

УДК 550.832:622.276.4(722)

ЗАСТОСУВАННЯ ІНДИКАТОРНИХ ТА ГЕОФІЗИЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ СВЕРДЛОВИН НА РОДОВИЩАХ, ЩО РОЗРОБЛЯЮТЬСЯ З ПІДТРИМУВАННЯМ ПЛАСТОВОГО ТИСКУ

¹Д.Д. Федоришин, ²Р.І. Нагорняк

¹ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 727123,
e-mail: geophys@nuing.edu.ua

²НДПІ ПАТ “Укрнафта”, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Північний Бульвар, 2,
тел. (03422) 46011, e-mail: ppt@ndpi.ukrnapfta.com

Розробка родовищ шляхом заводнення є актуальним рішенням для більшості родовищ, що знаходяться на пізній стадії розробки, тому важливим питанням є вивчення шляхів обводнення, відслідковування руху флюїду в пласті та закономірності розповсюдження колекторів в межах родовища. Контроль за заводненням – одна з найскладніших проблем розробки родовищ.

У статті розглядається застосування індикаторних та комплексних геофізичних досліджень свердловин з метою прийняття рішень з врегулювання розробки родовищ для подальшого підвищення ефективності вилучення вуглеводнів з покладів нафти і газу.

За результатами комплексних геофізичних досліджень у експлуатаційних свердловинах можна зробити висновки про інтервали поступлення води, межі перерозподілу пластового флюїду та виявити способи врегулювання розробки того чи іншого пласта з метою підвищення нафтовіддачі.

Ключові слова: свердловина, дослідження, індикатор, заводнення.

Разработка месторождений путем заводнения является актуальным решением для большинства месторождений, находящихся на поздней стадии разработки, поэтому важным вопросом является изучение путей обводнения, отслеживание движения флюида в пласте и закономерности распространения коллекторов в пределах месторождения. Контроль за заводнением - одна из самых сложных проблем разработки месторождений.

В статье рассматривается применение индикаторных и комплексных геофизических исследований скважин с целью принятия решений по урегулированию разработки месторождений для дальнейшего повышения эффективности извлечения углеводородов из залежей нефти и газа.

По результатам комплексных геофизических исследований в эксплуатационных скважинах можно сделать выводы об интервалах поступления воды, границу перераспределения пластового флюида и наметить способы урегулирования разработки того или иного пласта с целью повышения нефтеотдачи.

Ключевые слова: скважина, исследования, индикатор, заводнения.

Field development by flooding is a topical solution for most mature production fields so an important issue is to explore ways of water intrusion, mobility control in the reservoir and reservoir distribution patterns within the field. Flooding control is one of the most difficult problems of mining.

The article deals with the application of indicator and integrated geophysical surveys to study field development for further improvement of hydrocarbon recovery efficiency.

The results of integrated geophysical surveys at production wells can be used for making conclusions about intervals of water inflow, boundary of formation fluid redistribution and for planning ways of oil production improvement.

Key words: well, research, indicator, flooding.

Підвищення нафтовіддачі та удосконалення методу заводнення продуктивних пластів – це один з головних напрямків науково-технічного прогресу в нафтовидобувній промисловості.

Ефективність видобування нафти з нафтоносних пластів сучасними промислово освоєними методами розробки в усіх нафтовидобувних країнах на сьогоднішній день вважається незадовільним, при тому що використання нафтопродуктів у всьому світі з кожним роком збільшується. Середня кінцева нафтовіддача пластів у різних країнах та регіонах становить від 25 до 40 %.

Сучасний етап розвитку нафтової промисловості характеризується ускладненням умов видобування та експлуатації більшості нафто-

вих родовищ, оскільки велика кількість родовищ вступила в пізню стадію розробки, яка характеризується різким зростанням обводнення продуктивних пластів експлуатаційних свердловин та інтенсивним зниженням кількісних показників видобутку нафти.

У зв'язку з вищевказаним актуальним питанням сьогодення постає застосування нових технологій контролю за вилученням вуглеводнів, які б дали можливість збільшити нафтовіддачу пластів, що вже розробляються, та з яких традиційними методами видобути значну кількість залишкових запасів вуглеводнів вже неможливо.

Характерною особливістю розробки покладів вуглеводнів нафтогазових родовищ є підтримування пластового тиску (ПТТ). При

цьому, головним методом дії на пласт є заводнення, що застосовується в широких промислових масштабах з 40-х років минулого століття [1].

Не зважаючи на широке застосування методів заводнення, закачування води в пласт є малоефективним, або взагалі неприпустимим для родовищ з складною геологічною будовою, або при вмісті в пластах високов'язких нафт. При в'язкості нафти 20 – 30 сантипуаз метод заводнення не дає позитивних результатів.

Також, до головних методів дії на пласт відносяться:

– підтримування тиску шляхом закачування газу (закачування повітря, сухого гаху, збагаченого газу та ін.);

– теплові методи дії (закачування в пласт гарячої води, пари, теплової обробка привибійної зони пласта, та ін.).

Одним з основних питань раціональної розробки нафтових родовищ з природнім водонапірним режимом, а також з застосуванням законтурного і внутрішньоконтурного заводнення є контроль та регулювання руху контурів нафтоносності.

При законтурному заводненні дія на пласт здійснюється через систему нагнітальних свердловин, які розміщені за зовнішнім контуром нафтоносності. Лінія нагнітальних свердловин розміщується приблизно на відстані 300 – 800 м від контуру нафтоносності для створення більш рівномірної дії на нього, попереджуючи утворення язиків обводнення та локальних проривів води в експлуатаційні свердловини.

Прискорення дії на поклад можна досягнути розміщенням нагнітальних свердловин на невеликій відстані від контуру нафтоносності, або навіть між зовнішнім та внутрішнім контурами нафтоносності, що називається приконтурним заводненням. При приконтурному заводненні, вірогідність утворення язиків обводнення та проривів води до окремих експлуатаційних свердловин збільшується.

При використанні внутрішньоконтурного заводнення, дія на пласт здійснюється через систему нагнітальних свердловин, що розміщені всередині контуру нафтоносності. Даний спосіб дії на поклад дозволяє найбільш інтенсивно нарощувати показники видобутку вуглеводнів.

Підвищення ступеня вилучення запасів вуглеводнів можна забезпечити шляхом детального вивчення геологічної будови та фільтраційної неоднорідності міжсвердловинного простору продуктивних колекторів. Це дозволяє прогнозувати та попереджувати причини розформування ділянок пласта, що не охоплені процесом витіснення нафти, і зон його випереджувального обводнення у високопроникних пропластках.

У процесі розробки нафтового родовища із застосуванням заводнення, внаслідок неоднорідності продуктивного колектора по товщині і по латералі, має місце нерівномірне витіснення нафти за рахунок утворення так званих конусів і язиків в процесі обводнення, а також випере-

джувальне переміщення води в різних за проникністю пластах. Поява води у нафті, навіть у великій кількості, не є показником вироблення запасів в зоні дренування експлуатаційної свердловини. В загальному випадку, навіть в однорідному пласті з достатньо великою вертикальною проникністю, спостерігається випереджальне обводнення в підошовній частині та відставання його в покрівельній за рахунок проявлення гравітаційних сил. У неоднорідному за проникністю пласті випереджувальне обводнення спостерігається у найбільш проникних прошарках. У розрізі, що містить декілька продуктивних пластів, під час їх спільної розробки з випереджуванням проходить обводнення пласта, що має кращі колекторські властивості незалежно від його місцезнаходження в розрізі.

Метою геофізичного контролю є отримання інформації про стан та зміни, які відбуваються в продуктивних пластах в процесі їхньої експлуатації.

Використання геофізичних методів дослідження свердловин дає можливість вирішувати наступні задачі:

– визначати положення та зміну положення ВНК і ГНК в процесі витіснення нафти з пласта;

– контролювати переміщення фронту вод, які нагнітаються в пласт;

– вивчати приймальність та віддачу свердловин (здатність пласта приймати воду, що закачується);

– встановлювати стан флюїдів у стовбурі свердловини;

– виявити місця поступлення в свердловину вод і перетоків нафти та води в затрубному просторі;

– оцінити технічний стан експлуатаційних та нагнітальних свердловин;

– вивчати режим роботи технологічного обладнання експлуатаційних свердловин;

– уточнювати геологічну будову та запаси нафти.

До кінця 40-х років минулого століття, ВНК вивчався в основному за даними електрокаротажу, який проводиться тільки в необсаджених свердловинах. Відповідно, отримана інформація свідчила тільки про початкове положення ВНК, контуру нафтоносності, нафтонасиченості та інтервалах перфорації. Переміщення внутрішнього контуру нафтоносності можливо було прослідкувати тільки за появою води в експлуатаційних свердловинах.

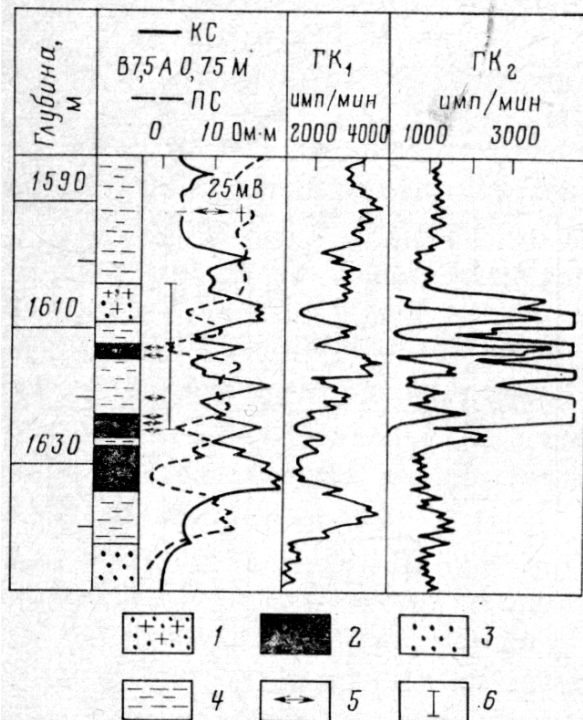
В 50-ті роки минулого століття з впровадженням радіоактивного каротажу, почвилась реальна можливість створювати способи розподілу нафтоносних і водоносних колекторів в обсаджених свердловинах. Однак, результати цих методів достовірні тільки в тому випадку, коли встановлено, що вода не поступає в свердловину з інших пластів внаслідок порушення колони свердловини.

При контролі за розробкою головною є відмінність за нейтронними властивостями мінералізованої пластової води. Найбільш сприятливі умови є в місцях з мінералізацією пласто-

вої води більше 100 г/л. Гірша ситуація виникає при мінералізації пластових вод 20-30 г/л. в даному випадку застосовують імпульсні нейтронні методи, які значно підвищують чутливість до нейтронних властивостей пласта.

Для оцінки фільтраційно-ємнісних властивостей міжсвердловинного простору нафтових пластів найбільш інформативними є методи, які відображають безпосередній процес фільтрації рідини в пластових умовах, та дозволяють отримати узагальнену інформаційну картину про фільтраційні властивості значної частини пласта. До таких методів належать шумометрія, дебітометрія, витратометрія та ін..

Також часто вживаним є метод радіактивних ізотопів, який використовують для прослідкування руху флюїду в пласті в процесі розробки родовищ. Для цього найчастіше використовують водний розчин NaI, KI, NaBr, KBr, іodobензол та інші. Вимірювання інтенсивності γ -випромінювання по стовбуру експлуатаційної свердловини проводять до і після введення в нагнітаючий флюїд незначної кількості радіоактивної речовини. Інтерпретація результатів геофізичних вимірювань при роботі з радіоактивними ізотопами полягає у співставленні фактичних діаграм гамма-каротажу, отриманих в свердловині до та після введення в неї радіоактивних ізотопів. Таке співставлення дає можливість виявити ділянки геологічного розрізу, в яких відбувається проникнення активованої нагнітаючої рідини в пласт, а також наявність затрубної циркуляції [2].



1 – обводнені пісковики; 2 – нафтоносні пісковики; 3 – водонесні пісковики; 4 – глини; 5 – інтервали перфорації; 6 – інтервал затрубної циркуляції

Рисунок 1 – Визначення затрубного руху рідини методом радіоактивних ізотопів

До ряду важливих задач, що вирішуються методом радіоактивних ізотопів, відносять контроль за гідророзривом пласта. Для виділення ділянок пласта, в яких відбувся гідророзрив і утворилися зони тріщинуватості, в нього задалюють активованій ізотопами пісок. Ділянки пласта, в яких відбувся гідророзрив, визначають за підвищеними значеннями на кривій гамма поля, зареєстрованій після проведення гідророзриву та закачування активованого піску.

Одним з небагатьох методів вивчення фільтраційної неоднорідності міжсвердловинного простору є індикаторний метод – метод вивчення фільтраційних потоків із застосуванням мічених речовин.

Сучасні індикаторні дослідження (за останні 10 років) в нафтопромисловій практиці посіли важливе місце серед гідродинамічних методів контролю раціональної розробки покладів вуглеводнів. Широкого застосування індикаторні методи набули за кордоном, зокрема в Росії. Достатньо велика кількість сервісних компаній, науково-дослідних та виробничих інститутів проводять закачування індикаторів і надають рекомендації за результатами інтерпретації даних індикаторних досліджень. Наприклад, відділом підвищення нафтовіддачі пластів НДІ «СибГеоТех» (Росія), який займається вирішенням проблем дорозробки нафтових родовищ, інтенсифікацією видобутку нафти та обмеженням водоприпливу у видобувних свердловинах, індикаторні дослідження проводяться з метою визначення наявності каналів в пласті з аномально високими фільтраційними характеристиками та визначення таких параметрів, як оцінка швидкості фільтрації закачуваної води, об'єм та структура розподілу каналів. Також російськими спеціалістами «СевКавНИ-ПИГаз» представлена комплексна технологія індикаторних досліджень на об'єктах нафтової і газової промисловості, із застосуванням якої можна вирішити наступні задачі: ідентифікація свердловин з техногенними витокami газу або нафти з покладів; виявлення техногенних шляхів міграції газу чи нафти; встановлення міжпластових перетоків флюїдів; визначення зон обводнення природних сховищ газу тощо [3].

У 2005 – 2006 роках спеціалісти ТОВ «Новые технологии-Сервис» (Росія) проводили оцінку регіональних особливостей геологічної та літологічної будови продуктивних горизонтів, які впливають на передчасний прорив закачуваних агентів у видобувні свердловини, на основі гідродинамічних досліджень родовищ ВАТ «Самаранефтегаз» [4].

Таким чином, головним об'єктом вивчення фільтраційно-ємнісних характеристик продуктивних пластів із застосуванням індикаторного методу є неоднорідність міжсвердловинного простору нафтового покладу, яка обумовлена особливостями геологічної будови пласта, що пов'язана з розміщенням і режимом роботи свердловини та особливостями дії на пласт.

Відомо, що максимальну ефективність від заводнення нафтових покладів можливо отримати маючи необхідну інформацію про наприя-

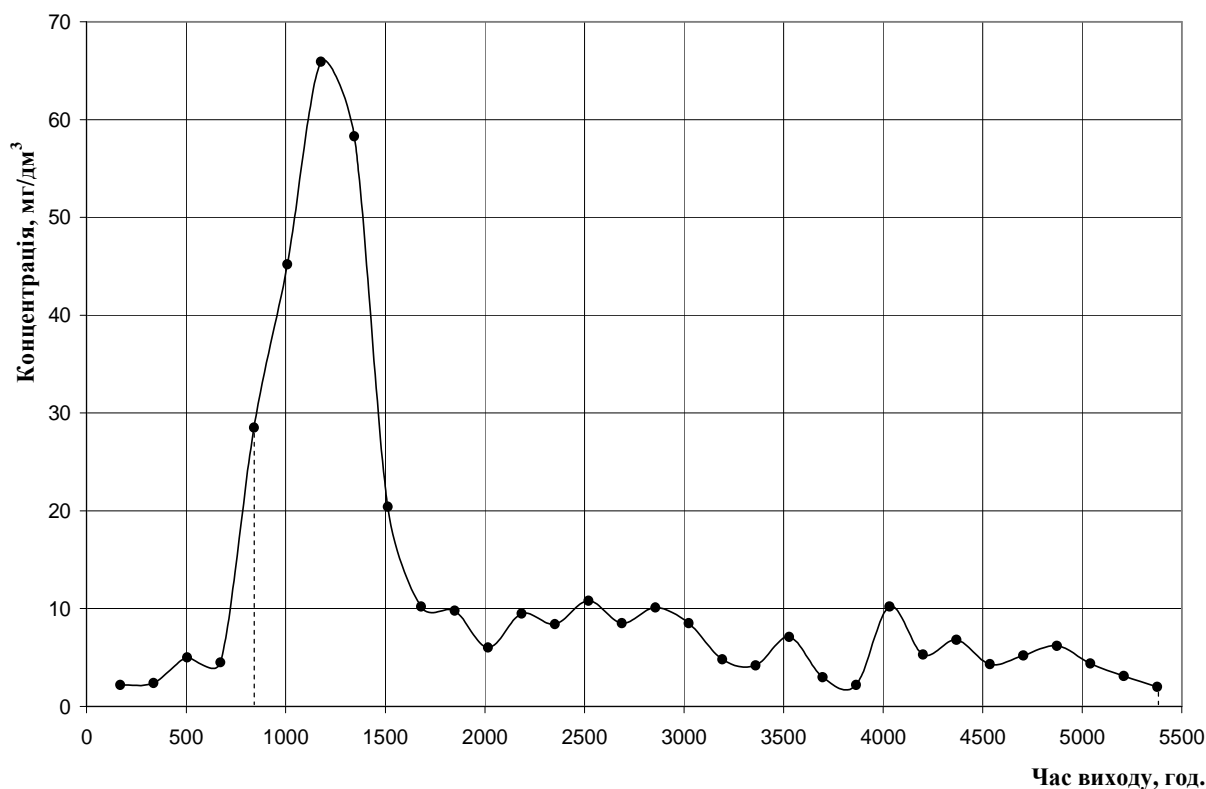


Рисунок 2 – Зміна концентрації індикатора в часі

мок та швидкість руху фронту вод, які витісняють вуглеводневу сировину. Контроль даних параметрів здійснюють за вищевказаними методами вирішуючи при цьому такі задачі:

- визначення:
 - наявності гідродинамічного зв'язку між нагнітальною та видобувними свердловинами родовища;
 - напрямку руху фронту вод, які нагнітають;
 - об'єму води, що надходить до видобувної свердловини від конкретної нагнітальної;
- виявлення:
 - ділянок, що неохоплені заводненням;
 - промитих зон;
 - заклонних перетоків;
 - зон, що потребують обмеження водоприпливу;
 - зон, що потребують втручання щодо вирівнювання фронту вод, які закачують у пласт.

Технологія проведення індикаторних досліджень включає в себе:

- розрахунок необхідної кількості індикаторної рідини;
- закачування індикаторної рідини;
- відбір проб продукції видобувних свердловин;
- проведення лабораторних аналізів та інтерпретацію результатів індикаторних досліджень [5].

До індикаторів широкого застосування на родовищах ПАТ “Укрнафта” відносять такі хімічні реагенти: аміачна селітра (NH_4NO_3), карбамід (NH_2CONH_2) та дигідроортофосфат натрію (NaH_2PO_4).

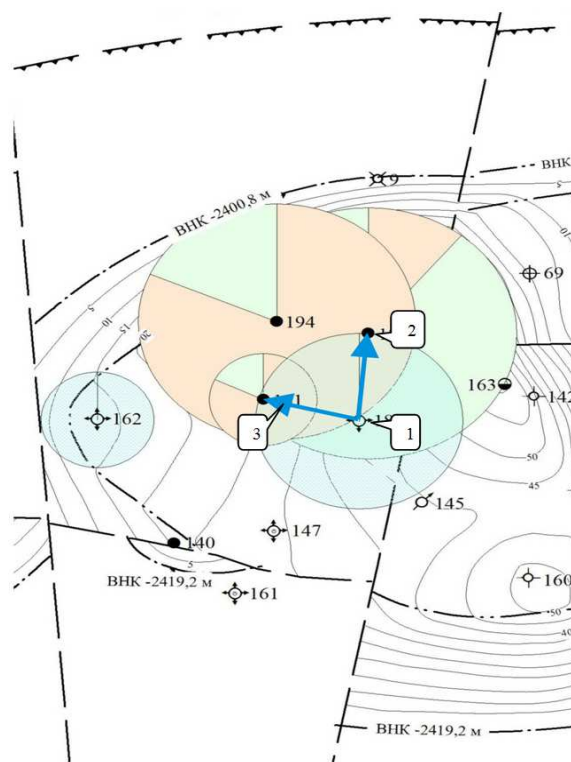


Рисунок 3 – Фрагмент карти розробки родовища

Під час обробки результатів індикаторних досліджень розрахунковим методом визначають такі параметри, як швидкість руху індикатора від нагнітальної свердловини до видобувних, ефективний поровий об'єм, умовну площу

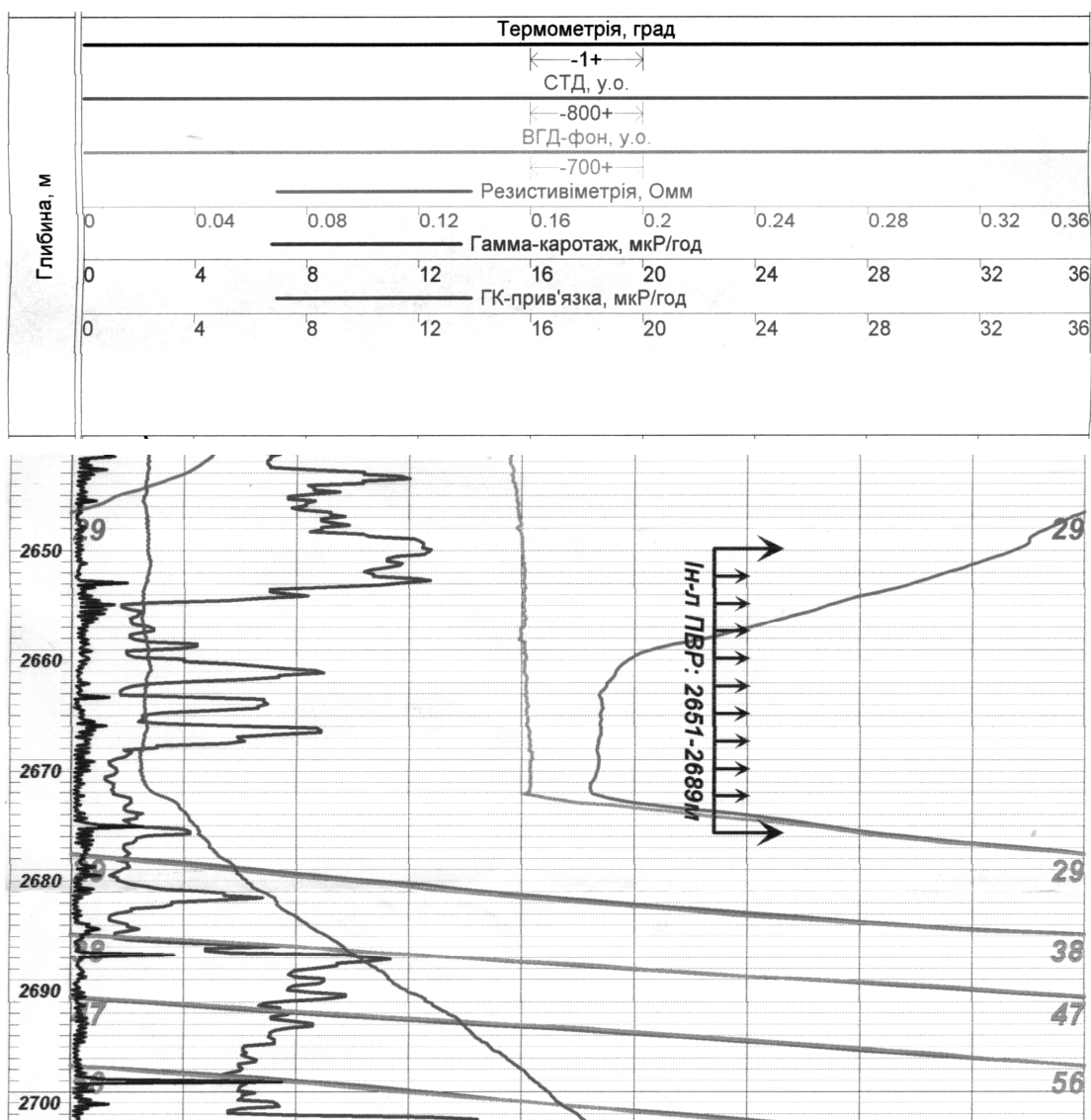


Рисунок 4 – Фрагмент діаграми каротажу гідродинамічних досліджень свердловини з метою визначення інтервалів поглинання

промітої зони, масу індикатора, що вийшов з продукцією видобувної свердловини, а також спостерігають зміну концентрації індикатора в часі (рис. 2).

Розглянемо результати індикаторних досліджень, проведених на одному з родовищ Передкарпатського прогину (рис. 3) [6].

Як індикаторну рідину у свердловині 1 використовували 10% розчин аміачної селітри. Наявність гідродинамічного зв'язку вивчали в блоці оточуючих видобувних свердловин.

Спільне використання геолого-геофізичних даних і результатів індикаторних досліджень дозволяє:

- суттєво підвищити достовірність інформації про будову нафтового покладу та кількісно оцінювати ємкісні і фільтраційні параметри тріщинуватих і пористих пластів;
- здійснювати контроль ефективності фізико-хімічної дії на пласт.

У нагнітальних свердловинах за результатами геофізичних досліджень необхідно встановити відповідність місця закачування індика-

торної рідини в пласт до такого, що попередньо передбачалось.

За термометричними дослідженнями у свердловині 1 встановлено, що поглинання відбувається в інтервалі 2658-2673 м при інтервалі перфорації 2651-2687 м, що відповідає 40% охоплення ефективної перфорованої частини продуктивного пласта (рис. 4). Цей факт підтверджено результатами гамма методів, резистивіметрії та дебітометрії.

Результати проведених лабораторних аналізів та спостереження зміни концентрації індикатора в пробах продукції видобувних свердловин показують наявність гідродинамічного зв'язку між нагнітальною свердловиною 1 і видобувними 2 та 3. Відсоток води, який поступив від нагнітальної свердловини до свердловини 2 під час проведення індикаторних досліджень, становить 31% від загального об'єму води в продукції видобувної свердловини, що може свідчити про наявність досить обширної промітої зони в напрямку даної свердловини [6].

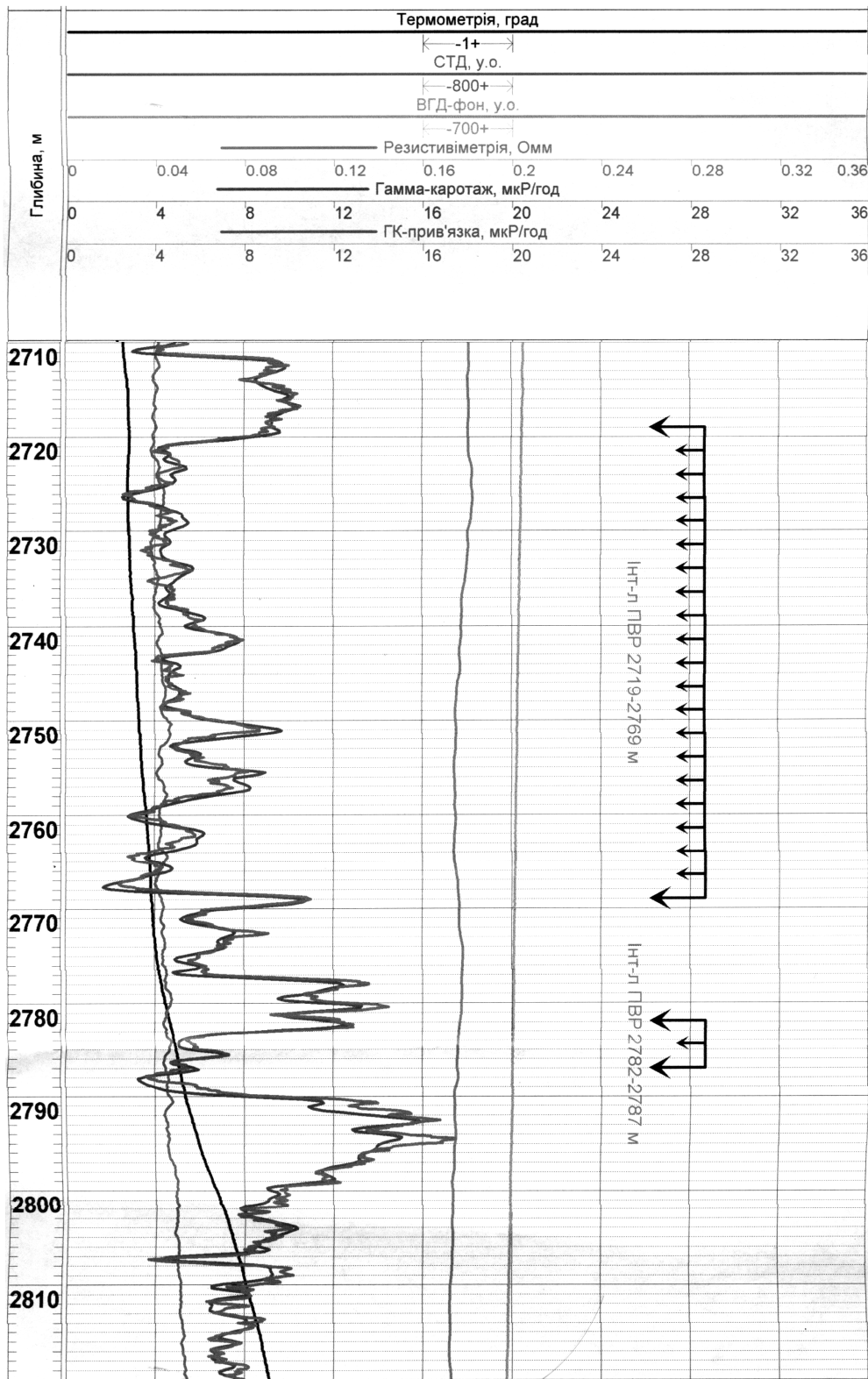


Рисунок 5 – Фрагмент діаграми каротажу гідродинамічних досліджень свердловини з метою визначення профілю припливу

Виділення обводнених інтервалів в обсаджених і перфорованих свердловинах – одна з найбільш важливих задач при геофізичному контролі за розробкою родовищ. Дослідження таких пластів є найбільш поширеними на родовищах і їхнє узагальнення дає можливість встановлювати характер та закономірності обвод-

нення продуктивних пластів по площі та дозволяє приймати оперативні рішення з регулювання технології розробки покладів.

Складність виділення обводнених продуктивних пластів за геофізичними методами обумовлена тим, що проти перфорованих пластів у стовбурі свердловини знаходиться неоднорі-

Література

дна за фізичними властивостями рідина, цементний камінь в цій ділянці може бути зруйнований, у тому числі і проти нафтоносною частини пласта, при цьому мінералізація вод, які обводнюють продуктивний пласт, змінюється в часі.

На рисунку 5 зображено фрагмент каротажу гідродинамічних досліджень свердловини 2.

На кривій термометрії в інтервалі 2770-2777 м відмічається від'ємна аномалія, викликана роботою перфорованого інтервалу (приплив нафти з водою та газу). Починаючи з глибини 2777 м спостерігається зміна градієнта температури (підвищення), ймовірно викликана поступленням пластової води у свердловину, а на результатах резистивіметрії на даній глибині відмічається підвищення її мінералізації. Тобто, за результатами комплексних геофізичних досліджень у експлуатаційних свердловинах можна зробити висновки про інтервали поступлення води, границю перерозподілу пластового флюїду та намітити способи врегулювання розробки того чи іншого пласта з метою підвищення нафтовіддачі.

Одним зі способів збільшення охоплення пластів заводненням є створення технологій, які змінюють напрямок руху потоку вод, що нагнітаються за рахунок збільшення фільтраційного опору обводнених частин пласта шляхом нагнітання в нього таких реагентів, які в промитій зоні, змішуючись з пластовою водою, створюють різні тампонуєчі пробки. В високо обводненому пропластку створюється гідроізолюючий екран, який відхиляє потоки води, що нагнітається в пласт, в нафтонасичений прошарок, в свою чергу збільшуючи степінь нафтовилучення.

Загалом, опираючись на результати комплексних геофізичних та індикаторних досліджень свердловин, проведено ряд обробок привибійної зони пласта, що дало позитивний ефект. Зокрема, на Струтинському родовищі в одній з видобувних свердловин здійснено обробку привибійної зони пласта з використанням рідкого скла та біополімерів, в результаті чого додатково видобуто 125,48 т нафти та 50,87 тис. м³ газу; в іншій застосовували технологію обмеження водопритоку з використанням полімерної системи на основі лужного реагенту, що дозволило додатково видобути 393,78 т нафти та 174,7 тис. м³ газу.

Як було сказано, розробка родовищ шляхом заводнення з метою підтримування пластового тиску набула широкого застосування на родовищах ПАТ "Укрнафта". Впровадження індикаторних досліджень та зіставлення їхніх результатів з даними комплексних геофізичних досліджень, зокрема методу радіоактивних ізотопів, дозволяє вивчити шляхи обводнення, прослідкувати рух флюїду в пласті в процесі розробки, закономірності розповсюдження колекторів в межах родовища, що, в кінцевому результаті, дає інформацію про стан тієї чи іншої ділянки пласта, яка потребує втручання для подальшого збільшення ефективності роботи свердловини.

1 Бойко В.С. Розробка та експлуатація нафтових родовищ: підручник / В.С. Бойко. – К.: ІСДО, 1995. – 496 с.

2 Итенберг С.С. Геофизические исследования в скважинах / С.С. Итенберг, Т.Д. Дахкильгов. – М.: Недра, 1982. – 351 с.

3 Комплексная технология трассерных исследований на объектах нефтяной и газовой промышленности [электронный ресурс] / Режим доступа: <http://www.sevcavnipigaz.ru/Chapters/Repair/Technology/22.htm>: ОАО «СевКавНИПИ-газ».

4 Оценка региональных особенностей геологического и литологического строения продуктивных горизонтов, влияющих на преждевременный прорыв закачиваемых агентов в добывающие скважины на основе гидродинамических исследований месторождений ОАО «Самаранефтегаз» // Итоговый отчет. ООО «Новые Технологии-Сервис». – Самара. – 2006.

5 Технологія контролювання розповсюдження води від нагнітальних до видобувних свердловин індикаторним методом: СОУ 11.1-00135390-054:2009. – НДПІ ВАТ "Укрнафта", 2009. – 53 с.

6 Вивчення гідродинамічного зв'язку і швидкості фільтрації вод між нагнітальними і видобувними свердловинами родовищ НГВУ "Долина нафтогаз", що розробляються з ППТ: звіт про НТП / НДПІ ПАТ "Укрнафта"; кер. Дівончук А.І. – Івано-Франківськ, 2011. – 125 с.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
03.09.13*

*Рекомендована до друку
професором Бойком В.С.
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
професором Лизуном С.О.
(Інститут економіки, природокористування та
сталого розвитку НАН України, м. Київ)*