

بررسی پدیده مخروطی شدن آب در مخازن نفتی رانش آب

داوود خدامرادی - دانشجوی کارشناسی ارشد مهندسی نفت اهواز

چکیده:

یکی از مشکلات عمده‌ای که در مخازن نفتی تحت رانش آب، رخ می‌دهد، پدیده مخروطی شدن آب است. این پدیده در اثر عدم توازن میان نیروهای ویسکوز و ثقلی رخ می‌دهد و سطح تماس آب-نفت در نزدیکی چاه تغییر شکل داده و به صورت مخروط به سمت فاصله تکمیل چاه پیشروی می‌کند تا نهایتاً پدیده رسوخ (break through) در چاه رخ می‌دهد و تولید نفت کاهش و تولید آب از چاه افزایش خواهد یافت. در این مقاله به بررسی خواص سنگ و سیال در به وجود آمدن این پدیده در مخازن همگن و شکاف دار خواهیم پرداخت.

مقدمه:

در مخازن نفتی که تحت رانش آب تولید می‌کنند، گرادیان فشار بین چاه و مخزن موجب می‌شود سطح تماس آب-نفت به سمت دهانه چاه بالا بیاید و شکلی مخروطی پیدا کند. ارتفاع این مخروط آبی به گرادیان فشار، خواص سنگ و سیال بستگی دارد که تمام این فاکتورها در نرخ تولید بحرانی دیده می‌شوند. نرخ تولید بحرانی عبارت است از کمترین نرخ تولیدی که موجب به هم خوردن رشد یکنواخت سطح آب-نفت شود و مخروط نهایتاً در چاه رسوخ کند و آب تولید شود. اگر نرخ تولید چاه از مقدار نرخ تولید بحرانی بیشتر گردد شاهد تولید آب از چاه و کاهش تولید نفت خواهیم بود.

این حداکثر نرخ تولید نفت بدون آب به ضخامت مخزن، فاصله ناحیه مشبک کاری شده، تراوایی، چگالی و گرانشی بستگی دارد و اولین بار محقق به نام Muskat در ۱۹۳۲ این حداکثر نرخ تولید را نسبت به فاصله ناحیه مشبک کاری شده

(hp) برای انواع ضخامت‌های مخزن (h) به صورت منحنی‌هایی انتشار داد که تا چند دهه مبنای محاسبات تولید بهینه از چاه بوده است. محققان دیگری در این زمینه کار کرده‌اند، اما در مخازن شکافدار موضوع نرخ تولید بحرانی کمتر مورد بررسی قرار گرفته است.

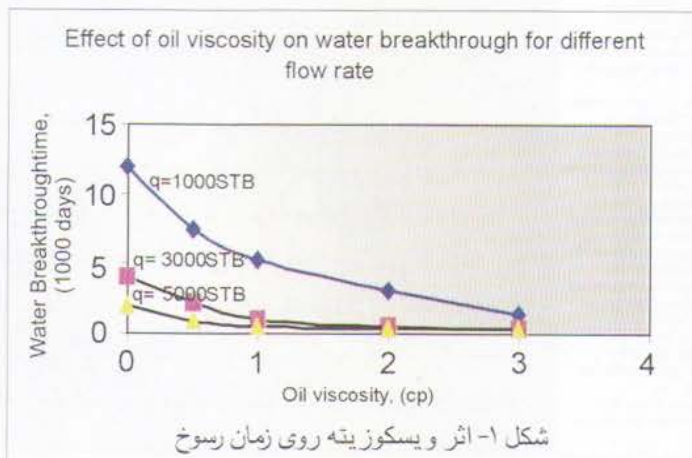
مخازن تحت رانش آب:

تولید نفت به وسیله فرایند رانش آب، معمولاً موثرترین فرایند تولید نفت مخازن است. این نوع فرایند تولید معمولاً دارای چندین مشخصه است که می‌توان به کاهش فشار بسیار تدریجی، تولید زود هنگام آب در چاه‌هایی که به سطح تماس آب، نفت نزدیک‌ترند و مشاهده تغییرات ناچیز در نسبت گاز به نفت تولیدی (GOR) در طول عمر مخزن اشاره کرد. کنترل نرخ تولید برای کاهش تولید آب مهمترین دغدغه مهندسان نفت است. برای این امر درک ارتباط خواص سنگ و سیال مخزن با پدیده مخروطی شدن آب کمک شایانی برای پیش‌بینی نرخ تولید بهینه می‌کند.

ویسکوزیته نفت:

اولین پارامتر مهمی که بر روی مخروطی شدن آب موثر است گرانشی نفت می‌باشد. در مخازن نفت سنگین تحت رانش آب، مشکلات مخروطی شدن حادتر از مخازن نفت سبک می‌باشد.

از شکل ۱ می‌توان دریافت که، الف- به ازای یک دبی ثابت زمان رسوخ آب به دهانه چاه (break through) زیاد شدن گرانشی، کاهش می‌یابد و ب-



بایستی کمتر از یک سوم کل ارتفاع لایه نفتی باشد که این مقدار به ارتفاع لایه نفتی، شعاع دهانه چاه و شعاع مساحت تخلیه مخزن بستگی دارد. (مطابق شکل ۳)

دبی تولید:

پارامترهای مورد اشاره در بالا در تعیین بحرانی موثرند. در

نرخ‌های تولید پایین سطح مشترک آب و نفت به صورت شکل پایداری فرض می‌شود و بر عملکرد چاه اثر سوء ندارد. تخمین نرخ تولید بهینه مهم‌ترین پارامتری است که بر روی مخروطی شدن آب مورد بحث قرار می‌گیرد که این نرخ تولید با تعیین دبی بحرانی به عنوان بیشترین دبی تولید نفت بدون تولید آب از چاه، تعیین می‌گردد.

تاکنون روابط اصلاحیه زیادی برای تعیین نرخ تولید بحرانی از چاه‌های عمودی و چاه‌های افقی ارائه شده است که متناسب با نفوذپذیری موثر نفت، ویسکوزیته، اختلاف چگالی، نسبت رخنه چاه و نفوذپذیری

عمودی هستند. هنوز بررسی جامعی در اعتبار این روابط برای میادین نفتی ایران که عمدتاً شکافدار هستند، صورت‌نپذیرفته است.

رفتار پدیده مخروطی شدن آب در مخازن شکافدار طبیعی:

یکی از مهم‌ترین تفاوت‌های موجود بین مخازن سنتی و مخازن شکافدار، تاریخچه تولید برش آب طی بهره‌برداری از چاه است. در مخازن همگن بین برش آب و مقدار بهره‌دهی مخزن ارتباط ساده‌ای وجود دارد. اما در مخزن شکافدار رفتار برش آب پیچیده است. به عنوان مثال در مخازن پرشکاف به محض رخ دادن «پدیده رسوخ آب»، تولید نفت به سرعت افت کرده و درصد برش آب افزایش می‌یابد، به طوری که بعد از گذشت مدت کوتاهی برش آب از صفر تا صد درصد افزایش می‌یابد. در این قبیل مخازن برای رسیدن به حداکثر بهره‌دهی باید با تعیین نرخ تولید بحرانی و تنظیم تولید در

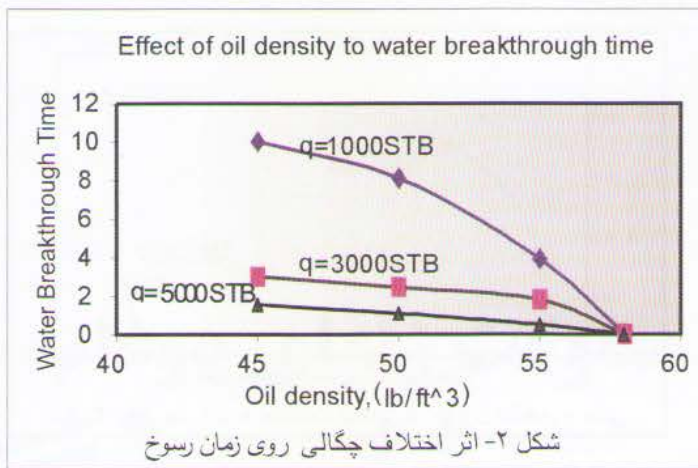
در نرخ‌های تولید کم، افزایش ویسکوزیته باعث کاهش زمان رسوخ می‌شود.

اختلاف چگالی‌ها:

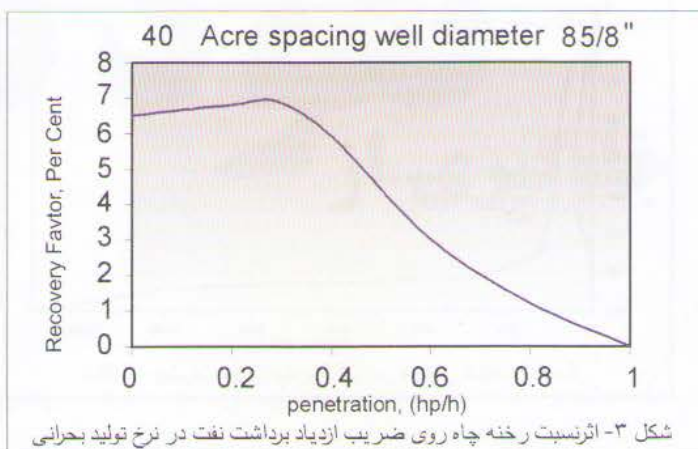
اختلاف چگالی $\Delta\rho = \rho_w - \rho_o$ ممکن است از یک مقدار کمی حدود 0.05 gr/cc برای نفت‌های سنگین تا مقدار بیشتری

حدود 0.3 gr/cc برای نفت‌های سبک تغییر کند. (برای نفت‌هایی با درجه API کمتر از ۱۰ درجه، چگالی نفت بیشتر از چگالی آب معمولی است).

از شکل ۲ نتیجه می‌شود که: الف- به ازای یک دبی ثابت زمان رسوخ با افزایش چگالی نفت، کاهش می‌یابد. ب- در نرخ‌های تولید کم، افزایش چگالی نفت باعث کاهش زمان رسوخ می‌شود.



شکل ۲- اثر اختلاف چگالی روی زمان رسوخ



شکل ۳- اثر نسبت رخنه چاه روی ضریب ازدیاد برداشت نفت در نرخ تولید بحرانی

اثر نفوذپذیری:

یکی از پارامترهای مهم نفوذپذیری عمودی است. اگر نفوذپذیری عمودی (K_v) صفر شود بدین معنی است که هیچ جریانی در جهت عمودی ایجاد نمی‌شود و پدیده مخروطی شدن

نخواهیم داشت. در موارد محدودی اگر نفوذپذیری عمودی مانند نفوذپذیری افقی باشد $(K_v = K_x)$ تمایل به پدیده مخروطی شدن افزایش می‌یابد و این حالت می‌تواند در مخازن شکافدار به علت بالا بودن تراوایی عمودی اتفاق بیفتد. وابستگی اثر نفوذپذیری به نرخ تولید بحرانی بین $\pm 20\%$ متغیر است.

اثر نسبت رخنه چاه:

نسبت رخنه چاه به صورت $b = hp/h$ است که hp ارتفاع ناحیه مشبک‌کاری شده و h ضخامت مخزن نفتی است. هرچه hp کمتر باشد نرخ تولید بحرانی افزایش می‌یابد (با این فرض که مخزن از بالا مشبک‌کاری شده باشد).

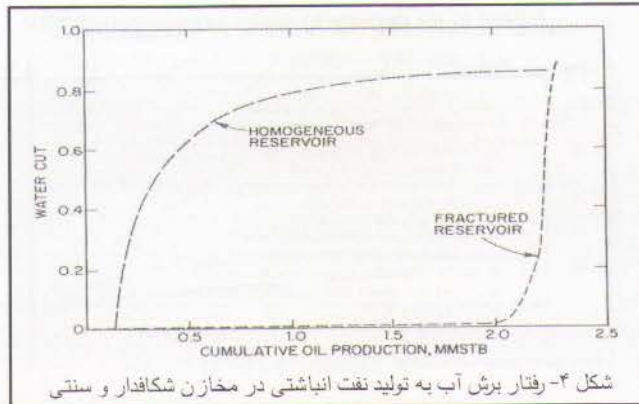
محققان زیادی روی مقدار بهینه b برای تعیین حداکثر نرخ تولید نفت بدون آب کار کرده‌اند. در این جا تحلیلی برای تعیین مقدار بهینه b که به صورت جزئی، از بالای ضخامت مخزن مشبک‌کاری شده، ارائه شده است. این مقدار بهینه،

نتیجه‌گیری:

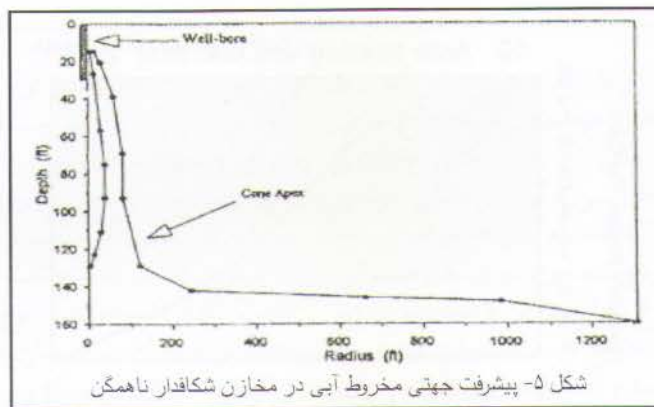
۱- برای مطالعه پدیده مخروطی شدن آب جمع‌آوری اطلاعات خواص سیالات و خواص سنگ به‌منظور ارزیابی راهکارهای اقتصادی و موثر از قبیل چاه‌های افقی، تزریق ژل و پلیمر و... برای جلوگیری از به‌وجود آمدن این پدیده، ضروری است.

۲- روابط تجربی مورد استفاده برای پیش‌بینی مخروطی شدن آب در مخازن همگن نمی‌توانند پیش‌بینی درستی برای مخازن شکافدار طبیعی داشته‌باشند.

۳- به‌دلیل ناهمگونی توزیع شکاف‌ها در اطراف دهانه چاه در مخازن شکافدار، شاهد رشد نامتقارن مخروط آب می‌شویم بود که می‌توانند حتی از بالای یا میانه فاصله مشبک‌کاری شده وارد دهانه چاه شوند، بنابراین تعیین دقیق زمان رسوخ در مخازن شکافدار به‌راحتی امکان‌پذیر نیست.



شکل ۴- رفتار برش آب به تولید نفت انباشتی در مخازن شکافدار و سنتی



شکل ۵- پیشرفت جبهتی مخروط آبی در مخازن شکافدار ناهمگن

کمتر از آن، از پدیده رسوخ ناگهانی آب جلوگیری کرد. شکل ۴ رفتار برش آب در مخازن همگن و شکافدار را نشان می‌دهد. در این شکل، نمودار برش آب نسبت به بهره‌دهی چاه می‌تواند برای تعیین حجم شکاف‌های نزدیک دهانه چاه به‌کار برده شود.

در مخازنی که شکاف‌های عمودی و افقی فراوان یا دارای نفت‌های سبک و عمق بسیار هستند، رفتار برش آب شبیه مخازن نفتی است. در این نوع مخازن به‌علت وجود نیروهای ثقلی قوی نسبت به نیروهای گرانشی، احتمال وقوع پدیده مخروطی شدن کاهش می‌یابد.

در مخازن شکافدار به‌علت نفوذپذیری بالای شکاف‌های عمودی شاهد تسریع در پدیده مخروطی شدن در نرخ‌های تولید کم هستیم و از این رو پدیده رسوخ و تولید آب سریع‌تر رخ می‌دهد.

در بررسی پدیده مخروطی شدن در مخازن شکافدار به

کمک مدل تخلخل دوگانه وارن و روت (Warren&Root) دیده‌می‌شود که پروفایل‌های اشباع در ماتریکس‌ها کندتر از شکاف‌ها حرکت می‌کند و ما شاهد دو جبهه پیش‌رونده آب در ماتریکس‌ها و شکاف‌ها خواهیم بود، لذا فرار سیدن زمان رسوخ آنها هم یکسان نخواهد بود و آب اولیه تولیدی چاه، آبی است که از جبهه پیش‌رونده در شکاف‌ها به دهانه چاه رسیده. یعنی مسیری که دارای کمترین مقاومت بوده است. این مسیر متناسب با توزیع شکاف‌ها در اطراف دهانه چاه، الزاماً از پایین منطقه مشبک‌کاری شده وارد چاه نمی‌شود. در حقیقت وجود هدایت‌دهی بالای شکاف‌ها در بالای فاصله مشبک‌کاری شده می‌تواند موجب رسوخ مخروط از بالای منطقه مشبک‌کاری شده شود. شکل ۵ نشان می‌دهد که رشد جهت‌دار مخروط به‌وسیله مسیر شکاف‌ها تحت‌تأثیر قرار می‌گیرد. بنابراین مشبک‌کاری قسمت بالای لایه مخزن به‌منظور کم‌کردن احتمال مخروطی شدن آب در این نوع مخازن الزاماً نمی‌تواند مفید واقع شود.

منابع:

1. Cherici, G.L., Ciucci, G.M. And Pizzi, G., "A Systematic Study of Gas and Water Coning by Potentiometric Methods," Jour. Pet. Tech August 1964.
2. Eshraghi, Iraj, Al-Afaleg, N.I., "Coning Phenomena in Naturally fractured Reservoirs," Paper SPE 26083, 1993.
3. Fragachan, F.E., "Controlling Water Coning in naturally Fractured Reservoirs With Inorganic Gel," Paper SPE 35325.
4. Gou, Boyun, and Lee, R.L.H., "A Simple Approach to Optimization of Completion Interval in Oil/ Water Coning System," paper SPE 23994.
5. H. H. Abass, D.M. Bass, "The Critical Production Rate in Water- Coning System", paper SPE 17311.
6. Joshi, S.D., "Horizontal Well Technology", Penn Well Books, 1991.
7. Mungan, N., "Theoretical and Experimental Coning Study", paper SPE 4982.
8. Piper, I.D., "Calculation of The Critical Oil Production Rate and Optimum Completion Interval", paper SPE 16206.
9. Romeo- Juarez, Antonio, "Characteristics of Oil Production to Production Related to Water Coning", paper SPE 1089.
10. Salarie, Majid, "Comparing the Production of Heavy and Light Oils in the Well," Kavosh Mag. Of P.U.T., 1380.
11. Sobocinski, K.P., And Cornelius, A.J., "A Correlation for Predicting Water Coning Time," JPT, 1965.
12. Spivak, A., And Coats, K.H., "Numerical Simulation of Coning Using Implicit Production Terms", SPEJ, (September, 1970), 257-267.
13. Van Golf - Racht, T.D., "Water Coning in a Fractured Reservoir," paper SPE 28572, 1994.
14. Weiping, Y., And Wattenbarger, R.A., "Water Coning Correlations For Vertical and Horizontal Wells," paper SPE 22931, 1991.
15. Wheatley, M.J., "An approximate Theory of Oil/ Water Coning", paper SPE14210.