

7. Яскин С. А., Мухаметишин В. В., Андреев В. Е., Дубинский Г. С. Геолого-технологический скрининг методов воздействия на пласты. Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2018. N 2. С. 49 – 55.

8. Chen Z., Huan G., Ma Y. Computational methods for multiphase flows in porous media. Philadelphia: Society for Industrial and Applied Mathematics, 2006. 521p.

9. Ertekin T., Abou-Kassem J. H., King G. R. Basic applied reservoir simulation. Texas: Richardson, 2001. 421p.

10. Lubkov M. Estimation of filling processes in the gas cap of geosoliton field / M. Lubkov // Вісник КНУ сер. геологія – 2019. – N 2(85). – С. 82 – 85.

УДК 553.982

Р.О. Сліченко, аспірант
В.П. Рубель, к.т.н., доцент
Національний університет
«Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

ОСНОВНІ ПАРАМЕТРИ ВПЛИВУ БУРОВОГО РОЗЧИНУ НА ПРОЦЕС БУРІННЯ

Буровий розчин — складна багатокомпонентна дисперсна система суспензійних, емульсійних і аерованих рідин, які застосовуються для промивання свердловин у процесі буріння.

За технологічними властивостями виділяються наступні групи параметрів БПР:

• Основні первинні параметри:

- уявна густина;
- істинна густина;
- умовна в'язкість.

• Фільтраційні властивості:

- показник фільтрації у звичайних умовах;
- показник фільтрації при температурі й під тиском (НТНР);
- товщина фільтраційної кірки;
- коефіцієнт тертя фільтраційної кірки.

• Реологічні властивості :

- міцність гелю;
- пластична в'язкість;
- граничне динамічне напруження зсуву;
- уявна в'язкість.

• Вміст твердої фази:

- загальний вміст твердої фази й мастила;
- вміст піску;
- катіонообмінна ємність.

• Хімічний аналіз фільтрату бурового розчину:

- вміст іона Cl⁻;
- вміст іонів K⁺; Na⁺; Ca²⁺; Mg²⁺, OH⁻, CO₃²⁻, HCO₃⁻;

□ визначення лужних властивостей.

• Водневий показник (рН)

Відбір проб для визначення вмісту газу й температури БПР здійснюється на початку жолобної системи перед блоком очищення. Виміри виконуються із використанням польової лабораторії відразу ж після відбору проби. Для визначення параметрів розчину, який надходить до свердловини, проби відбирають на виході із системи очищення.

Основні первинні параметри

Густина (ρ , кг/м³). Маса одиниці об'єму бурового розчину. Вимірюється в кг/м³. Густина визначає величину гідростатичного тиску промивної рідини на вибій і стінки свердловини. Розрізняють уявну й істинну густини: уявна характеризує густину БПР, що виходить зі свердловини, і містить газоподібну фазу; істинна характеризує густину розчину, що не містить газу.

Істинна густина (ρ , кг/м³). З метою приймання вірного рішення по регулюванню густини розчину, особливо при газопроявленні, необхідно мати інформацію про його істинну густину, яка визначається безпосереднім виміром. Умовна в'язкість (УВ, с). Величина, що умовно характеризує рухливість бурового розчину (гідравлічний опір потоку). Вимірюється в секундах. Не є основним, але традиційним параметром і служить для оперативного відстеження зміни характеристик в'язкості.

Фільтрація при низькій температурі та тиску (Ф30, см³)

Величина, що характеризує здатність бурового розчину відфільтровуватися через стінки свердловини в пористі породи під дією перепаду тиску. Визначається обсягом дисперсійного середовища, відфільтрованого через фільтрувальний папір певної площі (4580 мм²) під дією тиску 7 кг/см² (100 psi) за 30 хвилин. Виміри здійснюють фільтр-пресом низького тиску і температури. Результатом виміру є об'єм фільтрату (у см³) у мірному циліндрі за 30 хвилин. Товщина фільтраційної кірки (К, мм), отриманої в результаті виміру, характеризує здатність розчину до утворення тимчасового екрану на стінках свердловини. Товщину кірки визначають мірною голкою або лінійкою.

Коефіцієнт тертя кірки (КТК, tg α). Адгезійні властивості фільтраційної кірки бурового розчину заміряють на приладі КТК-3 за допомогою виміру коефіцієнта тертя ковзання пари сталь - фільтраційна кірка.

Фільтрація при високих температурі й тиску (НТНР). Характеризує фільтраційні властивості БПР в умовах, наближених до вибійних.

Вимірювання виконують при стандартних значеннях температури 100°C, 120°C, 150°C і перепаді тиску $DP = 3,5$ МПа. Вимірювання виконується на фільтр-пресі НТНР, розрахованому на високий тиск і температуру.

Реологічні властивості. Реологічні властивості БПР суттєво впливають на виконання наступних функцій: забезпечення при промивці якісного очищення стовбура свердловини від шламу; забезпечення відділення частинок вибуреної породи й газу, що виносяться на поверхню, на засобах очистки; забезпечення оптимальних умов відпрацювання доліт за рахунок ефективної очистки вибою; зниження ерозії стінок стовбура свердловини.

Для вимірювання реологічних властивостей в умовах бурової використовуються ротаційні віскозиметри Фанна. За результатами вимірів розраховують міцність гелю ($G_{ell10/10}$, дПа), пластичну в'язкість (PV , сП), граничне динамічне напруження зсуву (YR , дПа) і уявну в'язкість (AV , сП)

Міцність гелю (статичне напруження зсуву) ($G_{ell10/10}$, дПа). Статичне напруження зсуву являє собою мінімальне напруження, необхідне для руйнування структури бурового розчину.

Так, як міцність структури тиксотропних бурових розчинів залежить від часу знаходження системи в спокійному стані, то й статичне напруження зсуву, що визначає міцність структури, є змінною величиною, що поступово зростає в кожному конкретному випадку до певного значення протягом деякого часу. Міцність гелю вимірюється після 10 секунд і 10 хвилин спокою бурового розчину.

Пластична в'язкість (PV , сП). Є складовою в'язкості бурового розчину, що перебуває в динамічному стані. Величина пластичної в'язкості прямо залежить від розміру, форми й числа частинок, що є присутніми у розчині, що рухається. Пластична в'язкість визначається як різниця між показаннями ротаційного віскозиметра при 600 об/хв. і 300 об/хв. за формулою

Граничне динамічне напруження зсуву (YR , дПа). Величина зусилля необхідного для початкового плину рідини. Побічно характеризує опір бурового розчину плину. Граничне напруження зсуву у фунт/100 дюймів² визначається як різниця між показаннями при 300 об/хв. і пластичної в'язкості у сантипуазах.

Уявна в'язкість (AV , сП). Величина, що характеризує загальну в'язкість бурового розчину в стані динаміки. Побічно може асоціюватися з показником умовної в'язкості при невисоких показниках міцності гелю.

Література

1. ASME Shale Shaker Committee (2005). *The Drilling Fluids Processing Handbook*.
2. Білецький В. С. *Основи нафтогазової інженерії [Текст]: підручник для студентів вищих навчальних закладів.* / Білецький В. С., Орловський В. М., Вітрик В. Г. - Львів: «Новий Світ- 2000», 2019 – 416 с.
3. *Буріння свердловин. т.2.* Київ: «Інтерпрес ЛТД», 2002. — 303 с.