

1. Адамсон А. Физическая химия поверхностей / Пер. с англ. — М.: Мир, 1979.

2. Кісіль І.С., Храпач І.М. Електрокінетичні явища в процесі видобутку нафти і газу // Методи та прилади контролю якості. — 2000. — № 6.

3. Храпач І.М., Кісіль І.С. Методика вимірювання електрокінетичного потенціалу на границях розділу фаз при нафтогазовидобуванні // Вимірювальна та обчислювальна техніка в технологічних процесах: Збірник наукових праць. — 2001. — №8.

відкладах візейського ярусу нижньокам'янувугільної системи є лінійно витягнутою, асиметричною, постседиментаційною складкою північно-західного простягання. Більш полого та широке південно-західне крило структури направлене в бік центральної частини западини. Розміри складки за ізогіпсою -4350 м (горизонт В-19_б) становлять $11,8 \times 2,3$ км, а амплітуда — близько 100 м.

Продуктивні пласти родовища характеризуються значною літологічною неоднорідністю. Коефіцієнт пористості загалом по родовищу

УДК 622.276.344

ВПЛИВ ЗАКАЧУВАННЯ ПЛАСТОВОЇ ВОДИ НА АНАСТАСІВСЬКОМУ РОДОВИЩІ НА ОСНОВНІ ФІЗИКО-ХІМІЧНІ ВЛАСТИВОСТІ НАФТИ ГОРИЗОНТУ С-4

М.В. Тагаєв

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 40534
e-mail: tagaev@sm.ukrtel.net

Приводится анализ измененной физико-химических свойств нефти горизонта С-4 Анастасьевского месторождения и зависимость их от закачки пластовой воды с целью повышения пластового давления, что позволяет делать первоочередной выбор скважин для их исследования с целью улучшения контроля закачки пластовой воды.

The analysis of changes physical and chemical of properties of petroleum of horizon S-4 Anastasievsky deposit and dependence of them from beginning of layers water to swing with the purpose of rise of layers pressure is led, that allows to do the primary choice of mining holes for their research with the purpose of the best control of beginning of layers water to swing.

Анастасівське конденсатогазонафтове родовище відкрите в 1971 році. Вперше Анастасівська структура виділена на основі геолого-геофізичних робіт у 1963 році. У наступні три роки на площі були проведені сейсмічні дослідження МВХ, які підтвердили наявність підняття по відбиваючих горизонтах пермських і середньокам'янувугільних відкладів. За отриманими даними площа була введена в глибинне пошукове буріння в 1966 році. Промислова нафтоносність на площі вперше встановлена в візейських відкладах свердловини №6 в інтервалі 4508-4541 м. Наступними сейсмічними дослідженнями (МВХ, МЗГТ) у 1972 і 1978-1979 роках були вивчені та деталізовані структурні плани нижньокам'янувугільних відкладів, що дало змогу виділити в межах структури Анастасівське, Лукашевське та Кубанське склепіння.

Осадів відклади на площі представлені стратиграфічними комплексами від девонських до сучасних. Промислова продуктивність на родовищі встановлена у відкладах серпухівського (горизонт С-4), візейського (горизонти В-15, В-18, В-19 – В-21 і В-26) і турнейського (Т-1) ярусів. Продуктивна частина родовища представлена пісковиками різнозернистими, глинами, алевролітами, вапняками з прошарками ангідритів, гравелітів.

Анастасівське надрозломне підняття розміщене в північній прибортовій зоні Дніпровсько-Донецької западини (Анастасівсько-Рибальський нафтогазоносний район). Структура по

змінюється від 10 до 20,5%. Середні значення пористості по горизонтах мають незначну відмінність: С-4 – 16%; В-19_а – 15%, В-19_б – 15%, В-19_в – 16%; В-20 – 13%; В-21 – 13%; В-26 – 15%. За величиною пористості колектори відносяться до малоємних і середньоємних. Проникність пластів по родовищу характеризується своєю мінливістю і змінюється в широких межах – від 50×10^{-15} м² до 1900×10^{-15} м² і становить по горизонтах: С-4 – $50-120 \times 10^{-15}$ м²; В-19 – $80-800 \times 10^{-15}$ м², а іноді 1000×10^{-15} м²; В-20, В-21 – $100-1900 \times 10^{-15}$ м² (колектори горизонту В-21 розповсюджені тільки на північно-східному крилі підняття); В-26 – 120×10^{-15} м². Через велику відмінність величин проникності по площі породи-колектори важко віднести до якогось одного типу порід за величиною проникності, але переважно – це середньо- і високопроникні колектори.

Через складну геологічну будову (виклинювання та літологічне заміщення колекторів) ефективні товщини продуктивних пластів змінюються в широких межах: горизонти С-4 – 1,6-15 м; В-19 – 3-15 м; В-20 – розвинутий лише в центральній частині родовища і складений русловими пісковиками товщиною 2-4 м; В-21 – 1,5-5 м; В-26 – 2,5 м (свердловина № 93).

Поклади родовища належать до типу склепінних, пластових, непорушених (Анастасівське склепіння, пачка В-19_б) і літологічно обмежених (Лукашевське та Кубанське склепіння – пачки В-19_а, В-19_б, В-19_в; горизонти В-21, В-26,

С-4, Т-1), а також пластові, літологічно екрановані (пачки В-19_{а,б}, В-19_б, горизонт В-21). Характерною особливістю є приуроченість скупчень вуглеводнів до руслових піщаних тіл, які утворюють складну конфігурацію покладів.

Фізико-хімічні властивості нафт основних горизонтів (С-4, В-19_{а,б}, В-21) істотно не відрізняються, проте зменшується з глибиною їх густина від 0,857 (горизонт С-4); 0,819 (горизонт В-19_{а,б}) до 0,767 (горизонт В-21) г/см³, одночасно збільшується газонасиченість від 96-105 (горизонт С-4); 263–420 (горизонт В-19_{а,б}) до 500 (горизонт В-21) м³/т. В'язкість, вміст сірки, парафінів, селікогелевих смол, асфальтенів з глибиною зменшується – відповідно (горизонти

– 115°C. Загальний градієнт у продуктивній частині родовища близько 3,1°C/100м. Пластові тиски в продуктивних горизонтах змінюються від 18,2 до 40,5 МПа, і їх середні значення для горизонтів С-4, В-19, В-21 становлять відповідно 37,6; 26,2; 19,4 МПа. Тиск насичення змінюється від 6,0 (горизонт С-4) до 32,6 (горизонт В-21) МПа.

Родовище почали розробляти з 1973 року. Родовище розробляється трьома поверхами розробки, в яких виділено 8 об'єктів експлуатації: I – горизонт В-26; II – пачки В-19_а, В-19_{а+б}, В-19_б, В-19_в, горизонт В-21; III – горизонт С-4. Видобуток нафти ведеться з об'єктів С-4, В-19_а, В-19_{а+б}, В-21. Видобуток газу ведеться тільки з

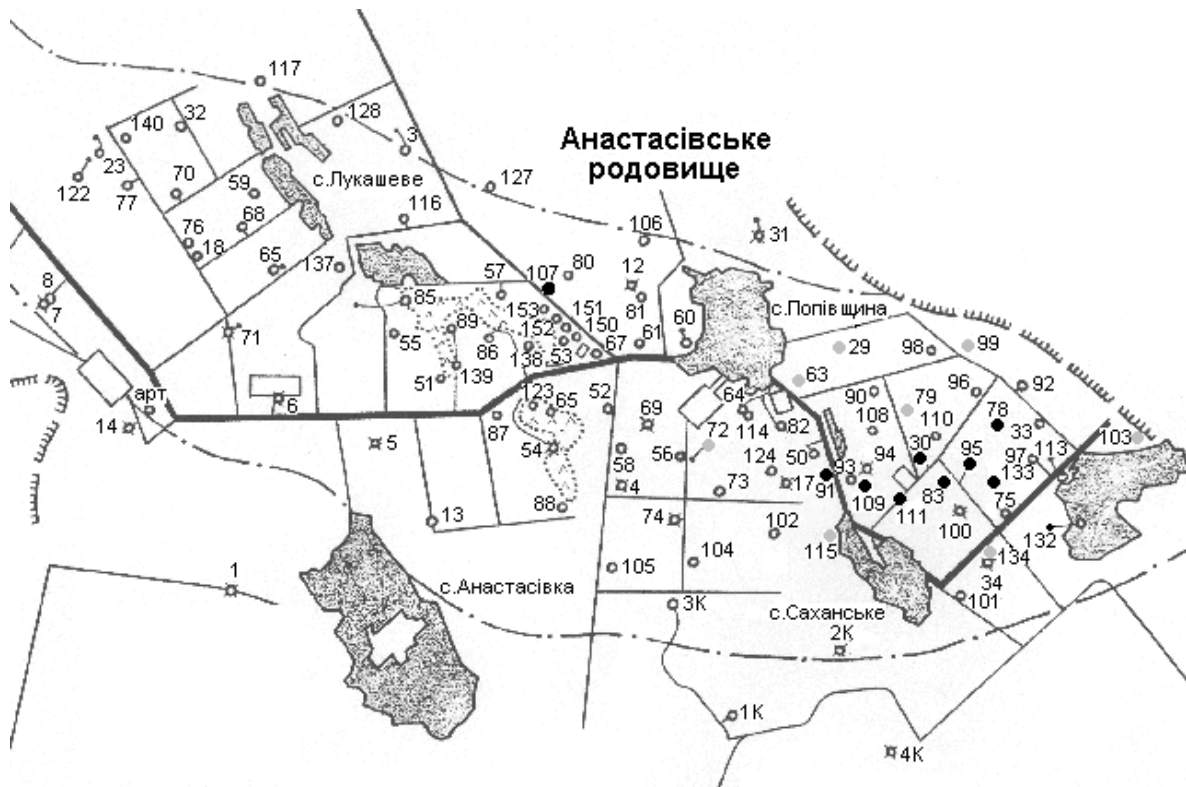


Рисунок 1 — Схема розміщення свердловин Анастасівського родовища

С-4, В-19_{а,б}, В-21) 15,73 – 4,14 – 2,4 сст; 0,47 – 0,21 – 0,14 %; 1,2 – 0,96 – 0,03 %; 6,5 – 5 – 1 %; 2,49 – 1,37 – 0,9 %. Також зменшується вміст води і хлористих солей – відповідно (горизонти С-4, В-19_{а,б}, В-21) 1,43 – 0,35 – 0,03 %; 5018,71 – 1361,66 – 84,16 мг/л. Але фракційний склад закономірно зростає – 45 – 53 – 79 %. Температура застигання парафінів коливається в невеликих межах і становить близько 54°C. Нафти малосірчисті, малопарафіністі і належать до метанового та метаново-нафтового типів.

Контурні води нафтових горизонтів належать до типу хлоркальцієвих, мають густину від 1102 (горизонт С-4) до 1153 (пачка В-19_б) кг/м³ і мінералізацією від 152,4 (горизонт С-4) до 284 кг/м³. За класифікацією Пальмера води належать до III класу, що мають низькі нафтовідмиваючі властивості.

Пластові температури для основних нафтових горизонтів становлять для С-4 – 93°C, В-19

однієї свердловини, яка перебуває в періодичній експлуатації, по горизонту В-26. Дебіт газу становить близько 1 тис. м³/добу.

Основними об'єктами експлуатації є горизонт С-4 і пачка В-19_{а+б}, з яких проводиться видобуток нафти 8, 7 свердловинами відповідно. Переважна більшість свердловин експлуатується газліфтным способом експлуатації і тільки 2 з них – фонтанним (об'єкт В-19_{а+б}). Режим роботи покладів пружноводонапірний і розчиненого газу.

Дебіти свердловин змінюються в широких межах – від 0,1 до 72,6 т/добу (С-4); 0,2 – 72,7 т/добу (В-19_{а+б}). Горизонт В-21 розробляється однією свердловиною з середньодобовим дебітом 0,3 т/добу. Розробка родовища ведеться з законтурним, приконтурним, внутрішньоконтурним заводненням. Початковий коефіцієнт нафтовилучення 0,4068, а поточний – 0,3248.

Початкові пластові тиски в процесі експлуатації знижувалися від 41,6 до 37,6 МПа (горизонт С-4) і від 49,9 до 26,2 МПа (горизонт В-19). З червня 1981 року на Анастасівському родовищі почали закачування пластової води в продуктивні горизонти з метою підвищення пластових тисків. Так, закачування пластової води в горизонт С-4 призвело до збільшення пластового тиску від 33,1 МПа (св. №107) до 43,1 МПа (св. №83) при щомісячному закачуванні 180-200 тис.м³ пластової води.

Безсумнівно, закачування пластової води з часом призводить до зміни фізико-хімічних властивостей нафти. По горизонту С-4, який простягається в південно-західній частині родовища, в нафтовому фонді перебувають свердловини №№ 107, 111, 109, 91, 133, 95, 30, 78, 83 (рис.1). Високодебітними свердловинами є №№ 111, 109, 91, 133, 95, 30; свердловини №№ 107, 78, 83

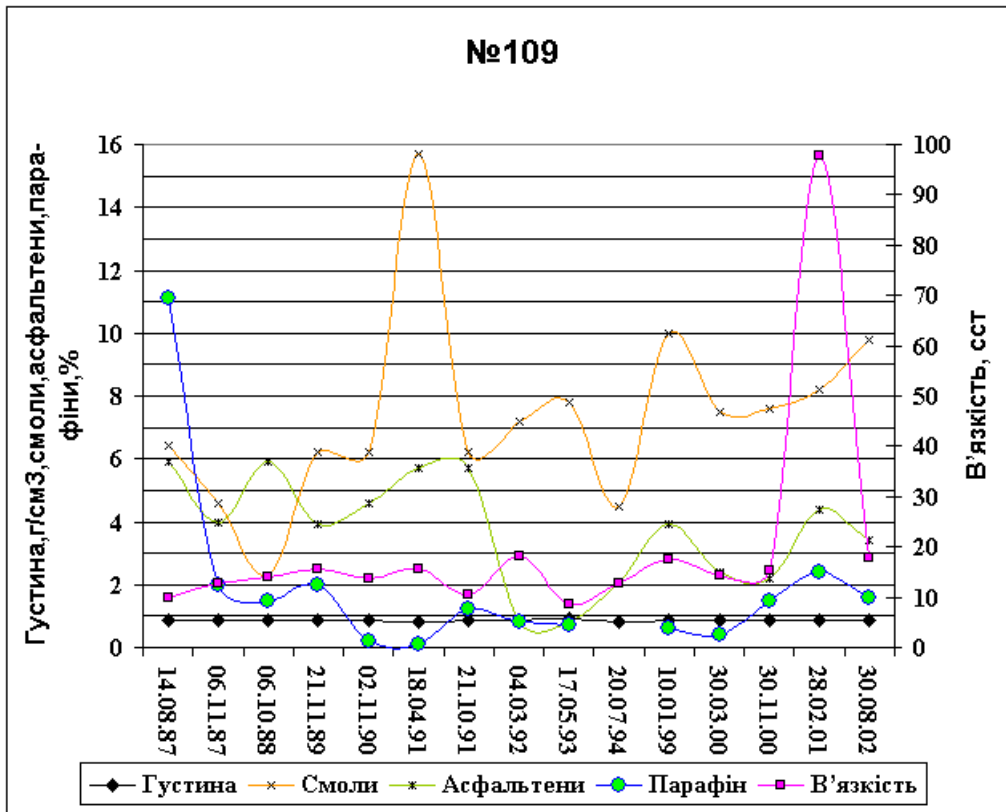


Рисунок 2 — Основні фізико-хімічні властивості нафти свердловини № 109 Анастасівського родовища

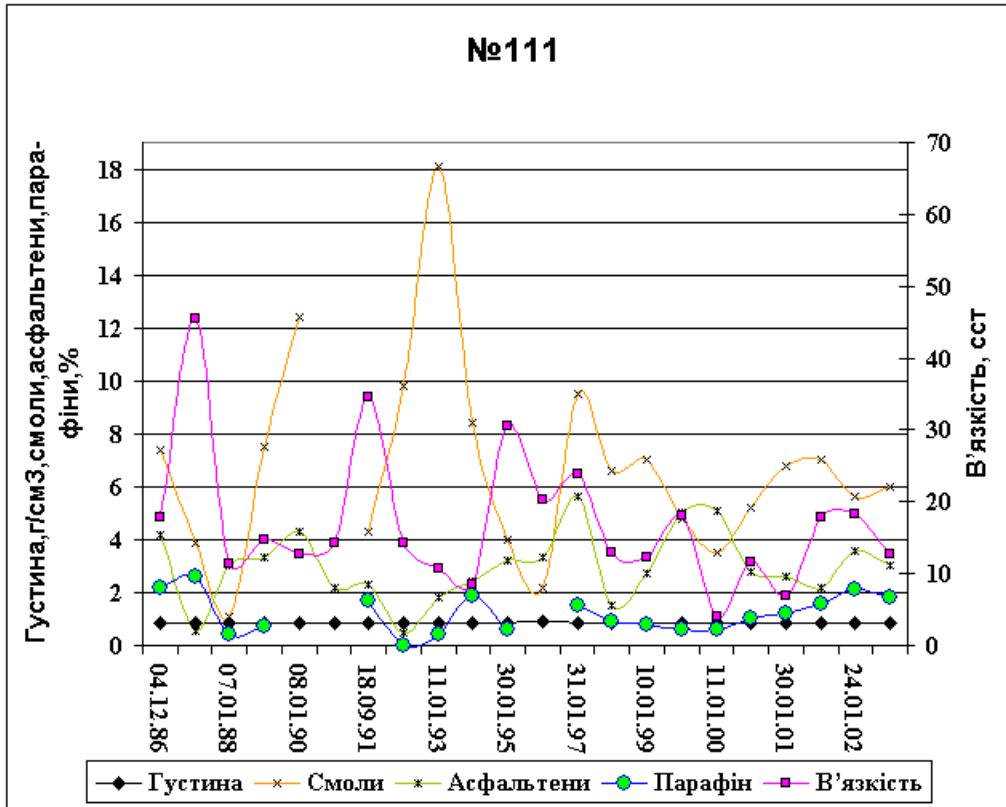


Рисунок 3 — Основні фізико-хімічні властивості нафти свердловини № 111 Анастасівського родовища

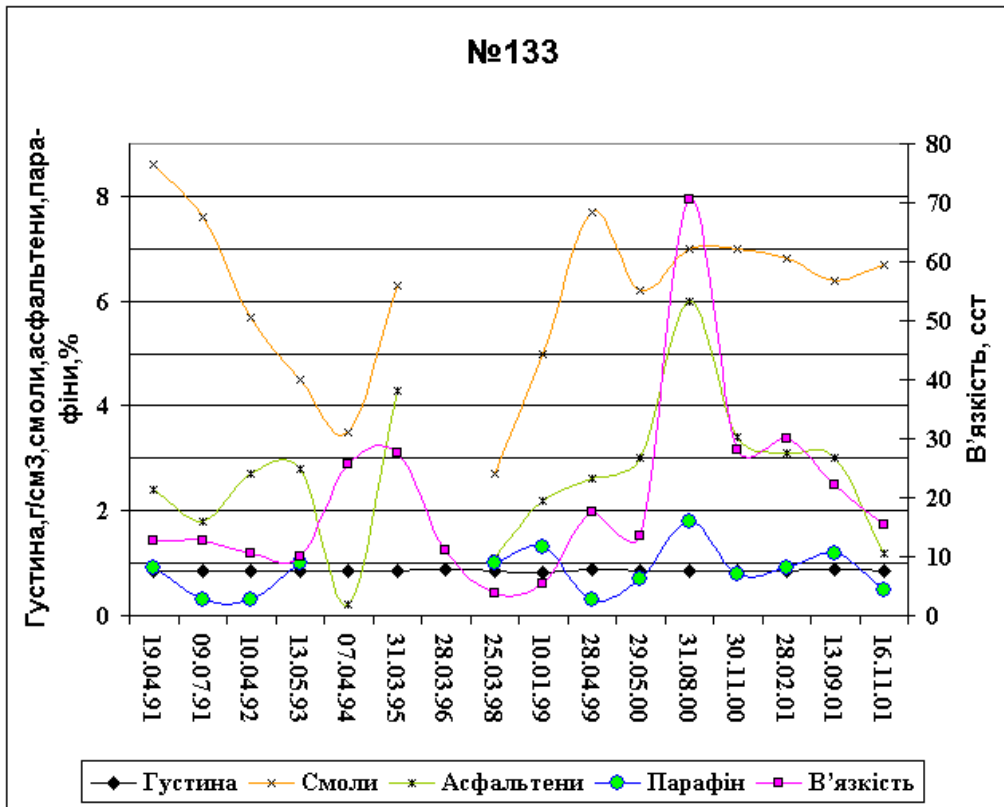


Рисунок 4 — Основні фізико-хімічні властивості нафти свердловини № 133 Анастасівського родовища

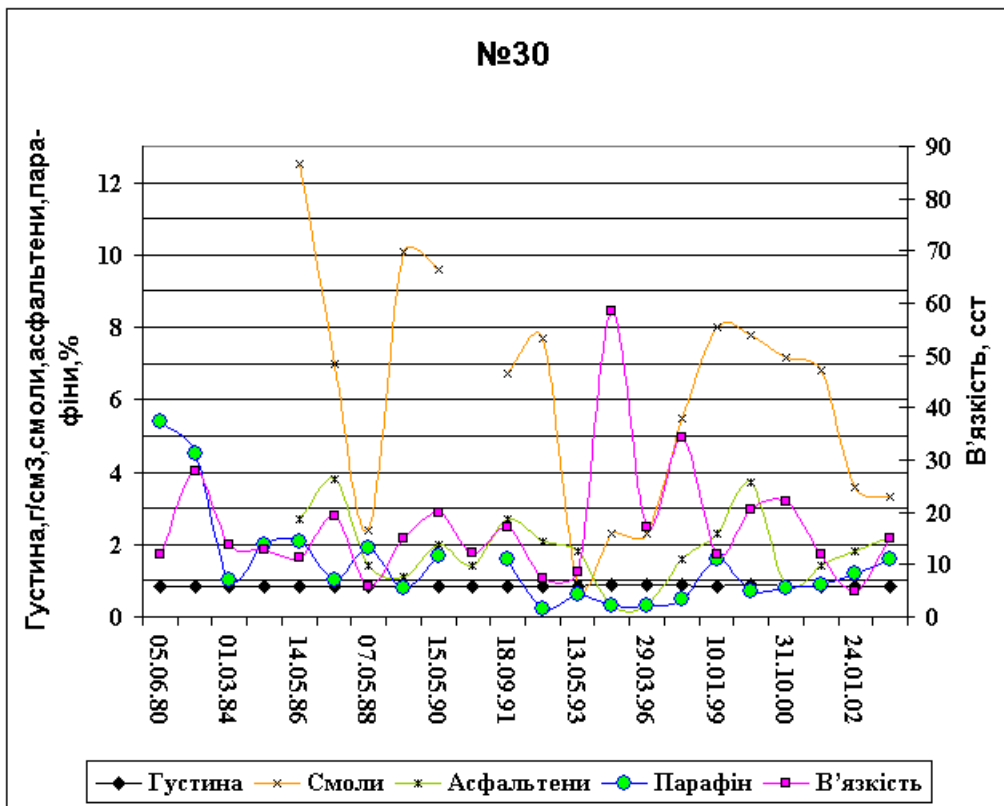


Рисунок 5 — Основні фізико-хімічні властивості нафти свердловини № 30 Анастасівського родовища

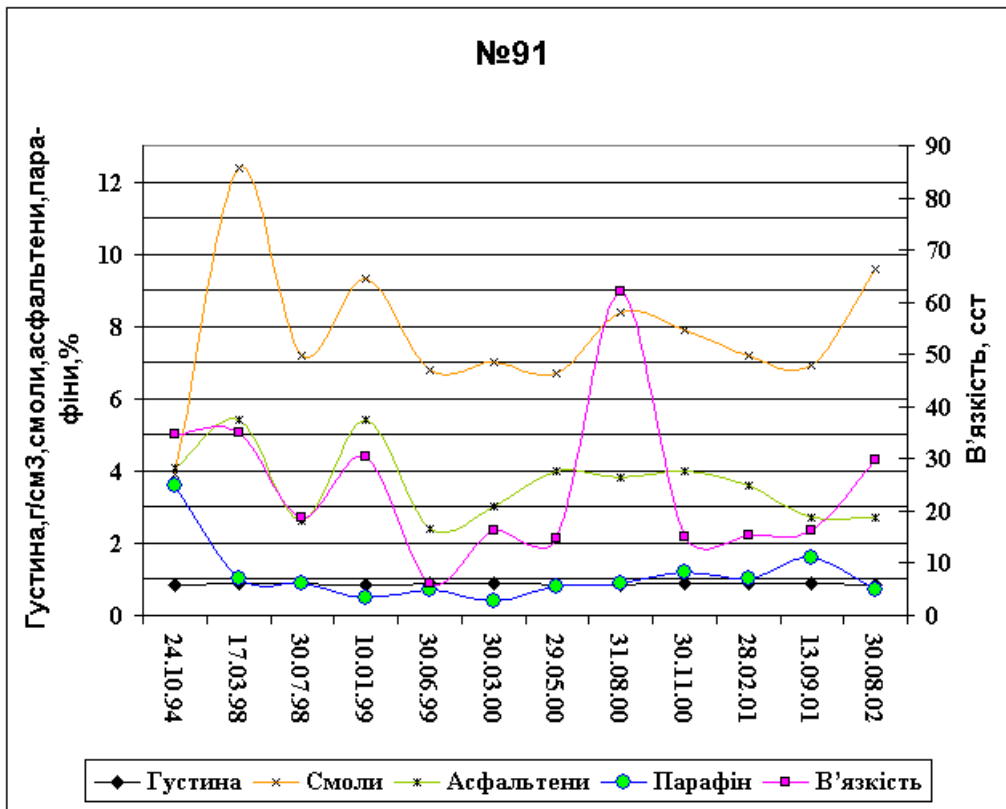


Рисунок 6 — Основні фізико-хімічні властивості нафти свердловини № 91 Анастасівського родовища

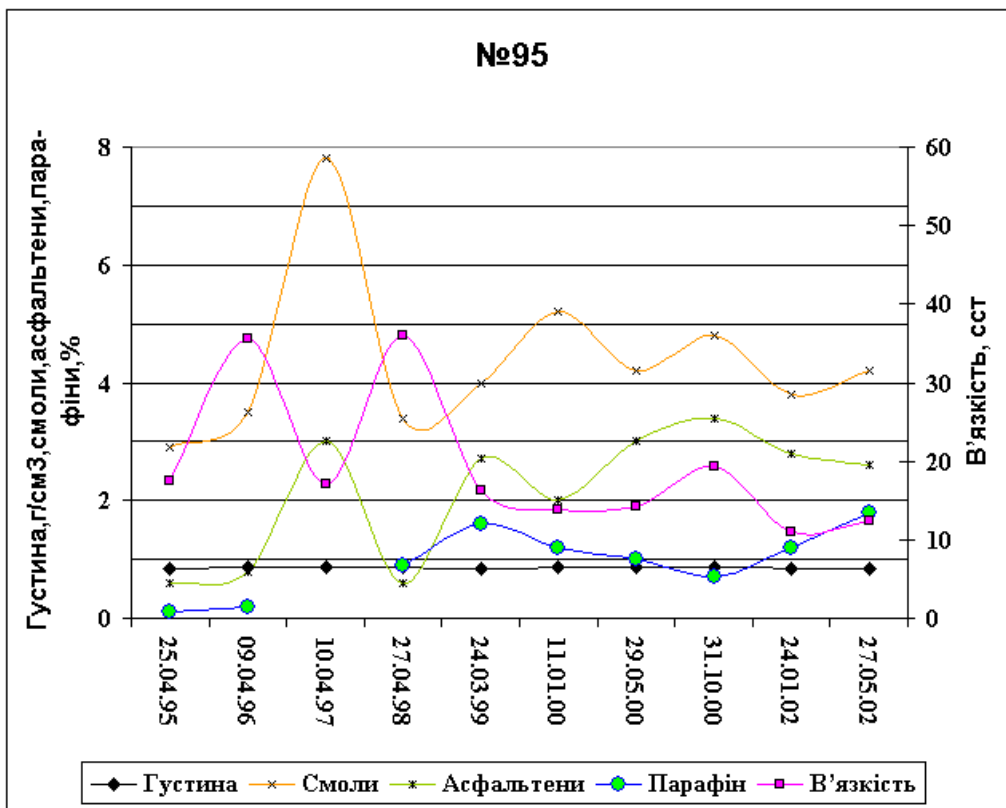


Рисунок 7 — Основні фізико-хімічні властивості нафти свердловини № 95 Анастасівського родовища

перебувають у періодичній експлуатації. Високі пластові тиски по свердловинах цього горизонту зумовлені інтенсивним закачуванням пластової води.

Виділяються два типи свердловин – відповідно №№ 91, 109, 111 та 30, 95, 133. Усі свердловини мають різний початок експлуатації, проте цікаво простежувати зміни в часі основних фізико-хімічних властивостей нафт по цих свердловинах – густину, в'язкість, процентний вміст смол, асфальтенів і парафінів.

Аналізуючи побудовані графіки зміни цих властивостей в часі (рис. 2-7) (починаючи з початку експлуатації по кожній свердловині), простежується різка неоднорідність зміни параметрів по кожній свердловині, в той же час подібність у характері цих змін. Так, наприклад, у свердловині № 109 в'язкість змінюється в незначних межах, тоді як у свердловинах №111, 91 крива зміни в'язкості має широкий діапазон. Навпаки, по свердловині № 91 криві зміни процентного вмісту смол, асфальтенів і в'язкості мають закономірні симетричні тенденції та закономірні асиметричні до парафінів. Усі свердловини, крім № 91, не мають повністю закономірних тенденцій щодо змін в'язкості та вмісту парафінів. Скоріше всього, це вказує на те, що найкраще впливає закачування пластової води на свердловини № 115 на № 91, відтак – на № 109. Те ж саме можна сказати і про вміст смол та асфальтенів. Синусоїдальна зміна всіх властивостей нафт по свердловинах горизонту С-4, ймовірно, все ж таки вказує на нерівномірність закачування пластової води, яку контролювати на даному родовищі дуже важко. Симетричність зміни властивостей нафти по свердловині №133 та зменшення її дебітів на теперіш-

безпечила адекватний опис реального процесу зупинки газопроводу і давала можливість встановити етапи її експлуатації скоріше всього вказує на послаблення дії закачуваної води в пласт.

Тому для кращого регулювання процесу закачування пластової води необхідно першочергово провести дослідження (визначення профілю закачування, провести роботи з визначення напрямку закачування) в нагнітальних свердловинах №№ 115, 134, 103.

З 1981 року кількість води, що закачувалась, поступово зростала від 27,8 тис. м³ на рік до 2211,6 тис. м³. Усього за період заводнення по родовищу закачали 30454,5 тис. м³ пластової води. Найбільший відбір нафти в 1989 році становив 719,5 тис. т при закачуванні 1987 тис. м³ води. У наступні роки закачування води збільшувалось, а відбір нафти зменшувався і за 2001 рік становили відповідно 2211,6 тис. м³ і 252,4 тис. т. Заводнення для збільшення нафтовидобутку на Анастасівському родовищі є основним методом підвищення нафтовіддачі пластів, тому для збільшення обсягів відбору нафти він потребує комплексного підходу для вивчення дії даного методу на продуктивні горизонти і вибору оптимального варіанта процесу заводнення.

Література

1. Сургучев М.Л. Методы контроля и регулирования процесса разработки нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1968.
2. Височанський З.М., Патра В.Д., Гушул В.В., Шпак П.І. Дослідження продуктивних пластів за допомогою індикаторів (азотних сполук) // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – Івано-Франківськ: Факел, 2002. – №4(5). – С. 53-56.

УДК 622.691.4

СТАБІЛІЗАЦІЯ ТЕМПЕРАТУРИ, ТИСКУ І МАСОВОЇ ШВИДКОСТІ РЕАЛЬНОГО ГАЗУ ПРИ ЗУПИНЦІ ГАЗОПРОВОДУ

В.Я.Грудз, Д.Ф.Тимків, Т.Ф.Тутко, Ф.І.Стоцький

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42157

e-mail: public@ifdtung.if.ua

Рассматривается неизотермическое нестационарное движение газа от момента перекрытия граничных сечений газопровода между компрессорными станциями. При этом используется полная математическая модель процесса. Полученные результаты сравниваются с результатами исследований, выполненных ранее.

The nonisothermal non-steady flow of gas from the moment of blocking of boundary cross-sections of the gas pipeline between compressor stations is esteemed. Thus the full mathematical model of process will be used. The obtained outcomes are compared to outcomes of researches executed earlier.

Рух газу при зупинці ділянки газопроводу є рухом неізотермічним, який характеризується значною нестационарністю. Для наукової й інженерної практики важливо встановити, якою повинна бути математична модель, щоб вона за-

новити кількісні параметри цього процесу (час зупинки, тиск і температуру газу при його зупинці).

У даній роботі розглянута така задача: газопровід працював на стаціонарному режимі,