaft85.blogfa.com

۶-۱-۱-۲- سازند دالان

نام سازند از تاقدیس دالان گرفته شده است که در جنوب غرب شیراز قرار دارد. مقطع نمونه سازند در چاه شماره یک کوه سیاه قرار دارد. ضخامت آن در محل مقطع نمونه ۷۴۸ متر است. در کوه سورمه رخنمون خوبی از این سازند به ضخامت ۶۳۸ متر دیده می‌شود. در مقطع نمونه و تمام حفاریهای انجام شده بخشی از سنگهای تبخیری سنگهای کربناتی دالان را به دو بخش زیرین و زبرین تقسیم می‌کند. بخش کربناتی زیرین از سنگ آهک فسیل دار و دولومیت تشکیل شده و در مقطع نمونه ۲۶۰ متر ضخامت دارد. بخش تبخیری که بخش نار نامیده شده است از تناوب انیدریت و دولومیت تشکیل شده و در مقطع نمونه یعنی چاه کوه سیاه ـ ۱ ضخامت آن ۲۲۷ متر است.

بخش کربناتی زبرین در قاعده شامل آهکهای اُالیتی و در روی آن شامل آهکهای میکریتی و دولومیت قرار دارد. ضخامت این بخش در چاه سیاه ۲۶۱ متر است. این واحد سنگی قبل از معرفی مقطع نمونه در ایران سازند خوف نامیده می‌شد. محل مقطع سازند خوف در عربستان سعودی بوده و ضخامت آن ۱۷۱ متر است و از سنگهای کربناتی تشکیل شده است.

۶-۱-۱-۳- سازند کنگان

سازند کنگان از نخستین فاز پیشروی دریای تریاس بر روی پرمین پس از یک انقطاع رسوبی تشکیل شده است. نام این سازند از روسای کنگان و میدان عظیم گازی کنگان گرفته شده است.

به علت رخساره مشابه با بخش فرقانی سازند دالان جداسازی آن در روی زمین آسان نیست.

مقطع نمونه در چاه سیاه ـ ۱ معرفی شده است که در آن سازند از ۱۷۸ متر سنگ کربناتی تمیز تشکیل شده است.

www.arshadnaft85.blogfa.com

سازند کنگان دارای سه رخساره متفاوت می‌باشد، کربناته تمیز، کربناته تبخیری و کربناته شیلی. سن سازند کنگان تریاس زیرین است.

سازند کنگان با بخش فوقانی سازند دالان سنگ مخزنهای مخازن گازی گروه دهرم را تشکیل می‌دهد.

۶-۱-۲- گروه کازرون

سازندهای دشتک و نیریز گروه کازرون را تشکیل می‌دهند.

۶-۱-۲-۱- سازند دشتک

نام سازند از چاه شمار ۵-۱ دشتک که بر روی تاقدیسی به همین نام حفر شده گرفته شده است.

این چاه در ۷۵ کیلومتری غرب شیراز قرار دارد. مقطع نموه در چاه شماره یک کوه سیاه معرفی شده است.

ضخامت سازند در این محل ۸۱۴ متر است و از ۶ بخش تشکیل شده که از پایین به بالا به شرح زیر است:

بخش آغاز : از شیل سیلتی رنگارنگ تشکیل شده ضخامت آن در چاههای حفر شده از ۱۰ تا ۴۰ متر تغییر کرده است. نام آن از میدان گازی آغاز گرفته شده است.

بخش A : این بخش بر روی شیل آغاز قرار دارد. بیشتر از انیدریت و لایه‌های نازک دولومیت تشکیل شده و ۲۰۴ متر ضخامت دارد. در این بخش قسمتی وجود دارد که لایه‌های دولومیت دارای فشارهای متفاوتی می‌باشند که هنگام حفاری مشکل ساز می‌باشند و به زون «آبی» (Blue zone) معروف است و لایه‌های دولومیت از S_1 تا S_8 نامگذاری شده‌اند.

بخش B : این بخش از سنگ دولومیت و سنگ آهک تشکیل شده و در میان بخش لایه ضخیم انیدریت همراه با

www.arshadnaft85.blogfa.com

لایه‌های نازک دولومیت وجود دارد که به نام انیدریت B معروف است. کربنات زیر این انیدریت ۱۱۵ متر و کربنات بالایی ۱۵۰ متر ضخامت دارد. انیدریت B۴۰ متر ضخامت دارد. ضخامت کل بش ۳۰۵ متر است.

بخش C : این بخش بیشتر تبخیری است و از لایه‌های ضخیم انیدریت و لایه‌های نازک دولومیت تشکیل شده است. ضخامت این بخش ۲۱۲ متر است.

بخش دولومیت سفیدار : دولومیتی است دانه درشت تا متوسط به رنگ قهوه‌ای تیره به ضخامت ۴۴ متر و نام آن از چاه سفیدار در ۶۰ کیلومتری جنوب شیراز گرفته شده است.

بخش D : از ۵۴ متر تناوب انیدریت و دولومیت تشکیل و بخشی تبخیری است. مرز زیرین سازند دشتک با سازند کنگان همساز و مرز فوقانی سطحی فرسایشی است که گاه در برخی از چاههای تا بخش انیدریت B فرسایش یافته است. سن سازند دشتک تریاس پایینی تا میانی است.

۶-۱-۲-۲- سازند خانه کت

این سازند گر چه در زیر گروه کازرون آورده شده است ولی از سازندهای آن گروه نمی‌باشد. محل مقطع نمونه در ۱۱۰ کیلومتری شرق شیراز در تنگ دانه قمبری در تاقدیس خانه کت در ۲/۵ کیلومتری روستایی به همین نام می‌باشد. در این محل ضخامت سازند بال به ۸۰۰ متر گزارش شده است و از سنگ‌های دولومیت و آهک تشکیل شده است. دولومیت سفیدار در این مقطع قابل تشیخص بوده است. بخش زیرین سازند در این محل رخنمون ندارد. ضخامت این سازند بالغ بر ۹۵۰ متر می‌باشد. سازند خانه کت به طور جانبی جایگزین سازندهای کنگان و دشتک می‌گردد. بخش زیرین این سازند که در دیگر نقاط بررسی شده از سنگ آهکهای آرژیلی و شیل تشکیل شده است.

www.arshadnaft85.blogfa.com

۶-۱-۲-۳- سازند تبریز

اولین رسوبهای دریای ژوراسیک در دریای بسیار کم عمق تا حد بالای مد تشکیل شده است. بر روی سطح فرسایشی تریاس نخست شیل‌های گلوکونیتی، شیل‌هایی به رنگ قرمز آجری و زرد لیمونیت دار و برش قرار دارند. بخش زیرین سازند تبریز بیشتر از سنگهای آواری و بخش فوقانی از سنگهای کربناته تشکیل شده که در برخی نقاط دارای سنگهای تبخیری است.

ضخامت بخش زیرین در کوه خانه کت که محل مقطع نمونه است ۵۰ متر و در کوه سورمه ۱۴ متر است. بخش فوقانی در کوه خانه کت ۱۰۰ متر و در کوه سورمه در حدود ۵۲ متر است. بر این ضخامت سازند تبریز در محل مقطع نموه ۱۵۰ متر است و سن آن لیاس در نظر گرفته می‌شود.

۶-۱-۳- گروه خامی

گروه خامی شامل سازندهای سورمه، هیت، فهلیان، گدوان و داریان است.

۶-۱-۳-۱- سازند سورمه

در مقطع نمونه، کوه سورمه، ۶۷۲ متر ضخامت دارد، ۹۱ متر قاعده از آهک دولومیتی ضخیم لایه تا توده‌ای تشکیل شده است. ۷۶ متر میانی از سنگ آهکهای رسی به رنگ قهوه‌ای تا خاکستری نازک لایه، مارن و لایه-های نازک آهک زیست آواری (Bioclast) تشکیل شده است. ۹۱ متر زیرین بر پایه سنگواره دو کفه ایها مانند Lithotis سن لیاس را نشان می‌دهد. بخش میانی دارای آمونیت است. لایه‌های فوقانی آن سن kimmeridgian میانی را نشان می‌دهد.

www.arshadnaft85.blogfa.com

۹۰ متر فوقانی در محل مقطع نمونه کاملاً دولومیتی شده و فاقد سنگواره است ولی در فارس شمالی این لایه‌ها دارای سنگواره calpionella می‌باشند که سن تیتونین را مشخص می‌کند. در این نواحی سنگ آهک ژوراسیک بدون انقطاع به کرتاسه می‌گذرد.

سازند سورمه هم ارز سازند عرب در عربستان سعودی است که مخازن فوق عظیم نفت مانند قوار را در آن کشور و دیگر کشورهای عربی تشکیل داده است.

مرز زیرین با شیلها و آهکهای شیلی تبریز هم شیب است. در نقاطی که سازندهیت وجود دارد، سازند سورمه در زیر آن قرار می‌گیرد. در فارس داخلی سازند فهلیان بر روی سازند سورمه قرار می‌گیرد. در این حالت تعیین مرز دو سازند بدون استفاده از سنگواره‌ها میسر نیست.

۶-۱-۳-۲- سازند هیت Hith

این سازند که در بیشتر بخش‌های خلیج فارس گسترش دارد در عربستان سعودی معرفی شده است. در فارس ساحلی از انیدریتی به ضخامت در حدود ۴۵ متر تشکیل شده و بر روی سازند سورمه و در زیر سازند فهلیان قرار دارد. هر دو مرز سازند با واحدهای سنگی زیرین و زبرین هم شیب است. سازند هیت از فارس ساحلی به سوی شمالی شرق و به سوی فارس داخلی نازک شده و از بین می‌رود. سن سازند به علت نبود سنگواره با توجه به همخوانی منطقه‌ای ژوراسیک فوقانی در نظر گرفته شده است.

۶-۱-۳-۳- سازند فهلیان

محل مقطع نمونه در کوه خامی نزدیک روستای فهلیان در دامنه جنوبی کوه دالی در ۹۰ کیلومتری شرق ـ جنوب

www.arshadnaft85.blogfa.com

شرق میدان نفتی گچساران قرار دارد. در مقطع نمونه سازند از ۳۶۵ متر سنگ آهک توده‌ای خاکستری تا قهوه-ای، اُالیتیک و پلتی تشکیل شده است. مرزهای زیرین و زبرین با دولومیت سورمه و مارنهای سازند گدوان هم شیب است. سازند فهلیان در تمام فارس و شمال شرق خوزستان و شرق لرستان گسترش دارد ولی به سوی جنوب غرب لرستان و خوزستان به آهک مارنی و میکریتی و شیلهای تیره رنگ سازند گرو تبدیل می‌گردد. در فارس ساحلی سازند هیت فهلیان را از سازند سورمه جدا می‌سازد. در نقاطی که انیدریت هیت وجود ندارد، مرز زیرین در محل تماس با دولومیتهای تیره رنگ سورمه است. سن سازند فهلیان نئوکومین تا نئوکومین ـ آپسین است. این سازند سنگ مخزن مهمی در گروه خامی است.

۶-۱-۳-۴- سازند گدوان

مقطع نمونه در انتهای شرقی کوه گدوان در حدود ۴۰ کیلومتری شرق ـ شمال شرق شهر شیراز قرار دارد. در این محل سازند گدوان از ۱۰۶ متر مارن و شیلهایی به رنگ خاکستری مایل به سبز و زرد مایل به قهوه‌ای و سنگ آهکهای رس دار به رنگ خاکستری تیره تشکیل شده است. سازند گدوان سازندی دره ساز است. سازند گدوان به سوی جنوب غربی خوزستان و لرستان به سازند گرو تغییر رخساره می‌دهد. سن سازند نئوکومین پسین تا آپسین است.

در بخش میانی سازند گدوان در برخی نواحی بخش آهکی گسترش یافته که در چاه خارک شماره ـ ۱ به نام بخش خلیج نامیده شده است. ضخامت بخش خلیج در حدود ۱۵ متر است و تغییر ضخامت آن بین ۲۰-۱۲ متر است و از سنگ آهک تمیز تشکیل شده است. در نقاطی که این بخش گسترش دارد سازند گدوان به سه بخش تقسیم می‌شود : بخش خلیج، بخش مارن فوقانی و بخش مارن زیرین، بخش خلیج در برخی از میدان‌های نفتی

www.arshadnaft85.blogfa.com

منطقه زاگرس دارای نفت است.

این سازند سنگ پوشش سازند فهلیان را تأمین می‌کند و از نظر مواد آلی نیز غنی است و در تولید نفت نیز به عنوان سنگ مادر نقش دارد. Diclyoconous arahicus سنگواره مشخص این سازند در بخش خلیج است.

۶-۱-۳-۵- سازند داریان

نام این سازند از روستای داریان در جنوب مقطع نمونه گرفته شده است. در گذشته این سازند آهک اوربیولین‌دار (Orbitolina Limestone) و یا آهک آپسین ـ آلبین نامیده می‌شده است. محل مقطع نمونه در کوه گدوان است. در این مقطع سازند از ۲۸۶ متر سنگ آهک خاکستری مایل به قهوه‌ای ضخیم لایه تا توده‌ای تشکیل شده و سازند سیماسازی (Feature Forming) است. مرز زیرین با سازند گدوان هم شیب و تدریجی است و مقطع فوقانی با سازند کژدمی نیز هم‌شیب و تدریجی است. حد سازندهای دریان و کژدمی توسط لایه‌هایی که دارای ترکیبات آهن دارند و ماسه‌ای وسیعی می‌باشند مشخص می‌گردد. این لایه‌ها دارای گلوکونی نیز می‌باشند. این مرز نمایانگر فاز پسروی دریاست. سازند داریان سنگ مخزن مهمی در گروه خامی است.

۶-۱-۴- سازند گرو

نام سازند از تنگ گرو در دامنه شمال غربی کبیر کوه شده است. سازند گرو از ۸۲۵ متر آهکهای رسی و مارنی و شیلهای تیره رنگ تشکیل شده است. بیشتر افقها پیریتی می‌باشند. آمونیت و بلمنیت فراوان دیده می‌شود. مرز فوقانی سازند مرز ثابتی نیست. در محل مقطع نمونه که سازند سروک قابل تشخیص است مرز در زیر این سازند

www.arshadnaft85.blogfa.com

قرار دارد ولی اغلب سازند سروک نیز تغییر رخساره داده و تبدیل به سازند گرو می‌گردد. سن سازند در مقطع نمونه نئوکومین تا آپسین است ولی چاه امام حسن شماره ۱ سن آن نئوکومین ـ کنیاسین است.

سازند گرو در محیط رسوبی عمیق، کم انرژی و احیاکننده (پیریت فراوان) تشکیل شده است. این سازند به طور جانبی و جایگزین سازندهای فهلیان، گدوان، داریان، کژدمی و سروک می‌گردد. سازند گرو سنگ منشأای با پتانسیل زیاد است.

۶-۱-۵- گروه بنگستان

گروه بنگستان شامل سازندهای کژدمی، سروک، سورگاه و ایلام است.

۶-۱-۵-۱- سازند کژدمی

نام این سازند احتمالاًاز یک قطعه قدیمی در خوزستان گرفته شده است و قبلاً به شیلهای آمونیت‌دار معروف بوده است. مقطع نمونه در تنگ گرگدار در شمال میدان نفتی گچساران واقع است. در این محل ۲۱۰ متر ضخامت دارد و از شیل بیتومینی تیره رنگ آهک‌های تیره رسی و همراه با گلوکونیت فراوان تشکیل شده است. در این سازند لایه‌های آهکی و زبانه‌های آهکی به ویژه در ۹۰ متر زیرین قرار دارد که زبانه‌هایی از سازند داریان است. در ۳۰ متر قاعده سازند متعددی در سطوح سرخ دارای اکسید آهن وجود دارد که نمایانگر نبود رسوبی‌های کوچک است. من آن آلبین تا سنومانین است. در جنوب غرب خوزستان به ماسه سنگهای بورغان و نهر عمر تغییر رخساره می‌دهد و در فارس به آهک‌های فریتیک (دریای کم عمق) تبدیل می‌شود. مرز زیرین نمایانگر نبود رسوب‌های کوچک است. مرز فوقانی با سازند سروک گاه تدریجی و گاه تیز است. این سازند

www.arshadnaft85.blogfa.com

سنگ مادر بسیار مهمی در حوضه‌های رسوبی زاگرس می‌باشد.

۶-۱-۵-۲- سازند سروک

محل مقطع نمونه در تنگ سروک در کوه بنگستان در شمال غرب شهر بهبهان است. در این محل ۸۲۱ متر ضخامت دارد به شرح زیر:

۲۵۵ متر زیرین از سنگ آهک‌های خاکستری تیره ریزدانه رسی با لایه بندی گرهی (nodular) و لایه‌های نازک مارن خاکستری تیره میان لایه‌ای تشکیل شده و دارای آمونیت‌های کوچک است. ۵۲۴ متر میانی آهک توده‌ای، خشن به رنگ قهوه‌ای روشن همراه با قطعاتی از رودیستها می‌باشد. در لایه‌های زیرین دارای گروه‌های سیلیسی قهوه‌ای تا قرمز رنگ است.

۴۳ متر فوقانی از آهک‌های ضخیم لایه با سطوح هوازده نامنظم دارای اکسید آهن تشکیل شده است که نمایانگر یک سطح فرسایشی است. مرز فوقانی سازند سروک در نقاط مختلف با سازندهای متفاوتی در تماس است. در محل مقطع نمونه با سازند گورپی، در لرستان با سازند سورگاه، در بیشتر نقاط با سازند ایلام و یا گورپی هم مرز است.

در خوزستان سازند سروک و سازند ایلام یک واحد سنگی را تشکیل می‌دهند و تنها به کمک شناخت سنگواره-ها این دو سازند را می‌توان تفکیک کرد. در نواحی بینک و دارخوین این دو سازنده با یک واحد سنگی شیلی از هم جدا می‌شوند که لافان نامیده می‌شود. این واحد سنگی در فارس ساحلی نیز گسترش دارد.

در فارس ساحلی از جدید به قدیم به دو بخش احمدی و مدود قابل تشخیص است. بخش احمدی شامل ۶۰-۳۰ متر شیل همراه با آهک‌های جریانی نازک لایه است. حد فوقانی آن سطحی فرسایشی است که بر روی آن سازند

www.arshadnaft85.blogfa.com

ایلام قرار دارد و با آهک مدود که در زیر آن قرار دارد هم شیب است. سن شیل احمدی سنومانین است.

سنگ آهک دود از ۱۲۰-۶۰ متر سنگ آهکهای ضخیم لایه تا توده‌ای به رنگ قهوه‌ای تشکیل شده است. در آن سنگواره اربیولینا فراوان دیده می‌شود. با سازند کژدمی در زیر هم شیب است. سطح فرسایشی بعد از سنومانین در سطح سروک در فروافتادگی دزفول و سطح فرسایشی بعد از تورونین در تمام خوزستان و فارس مشخص است.

سازند سروک پس از سنگ آهک آسماری مهمترین سنگ مخزن حوضه زاگرس است.

۶-۱-۵-۳- سورگاه

نام سازند از کوه سورگاه در لرستان شده است و منحصراً در این نواحی گسترش دارد و در نتاحیه خوزستان دیده نمی‌شود. مقط نمونه در تنگ گر آب در دامنه جنوب غربی کوه سورگاه در جنوب غرب شهر ایلام قرار دارد. در این محل سازند از ۱۷۵ متر شیلهای خاکستری دره ساز دارای پیریت تشکیل شده است. در داخل شیلها لایه‌های نازک و جزیی سنگ آهک وجود دارد ولی در چاههای حفر شده در لرستان در میانه این سازند سنگ آهکی به ضخامت ۳۰ متر دیده شده است. سطح زیرین و سطح فوقانی سازند سورگاه هر دو سطحی فرسایشی است که آغشته به کانی‌های آهن مانند هماتیت است. سن سازند سورگاه احتمالاًتورونین تا سانتونین پیشین است. در برخی نقاط بر روید سازند گروه نیز قرار می‌گیرد.

سازند سورگاه در لرستان سنگ پوشش سنگ مخزن سروک را تشکیل می‌دهد.

۶-۱-۵-۴- سازند ایلام

مقطع نمونه در تنگ گرآب قرار دارد. در این محل سازند ایلام از ۱۹۰ متر آهک خاکستری دانه ریز آرژیلی با

www.arshadnaft85.blogfa.com

لایه بندی ۵ تا ۱۰ سانتیمتری تشکیل شده که با ورقه‌های نازک شیل سیاه رنگ از هم جدا شده‌اند. مرز زیرین بر روی یک نبود رسوبی قرار دارد و مرز فوقانی با سازند گورپی هم شیب است. در مقطع نمونه سن سازند ایلام، سانتونین پیش تا کامپانین است.

۶-۱-۶- سازند گورپی

این واحد سنگی قبلاً مارن گلوبیژرین دار (Globigerian Marl) نامیده می‌شد که شامل سازند گروپی و سازند پابده می‌گردید که گاه مارن دِزَک نیز نامیده شده است.

محل مقطع نمونه سازند گروپی در تنگ پابده در دامنه جنوب غربی کوه پابده در شمال میدان نفتی لالی است که در آن جا شامل ۳۲۰ متر شیل و مارن دریایی با لایه‌های جزیی از آهک مارنی است. بخش نسبتاً مقاوم سنگ آهک امام حسن در بخش میانی آن قرار دارد.

سازند گورپی با نبود رسوبی جزئی بر روی سازند ایلام و یا با نبود رسوبی طولانی بر روی سازند سروک قرار می‌گیرد. مرز فوقانی آن در لرستان و خوزستان در زیر شیلهای سیلتی و ماسه‌ای ارغوانی رنگ بخش زیرین سازند پابده قرار دارد.

در سازند گورپی دو بخش امام حسن و سیمره وجود دارد. بخش امام حسن از سنگ آهک مارنی دانه ریز به رنگ خاکستری روشن است که در سطوح فرسوده به رنگ سفید دیده می‌شود. محل مقطع نمونه این بخش در تنگ امام حسن در یال جنوب غربی تاقدیس امام حسن است. در این محل ۱۱۴ متر ضخامت دارد. بخش امام حسن در لرستان و خوزستان گسترش دارد. بخش سیمره در زیر بخش امام حسن در داخل مارنهای گورپی قرار دارد و از آهکهایی به رنگ قهوه‌ای با سنگواره فراوان دو کفه‌ایی Lopha تشکیل شده است. سازند گورپی در

www.arshadnaft85.blogfa.com

تمام حوضچه گسترش دارد. در شمال شرقی لرستان بخش فوقانی آن با سازند امیران جایگزین می‌گردد. در فارس داخلی بخش‌های فوقانی آن تغییر رخساره داده و به سازند تاربور تبدیل می‌گردد.

سن سازند کورپی در لرستان از کامپانین تا پالئوسن و در خوزستان و فارس سانتونین، ماستریختین است. سازند گورپی سنگ پوشش سنگ مخزن سروک را تأمین می‌نماید.

۶-۱-۷- سازند تاربور

نام سازند از روستای تاربور گرفته شده که در حدود یک کیلومتر با محل مقطع نمونه فاصله دارد. محل مقطع نمونه در کوه گدوان در فاصله یک کیلومتری دهکده تاربور واقع است. سازند از ۵۲۷ متر سنگ آهک توده‌ای پرفسیل تشکیل شده سنگ آهکی صخره ساز است. مرز زیرین با سازند گورپی تیز و هم شیب است. مرز بالایی با سازند ساچون دارای گره‌های آهن‌دار است که می‌تواند نمایانگر از یک دوره فرسایشی کوتاه مدت باشد.

سازند تاربور تنها در فارس داخلی گسترش دارد و واحد سنگی سیماسازی است. سازند تاربور به طور جانبی به سازند گورپی تغییر رخساره می‌دهد. سن سازند تاربور کامپانین پسین تا ماستریختین است.

۶-۱-۸- سازند امیران

این سازند در گذشته فلیس و گاه فلیش امیران نامیده شده است. مقطع نمونه آن در کوه امیران نزدیک روستای معمولاً اندازه‌گیری شده است. سازند از ۸۷۲ متر سیلت سنگ و ماسه سنگ به رنگ سبز زیتونی تا قهوه‌ای و سنگ آهک جزیی و در برخی نقاط لایه‌های چرت (محلی) تشکیل شده است. دانه‌های ماسه سنگها بیشتر از چرت تشکیل شده است.

www.arshadnaft85.blogfa.com

مرز پایینی با سازند گورپی تدریجی و هم شیب است. در این مرز تغییر رنگ مارنهای خاکستری مایل به آبی کورپی که در سطوح فرسایشی خاکستری روشن دیده می‌شوند که در زیر سیلت سنگ‌های سبز زیتونی تیره‌تر سازند امیران قرار می‌گیرند. در بیشتر نقاط لرستان بر روی سازند امیران واحد سنگی تله زنگ قرار می‌گیرد. در نقاطی که تله زنگ گسترش ندارد سازند کشگان بر روی آن قرار می‌گیرد. در لرستان سنگوارههای لوفتوزیا و امفالوسیکلوس در بخش زیرین سازند امیران به فراوانی دیده می‌شود.

سن سازند در لرستان ماتسریختین ـ پالئوسن است و به طور جانبی به سازندهای گورپی و پابده تبدیل می‌شود.

۶-۱-۹- سازند ساچون

برش نمونه در کوه ساچون در ۴/۵ کیلومتری دهکده ساچون واقع است. سازند ساچون ۱۴۱۴ متر سنگ گچ، مارن و دولومیت تقریباً به مقداری همسان تشکیل شده‌اند. سنگهای گچ اغلب عدسی شکل‌اند و با مارنهای قرمز آجری و دولومیت‌های نازک لایه جایگزین می‌شوند.

سازند ساچون به طور هم‌شیب و تدریجی بر روی سازند تاربور قرار می‌گیرد و به طور هم شیب در زیر سازند جهرم قرار دارد. به طور جانبی به سازند جهرم و پابده تبدیل می‌شود. این سازند نیز مانند سازند تاربور تنها در فارس داخلی گسترش دارد و در نواحی فسا و داراب بیشترین ضخامت را داراست.

سن سازند ساچون ماستریختین تا ائوس پیشین است.

۶-۱-۱۰- سازند تله زنگ

برش نمونه در تنگ دو قرار دارد. در این محل سازند از ۱۷۶ متر سنگ آهک با لایه بندی متوسط و به رنگ

www.arshadnaft85.blogfa.com

خاکستری تشکیل شده که دارای سنگواره زیادی است و به طور هم شیب بر روی سازند امیران قرار دارد.

تله زنگ به صورت زبانه‌هایی در مارن پابده گسترش دارد. این زبانه‌ها شامل سنگ آهک مارنی دارای گلوکونیت است و اغلب آهک متورقی است که از فلس ماهی نیز غنی بوده و دارای سنگواره ماهی نیز می‌باشد. در این حالت بخش تله زنگ سازنده پابده نامیده می‌شود.

سن سازند پالئوسن و ائوسن میانی است.

۶-۱-۱۱- سازند کشگان

این سازند در گذشته لایه‌های سرخ ائوسن نامیده می‌شد. مقطع نمونه آن در کوه امیران در محل گذر رودخانه کشگان از آن تاقدیس است و در دامنه شمال شرقی تاقدیس امیران قرار دارد. در برش نمونه سازند از ۳۷۰ متر سیلت سنگ، ماسه سنگ و کنگومرا به رنگ قرمز تیره تشکیل شده است. قلوه‌های کنگلومرا و دامه ماسه سنگها را بیشتر چرت تشکیل می‌دهد. رسوبگذاری کشگان منتج از حرکات کوهزایی در شمال شرق حوضه است. سازند کشگان به سوی جنوب غرب به سازندپابده و به طرف خوزستان به سازند شهبازان تبدیل می‌گردد. سن سازند با توجه به واحدهای سنگی زیرین و زبرین ائوس زیرین و میانی در نظر گرفته می‌شود.

۶-۱-۱۲- سازند شهبازان

برش نمونه این سازند در تنگ دو در شمال ایستگاه راه آهن تله زنگ است. در این محل سازند از ۳۴۰ متر سنگ آهک و سنگ آهک دولومیتی سفید رنگ در سطوح فرسایشی و متخلخل تشکیل شده است. مرز زیرین با سازند کشگان تدریجی و مرز فوقانی نمایانگر یک نبود رسوبی می‌باشد. سازند شهبازان در شمال لرستان و خوزستان

www.arshadnaft85.blogfa.com

گسترش دارد و به سوی جنوب غرب به سازند پابده تبدیل می‌گردد. سن سازند در برش نمونه ائوسن میانی و فوقانی است.

۶-۱-۱۳- سازند جهرم

محل برش نمونه در تنگ آب در کوه جهرم واقع است. ضخامت سازند در این محل ۴۶۸ متر است. ۳۰ متر قاعده در سطوح فرسوده قهوه‌ای رنگ و از دولومیت تشکیل شده است. بر روی آن ۱۶۳ متر دولومیت با طبقه بندی متوسط و بر روی آن ۲۷۵ متر سنگ آهک دولومیتی قرار دارد. سطح فوقانی سازند جهرم یک نبود رسوبی منطقه‌ای می‌باشد. سازند جهرم به طور جانبی تغییر رخساره داده و به سازنده پابده تبدیل می‌گردد. سن سازند جهرم در برش نمونه پالئوسن تا ائوسن میانی است. در شمال فارس کمی جوانتر است و ائوسن فوقانی را نیز شامل می‌گردد.

۶-۱-۱۴- سازند پابده

محل برش نمونه، در تنگ پابده کوه پابده در شمال میدان نفتی لالی است که در آن جا ۸۰۰ متر ضخامت دارد. در قاعده سازند شیلی ارغوان تا بنفش رنگ با ضخامت ده تا بیست متر قرار دارد. در تغییر رخساره تله زنگ به پابده زبانه‌هایی از آن سازند در پابده باقیمانده که از آن جمله از سنگ آهک گلوکونیت دار و آهک مارنی متورق دارای سنگواره ماهی و فلس ماهی می‌توان نام برد.

مرز فوقانی سازند پابده با سنگ آهک آسماری تدریجی است. سازند پابده به طور جانبی به سازندهای جهرم، شهبازان، کشگان و تله زنگ تبدیل می‌شود.

www.arshadnaft85.blogfa.com

سن سازند پابده در خوزستان و فارس پالئوسن فوقانی تا الیگوسن و در لرستان پالئوسن فوقانی تا میوسن است.

مارن پابده بسیار غنی از مواد آلی است ولی در بسیاری نقاط به بلوغ لازم برای تولید هیدروکربن نرسیده است. در نقاطی که به بلوغ رسیده باشد می‌تواند سنگ مادر پرتوانی باشد.

۶-۱-۱۵- سازند آسماری

نام سازند از کوه آسماری در جنوب شرقی مسجد سلیمان گرفته شده است که محل برش نمونه نیز می‌باشد. در گذشته دور به نام‌های سنگ آهک کلهر، آهک خمیر، آهک جریب و آهک فرات نیز نامیده شده است. در محل مقطع نمونه در تنگ گل ترش در دامنه جنوب غربی کوه آسماری از ۳۱۴ متر آهک مقاومت سیما سازکرم تا قهوه‌ای در سطوح فرسایشی دارای درز و شکافهای فراوان تشکیل شده که در بین لایه‌های آهک لایه‌های شیلی نازک وجود دارد. در این مقطع سن سازند میوسن است و بخش‌های زیرین آن به سازند پابده تغییر رخساره داده است.

مرزهای زیرین و زبرین با سازندهای پابده و گچساران هم شیب می‌باشد. سازند آسماری دارای دو بخش اهواز و کلهر است.

سنگ آهک آسماری مهمترین سنگ مخزن حوضه رسوبی زاگرس در ایران است و چون برای اولین بار در خاور میانه در آن نفت کشف شده است معروفیت جهانی دارد. بهره‌دهی یک چاه متوسط در یک میدان نفتی نسبتاً خوب در حدود ۲۵۰۰۰ بشکه در روز است.

سنگ آهک آسماری در تمام ناحیه زاگرس گسترش دارد. در حوالی بندرعباس بخش‌های زیرین سازند آسماری به رخساره پابده تبدیل می‌گردد و در شرق جزیره قشم در چاه هلور وجود نداشته است در حالی که در

www.arshadnaft85.blogfa.com

مرکز جزیره در تاقدیس گورزین سازند آسماری وجود دارد.

سازند آسماری از نظر سنی بر پایه سنگوارهها به سه بخش زیرین، میانی و زبرین تقسیم میشود.

سن آسماری زیرین الیگوسن و سن آسماری میانی و فوقانی میوسن زیرین است. سن سازند به طور کلی الیگوسن تامیوسن پیشین است.

۶-۱-۱۵-۱- بخش اهواز

در میدانهای نفتی اهواز، منصوری، مارون و به سوی جنوب و جنوب غرب اهواز بخش زیرین سازند آسماری تبدیل به ماسه سنگ آهکی و سنگ آهک ماسهای و لایههای جزئی شیل میگردد که در ایران رخنمون ندارد. زبانهای از ماسه سنگ غار است که در کشورهای عراق و کویت گسترش دارد. جنس آن بیشتر کوارتز واک (Quartz Wacke) است و در برخی از لایهها به سوی ماسه سنگ کوارتزی که دانهها بیشتر از ۸۵ درصد کوارتز است میل میکند. این بخش در چاه شماره ۶ اهواز که محل مقطع نمونه آن است ۲۱۳ متر ضخامت دارد. سن ماسه سنگ اهواز الیگوسن تا میوسن پیشین است.

۶-۱-۱۵-۲- بخش کلهر

بخش کلهر سازند آسماری در گذشته به نام انیدریت کلهر و یا ژیپس کلهر نامیده میشد و در حد یک واحد سنگی و یا سازند در نظر گرفته میشد. مقطع نمونه در دامنه جنوبی کوه اناران در محلی که جاده رودخانه چنگوله را قطع میکند اندازهگیری شده است. در این محل بخش کلهر شامل سه واحد است. ۴/۵ متر سنگ گچ در زیر بر روی آن ۲۰ متر مارن و لایههای نازک آهک مارنی خاکستری رنگ قرار دارد. بر روی واحد مارنی

www.arshadnaft85.blogfa.com

۹۴/۵ متر سنگ گچ توده‌ای قرار دارد. بنابراین ضخامت بخش کلهر در مقطع نمونه ۱۱۹ متر است.

در تاقدیس چنگوله بخش کلهر در چاه حفر شده در حدود ۱۸۵ متر نمک حفاری شده است. ولی در تاقدیس نفت شهر نمک دیده نشده است. در چاه چنگوله ضخامت بخش کلهر ۲۷۶ متر است. سن بخش کلهر میوسن زیرین است.

۶-۱-۱۶- گروه فارس

در سال ۱۹۶۵ جیمز و وانید (G.A.James & J.G.Wynd) فارس زیرین را سازند گچساران، فارس میانی را سازند میشان و فارس فوقانی را سازند آغاجاری نامیدند و نام فارس را به گروهی متشکل از این سه سازند اتلاق نمودند. سازند رازک که رخساره غیر تبخیری سازند گچساران است نیز در این گروه قرار می‌گیرد.

۶-۱-۱۶-۱- سازند گچساران

مقطعی کامل از این سازند به علت داشتن لایه‌های نمک و خاصیت سیالیت آن و چین‌خوردگی‌های داخلی در سطح دیده نمی‌شود و در چاه‌ها نیز در مقطع کاملی حفاری نشده است. در سال ۱۹۴۶ ریچاردسون بر پایه مطالعات بسیار دقیق در جوار میدان نفتی گچساران برای نخستین بار توانست از پیچیدگی‌های سازند کاسته و ارتباط واقعی لایه‌ها را مشخص نماید.

در خوزستان مرز سازند گچساران و آسماری تیز و همزمان (isochronous) است ولی در فارس به تدریج بخش‌های فوقانی آسماری با گچساران جایگزین می‌شود. به طرف فارس داخلی لایه‌های تبخیری گچساران با لایه‌های سرخ مارن و سنگ آهک‌های سیلتی سازند رازک جایگزین می‌گردد. سن سازند گچساران میوسن

www.arshadnaft85.blogfa.com

پیشین است.

همان طور که قبلاً اشاره شد در فارس ساحلی سازند گچساران به سه بخش چهل، چمپه و مول تقسیم می‌گردد.

بخش چهل : نام این بخش از محل مقطع نمونه آن تنگ چهل، در بخش مرکزی کوه نمکی یا کوه گچساران گرفته شده است. این محل در ۶۴ کیلومتری شمال شرق بندر لنگه و ۳ کیلومتری شمال روستای رستمی واقع است. بخش چهل از لایه‌های ضخیم انیدریت و لایه‌های بسیار نازک سنگ آهک تشکیل شده است. ضخامت آن در محل مقطع نمونه ۲۹۶ متر است. این بخش زیرین‌ترین قسمت سازند گچساران در جنوب شرق فارس است. از محل مقطع نمونه به شمال و غرب ضخامت این بخش‌ها کاهش و به سوی جنوب و شرق افزایش می-یابد. بخش چهل به صورت هم شیب بر روی سازند آسماری قرار دارد.

بخش چمپه : محل برش نمونه در تنگ چهل است. نام این بخش از روستای چمپه در فارس ساحلی گرفته شده است. در تنگ چمپه از ۱۱۰ متر سنگ آهک و دولومیت دارای گره‌های انیدریتی و مارن‌های گچ‌دار به رنگ خاکستری و قرمز تشکیل شده است. بخش چمپه از بخش‌های چهل و مول در برابر فرسایش مقاوم‌تر است. مرز زیرین و زبرین آن با بخش‌های چهل و مول هم شیب است. سنگ آهک و دولومیت‌های این بخش از نظر سنی هم ارز قسمت‌های فوقانی سازند آسماری در خوزستان است.

بخش مول : نام بخش از تنگ مول در کوه سفید فارس گرفته شده است. محل مقطع نمونه در تنگ چهل است. در این محل از ۵۳ متر مارنهای قرمز و لایه‌های جزیی مارنهای سبز مایل به خاکستری و لایه‌های آهکی گچ‌دار تشکیل شده است. رنگ سرخ آن این بخش را بین آهک چمپه و آهک گوری بسیار مشخص می‌سازد. در ناحیه شمال غرب بندر لنگه دو لایه سفید گچ نزدیک به مرز فوقانی آن در میان مارنهای قرمز دیده می‌شود. مرز زیرین و زبرین بخش مول با بخش چمپه و سازند میشان هم شیب است.

www.arshadnaft85.blogfa.com

سازند گچساران در مناطق نفت‌خیز جنوب دارای ۷ بخش است و به طور عمده از جنس مارن خاکستری، انیدریت، نمک، سنگ‌های آهکی نازک لایه و مارن‌های قرمز تشکیل شده است.

این سازند در نواحی فارس شامل سه بخش چهل، چمپه و مول می‌باشد. بخش چهل که بخش زیرین سازند به شمار می‌رود از لایه‌های انیدریت تشکیل شده است. بخش چمپه از آهک‌های ژیپس دار و بخش مول از مارن-های قرمز و خاکستری همراه با لایه‌های انیدریت تشکیل شده است و در قسمت فوقانی سازند قرار دارد.

در سازند گچساران منطقه خوزستان ۷ بخش شناسایی شده است. بخش ۷ در بالای سازند بوده و بخش ۱ که به نام پوش سنگ (Cap Rock) در قسمت‌های زیرین سازند قرار دارد، به عنوان سنگ پوشش مخزن نفتی آسماری مطرح می‌باشد. لیتولوژی بخش‌های این سازند به قرار زیر است:

بخش ۷ : این بخش از انیدریتۀ، مارن خاکستری و سنگهای آهکی تشکیل شده است و ضخامت آن در مناطق نفت‌خیز، متفاوت است به طور مثال در میدان نفتی اهواز در حدود ۹۵ متر و در میدان بی بی حکیمه در حدود ۱۳۰ متر است. این بخش دارای ۵ زون است و زون ۱ در بالاترین قسمت این بخش قرار دارد و زون ۵ در قسمت تحتانی این بخش جای دارد. در برخی از میادین نفتی از جمله میدان مارون، لوله جداری دوم باید در آخرین لایه انیدریتی زون ۵ از بخش هفت سازند گچساران قرار داده شود.

بخش ۶ : این بخش دارای لایه‌های مارن قرمز، انیدریت، مارن خاکستری و چندین لایه نازک از سنگ آهک می‌باشد ضخامت آن متفاوت است و در برخی از میادین دارای لایه‌هایی از جنس نمک است. در عملیات حفاری لوله جداری دوم در اولین لایه انیدریتی واقع در فوقانی‌ترین قسمت، بخش ۶ گچساران قرار می‌گیرد، به طوری که برای توقف حفاری به منظور راندن لوله جداری می‌بایست در حدود ۸/۵ تا ۱۰ متر از حد فوقانی (Top) بخش ۶ را حفاری نمود. از این لایه انیدریتی به بعد محل فشار بالای آب نمک سازند گچساران آغاز می‌شود و

www.arshadnaft85.blogfa.com

تا پوش سنگ ادامه می‌یابد.

بخش ۵ : این بخش به طور عمده از لایه‌های ضخیم مارن خاکستری، انیدریت و سنگ آهک تشکیل شده است لازم به ذکر است در برخی از میادین نفتی لایه‌های نمک در این بخش وجود دارد، (میدان نفتی کچساران)

بخش ۴ : به طور عمده دارای لایه‌های ضخیم نمکی است. اما لایه‌های انیدریت و مارن خاکستری نیز در آن یافت می‌شود تغییر ضخامت این بخش بسیار زیاد است.

بخش ۳ : دارای لایه‌های متناوب از مارن خاکستری انیدریت و نمک است و گاهی لایه‌های نازک از سنگ آهک دیده می‌شود.

بخش ۲ : این بخش به طور عمده تناوبی از انیدریت و مارن خاکستری همراه با لایه‌های نمک است و در تحتانی-ترین قسمت این واحد، یک لایه ضخیم از جنس نمک به نام نمک اصلی (Main Salt) وجود دارد که مستقیماً به پوش سنگ متصل است. ضخامت این لایه در میادین مختلف می‌باشد.

بخش ۱ : این بخش به نام پوش سنگ (Cap Rock) معروف است و سنگ پوشش اولین مخزن نفتی آسماری در مناطق نفت‌خیز است. به طور عمده از انیدریت و مارن خاکستری تشکیل شده است و در ضخامت آن لایه‌های نازکی از جنس آهک و شیل بیتومینه در این توالی رسوبی یافت می‌شود. این بخش در میدان اهواز در حدود ۴۰ متر و در میدان بی بی حکیمه در حدود ۲۲ متر و در میدان گچساران در حدود ۶۰ متر است. در عملیات حفاری لوله جداری حتماً می‌بایست به وسیله زمین شناس سر چاه تعیین گردد. به دلیل اهمیت داشتن این موضوع، برای این بخش لایه‌های راهنمای متعددی به طور قراردادی مشخص شده است. لایه راهنمای A که در بالاترین قسمت این بخش قرار دارد از جنس انیدریت با خصوصیت خاصی است و ضخامت این لایه که به نام (Key Bed A) KB/A = نامیده می‌شود در نواحی مختلف، متفاوت بوده و به طوری که از یک متر تا حدود ۳ متر گزارش می-

www.arshadnaft85.blogfa.com

گردد.

لایه راهنمای K.B/B):B) از جنس شیل بیتومین دار است و بین ۲۵ تا ۷۵ سانتیمتر ضخامت دارد و به عنوان شاخص و تعیین کننده پوش سنگ مطرح می‌باشد. این لایه بلافاصله در زیر K.B/A قرار دارد.

KB/C : این لایه راهنما از جنس سنگ آهک بوده و از نظر زمین شناسی ویژگی خاصی دارد. ضخامت آن در حدود نیم متر است. این لایه راهنما چندین متر پایین‌تر از K.B/B واقع می‌شود.

K.B/D : این لایه راهنما نیز از جنس سنگ آهک بوده و خصوصیات مخصوص به خود را دارد. ضخامت آن در حدود نیم‌متر است و در چندین متری پایین‌تر از K.B/C قرار می‌گیرد.

K.B/E و K.B/F این لایه‌های راهنما نیز از جنس سنگ آهک هستند و در چندین متری پایین‌تر از K.B/D، ابتدا K.B/E قرای می‌گیرد و سپس در چند متر بعدی K.B/F قرار می‌گیرد. حد فاصل K.B/F و سنگ مخزن آسماری، یک لایه ۲ یا ۳ متری از جنس انیدریت وجود دارد. ضخامت لایه‌های راهنمای فوق در حدود نیم متر است.

۶-۱-۱۶-۲- سازند رازک

نام سازند از روستای رازک در فارس گرفته شده است. برش نمونه در دامنه شمالی کوه جهرم در فاصله ۳۷ کیلومتری جنوب شرق شهر جهرم و ۸۰۰ متری جنوب شرق روستای چاه تیز اندازه‌گیری شده است. سازند رازک از ۷۷۴ متر مارن سیلتی دره ساز به رنگ‌های قرمز، خاکستری مایل به سبز و لایه‌های جزیی سنگ آهک سیلتی تشیکل شده است. هر دو مرز زیرین و زبرین آن با سازند آسماری و سازند میشان هم شیب است. سازند رازک به سوی جنوب و جنوب غرب به طور زبانه‌ای و گوه‌ای با سازند گچساران جایگزین می‌گردد. این

www.arshadnaft85.blogfa.com

جایگزینی کم و بیش با جایگزینی سازند تاربور با گورپی و سازندهای ساچون و جهرم با سازند پدیده کم و بیش هم محل است. سن سازند رازک میوسن پیشین است.

۶-۱-۱۶-۳- سازند میشان

این سازند در گذشته فارس مسانی و در ناحیه بندرعباس و فارس مارن انگورو نامیده می‌شد. روستای میشان که نام سازند از آن گرفته شده در ۵۰ کیلومتری جنوب ـ جنوب شرق میدان نفتی گچساران واقع است. برش نمونه در کنار راهی که دامنه جنوبی میدان نفتی گچساران را قطع می‌کند اندازه‌گیری شده است. در این محل سازند ۷۱۰ متر ضخامت دارد و از مارن خاکستری و آهکهای مارنی غنی از سنگواره و خرده سنگواره تشکیل شده است. در سطوح فرسوده به رنگ زرد تا کرم دیده می‌شود. در محل برش نمونه ۶۰ متر زیرین سازند از تناوب سنگ آهکهای «کرم لایه» (Worm beds) و مارنهای خاکستری تشکیل شده است. این بخش به طور جانبی به سنگ آهکهای ریفی تبدیل می‌گردد مرز زیرین با سازند گچساران سطح فرسایشی کوچکی است که با لکه-های آهندار مشخص می‌گردد. مرز بالایی گذری تدریجی است.

دریای میشان در شمال غرب حوضه زاگرس گسترش نداشته و به سوی مرکز و غرب لرستان با سازند آواری آغاجاری جایگزین می‌گردد. سنگ آهک زیرین سازند میشان بخش گوری نامیده می‌شود.

بخش گوری : نام این بخش از تنگ گوری در کوه هرنگین فارس گرفته شده است. این بخش در گذشته آهک اپرکولینا و سازند گوری نیز نامیده می‌شود. محل مقطع نمونه بخش گوری در شرق گنبد نمک کوه گچ در ۲۷ کیلومتری جنوب شرق شهر لار واقع است. در این محل سازند از ۱۳ متر سنگ آهک پرسنگواره، سیماساز، سخت به رنگ کرم تشکیل شده که در سطوح فرسوده به رنگ قهوه‌ای دیده می‌شود. هر دو مرز زیرین و زبرین

www.arshadnaft85.blogfa.com

این بخش با سازند گچساران و مارنهای میشان تیز و هم‌شیب است.

در بخش مرکزی و جنوب شرقی فارس سنگ آهک گوری دارای رخساره ریفی است و در برخی نقاط دارای ضخامتی بالغ بر ۶۰۰ متر است. این بخش در میان گازی سرخون نقش سنگ مخزن را داراست.

سن سازند میشان میوسن پیشین تا میانی است و این سازنده در ناحیه لرستان گسترش ندارد.

۶-۱-۱۶-۴- سازند آغاجاری

این سازند در گذشته فارس فوقانی نامیده می‌شد که اکنون نیز در عراق، سوریه و ترکیه به همین نام شناخته می‌شود. برش نمونه این سازند در بخش مرکزی میدان نفتی آغاجاری در کناره راه اندازه‌گیری شده است. ضخامت سازند در این محل ۲۹۶۶ متر ماسه سنگهای سیماساز قهوه‌ای مایل به خاکستری و مارنهای دره ساز، سیلت سنگ و مارن با رگه‌های نازک گچ می‌باشد. بیشتر دانه‌های ماسه سنگی را چرت تشکیل می‌دهد. آغاجاری با گذری تدریجی بر روی سازند میشان و با دگرشیبی در زیر سازند بختیاری قرار دارد.

سن سازند آغاجاری میوسن پسین ـ تاپلیوسن است. بخش فوقانی سازند آغاجاری بخش لهبری نامیده می‌شود.

بخش لهبری : این بخش در گذشته بختیاری زیرین نامیده می‌شد. محل مقطع نمونه در تنگ توکاب در دامنه شمال شرقی تاقدیس هفتکل در ۹ کیلومتری شهر هفتکل است. در امتداد جاده هفتکل به مالامیر. در این محل بخش لهبری شامل ۱۵۷۵ متر سیلت سنگ، مارن سیلتی دارای رگه‌های نازک گچ به رنگ نخودی و لایه‌های جزیی ماسه سنگ و سنگ گچ است. به طرف بالای مقطع لایه‌ها دانه درشت‌تر می‌گردند. این بخش به طور جانبی، به سوی شرق به رخساره آغاجاری تغییر رخساره می‌دهد. سن زمین شناسی برای این بخش پلیوس ـ میوسن پسین است.

www.arshadnaft85.blogfa.com

۶-۱-۱۷- سازند بختیاری

نام این سازند از ایل بختیاری گرفته شده است. محل برش آن در گدار لندر در شمال مسجد سلیمان است محلی که رود کارون لایه‌های سخت این سازند را می‌برد. ضخامت سازند در این محل در حدود ۵۵۰ متر است. یک سوم زیرین تناوبی از کنگلومرای توده‌ای و مقاومت و ماسه سنگ‌های کنگلومرایی کمتر مقاوم است. دو سوم فوقانی از کنگلومراهای توده‌ای صخره ساز تشیکل شده است. دانه‌های کنگلومراها را قلوه سنگهای خوب گرده شده سنگ آهکهای کرتاسه، ائوسن و الیگوسن و چرت تشکیل می‌دهد. خمیره با ملات کنگلومراها را ماسه و ریگ با سیمانی آهکی تشکیل می‌دهند. مرز آن با سازند آغاجاری در محل برش نمونه پوشیده است و به خوبی دیده نمی‌شود ولی در نواحی مجاور با یک دگرشیبی زاویه‌دار بر روی آن سازند قرار دارد. سنگواره‌ای در این سازند یافت نشده است. سن آن پالیوسن پسین و یا حتی جوانتر در نظر گرفته می‌شود.