

Причому, ступінь руйнування структурної решітки, а отже, і ступінь аномальності властивостей нафти залежать від десятків чинників, які важко врахувати, вони є випадковими величинами і тому не піддаються точному прогнозуванню.

З цих причин як граничні параметри нафти, що визначають максимальний гідравлічний опір трубопроводу і відповідають найбільшій небезпеці його „заморожування”, доцільно прийняти реологічні параметри Долинської нафти, які одержані дослідним шляхом у разі незруйнованої її структури. Реологічні параметри Долинської нафти, одержані за повністю зруйнованої її структури, характеризують найбільш сприятливі умови роботи нафтопроводу, які можна було б реалізувати за безперервного перекачування високов'язкої нафти зі значно більшими, ніж сьогодні, витратами нафти і сталим температурним режимом.

Література

1. Середюк М.Д., Якимів Й.В., Лісафін В.П. Трубопровідний транспорт нафти і нафтопродуктів. – Кременчук, 2001. – 517 с.

просторі утворюються геоелектричні неоднорідності, що виникають як наслідок фільтраційних і масообмінних процесів, які відбуваються в цій зоні. Правильна оцінка змін у навколосвердловинному просторі та головних зумовлюючих чинників цих змін має важливе значення у визначенні питомого електричного опору (ПЕО) незміненої частини пласта і оцінки характеру його насичення.

До вирішення цього питання можна йти різними шляхами: перший – це розробка нових методів свердловинних досліджень, другий –

2. Тугунов П.И., Новоселов В.Ф. Транспортирование вязких нефтей и нефтепродуктов по трубопроводам. – М.: Недра, 1973. – 89 с.

3. Губин В.Е., Губин В.В. Трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. – М.: Недра, 1982. – 294 с.

4. РД 39-30-480-80 Методика расчета гидравлических и тепловых потерь в "горячем" нефтепроводе. – 46 с.

5. Методика теплового и гидравлического расчета трубопроводов при установившемся режиме перекачки подогретых вязкопластичных нефтей и нефтепродуктов. – Уфа: ВНИИ-СПТнефть, 1974. – 57 с.

УДК 553.981

ВПЛИВ ФІЛЬТРАТУ БУРОВОГО РОЗЧИНА ТА ХАРАКТЕРУ НАСИЧЕННЯ ПЛАСТІВ НА ЗМІНУ ПАРАМЕТРІВ ЗОНИ ПРОНИКНЕННЯ (НА ПРИКЛАДІ ДОСЛІДЖЕНЬ ЮРСЬКИХ ВІДКЛАДІВ КИНСЬКОГО РОДОВИЩА)

О.В.Серженя

ОАО "Пургеофизика", Ямало-Ненецкий а.о., м. Губкинський, 6-й мкр., тел.(35346) 53278,
e-mail: gorgan@gorgan.ru

В результате проникновения в пласты фильтрата бурового раствора в околоскважинной зоне образуются геоэлектрические неоднородности, возникающие как следствие происходящих в этой зоне фильтрационных и массообменных процессов.

В статье рассмотрены основные факторы, влияющие на структуру геоэлектрических неоднородностей в зоне проникновения фильтрата бурового раствора. Проведен анализ закономерностей, проявляющихся при изучении зоны проникновения в пластах-коллекторах со сложным флюидонасыщением. Предложена методика анализа результатов интерпретации зондового комплекса ВИКИЗ, позволяющая определять интервалы с высоким газосодержанием и более однозначно оценивать глубину газодояного (ГВК) и газонефтяного (ГНК) контактов.

У процесі розкриття пластів бурінням відбувається порушення природної рівноваги вихідної пластової системи в просторі і часі. У результаті проникнення в колектори фільтрату бурового розчину в навколосвердловинному

As a result of penetration of the drilling mud filtrate into the borehole environment there are formed the geoelectric heterogeneities. It is the result of the mass-transfer and filtrational processes in this zone.

In the article there are considered the primary factors, that influence on the structure of geological heterogeneities in a zone of penetration of the drilling mud filtrate. There are realized the regularities, that are shown at studying of a zone of penetration in the layers - reservoirs with complex fluid saturation. The technique of the analysis the results of the well-log data interpretation (data of the induction sounding "VIKIZ") allows to determine the intervals with the high contents of the gas and more uniquely estimate the depth of gas-water and gas-oil contacts.

збільшення обсягу корисної інформації, яку ми одержуємо із даних дослідження свердловин. Методика інтерпретації електромагнітного каротажу ВІКІЗ, що застосовується в ході дослі-

джені юрських відкладів Кинського родовища, досить ефективна в умовах складного флюїдо-насичення колекторів. Опираючись на закономірності, що проявилися на цьому родовищі під час вивчення зони проникнення (ЗП), ми можемо більш однозначно оцінювати глибину газоводяного (ГВК) і газонафтового (ГНК) контактів, що у даний час є дуже важливим у процесі розробки та експлуатації родовищ з газовою шапкою або газоконденсатних з нафтовою облямівкою.

У пластах-колекторах рухливість пластових флюїдів і склад припливу під час випробування визначається багатьма чинниками: властивостями порід і флюїдів, співвідношенням обсягів змочувального (води) і незмочувального (нафта, газ) компонентів та іншими. З другого боку, рухомість флюїду і його відносна в'язкість є одним з визначальних чинників, що впливають на характер і структуру геоелектричних неоднорідностей в ЗП.

У цій статті буде розглянуто на прикладі інтерпретації результатів промислових досліджень вплив характеру насичення колекторів на зміни параметрів зони проникнення та обґрунтовано можливості і критерії розподілу колекторів за насиченням: з одного боку – газоконденсат, газ+нафта, з другого – нафта, нафта+вода, вода. Завданням цього дослідження є з'ясування можливостей визначення газонасичених інтервалів або пластів з високим газовмістом за допомогою результатів електромагнітних методів, проведених у відкритому стовбурі.

Зміни геоелектричних властивостей пластів у навколосвердловинному просторі залежать від фільтраційно-ємнісних параметрів (коефіцієнт пористості і проникності), від складу флюїду, що насичує пори колектора, від реологічних властивостей бурового розчину, а також від режимів буріння і термінів проведення каротажу. Під час буріння буровий розчин взаємодіє із пластами і відбувається утворення в навколосвердловинному просторі динамічної системи зон з різними фізичними властивостями. Дисперсна фаза промивної рідини, що залишилася на стінці свердловини, утворює глинисту кірку, а та, що проникла в навколосвердловинну частину пласта, – зону кольматації. У процесі проникнення фільтрату в навколосвердловинний простір відбувається витіснення нафти, газу і води й утворюється промита зона та зона проникнення (ЗП) фільтрату глинистого розчину. Яку інформацію несуть ці зони? І як враховувати їх під час комплексної інтерпретації даних геофізичних досліджень свердловин у вирішенні питання про характер флюїдонасичення?

Теоретичні розробки і практичні дослідження у свердловинах засвідчили, що у вирішенні питань щодо визначення характеру насиченості пластів зондовий комплекс ВІКІЗ є більш інформативним і пристосованим до промислової практики порівняно зі стандартним комплексом БКЗ-БК-ІК. Вплив бурового розчину, що спотворює покази зондів ВІКІЗ, починається за його опору $\rho_c \approx 0,2$ Ом·м і менше.

Зменшення довжин зондів (від 2 до 0,5 м) та їх баз, а також високі робочі частоти істотно поліпшують радіально-кільцеву локальність дослідження. Цей метод дає змогу виділяти й оцінювати пропластки потужністю 1,0-1,5 м і зі складним характером насичення (газ, газ+нафта, нафта, нафта-вода, вода). Порівняння результатів інтерпретації стандартного комплексу БКЗ-БК-ІК та методу ВІКІЗ, проведених на багатьох родовищах Ямало-Ненецького автономного округу [1, 2] засвідчило, що метод ВІКІЗ дає змогу прямим вимірюванням відтворювати структуру електричних неоднорідностей у навколосвердловинному просторі і більш однозначно оцінювати параметри геоелектричної моделі пластів. У процесі інтерпретації даних ВІКІЗ є можливість моделювання чотиришарового середовища, тобто кількісного визначення параметрів не тільки зони проникнення, але й облямівуючої зони. Побудуємо геоелектричну модель пластів-колекторів методом ВІКІЗ на прикладі юрських відкладів Кинського родовища.

Для виділення колекторів на цьому родовищі використовували як прямі якісні ознаки, так і кількісні критерії. Колектори характеризуються наявністю глинистої кірки і від'ємної аномалії на кривій ПС, зменшенням, як правило, природної радіоактивності щодо глин, а також наявністю радіального градієнта опору по зондах методу ВІКІЗ. За кількісні критерії була взята гранична величина колектор – неколектор за α_{nc} (прийнята рівною для газонасичених пропластків 0,2, а для нафтоводонасичених 0,3-0,35), а також граничні значення пористості і проникності (рисунок 1).

До складу горизонту Ю1 на Кинському родовищі входить шість пластів Ю1¹, Ю1¹⁻², Ю1², Ю1³, Ю1⁴, Ю1⁵, з насиченням: газоконденсат, газ+нафта, нафта, вода. У кожному пласті є свій ГНК і ВНК. На рисунку 1 зображено фрагмент діаграм методу ВІКІЗ та результати інтерпретації цього методу (потужності зони проникнення (ЗП) і облямівуючої зони (ОЗ) – четвертий трек, опір зон і незміненої частини пропластків – п'ятий трек) у свердловині 167 як типовий приклад геофізичного розрізу Кинського родовища. Дослідження проводилися за питомого опору бурового розчину 0,6 Ом·м. Питомий опір пластових вод дорівнює 0,24 Ом·м, що має достатню різницю з питомим опором бурового розчину.

Пласт Ю1¹. Колектори представлені пісковиками сильноглинистими з низькими значеннями коефіцієнта пористості (14-15%). Насичення цих колекторів складає нафта з високим газовим фактором (за результатами випробувань у сусідніх розвідувальних свердловинах). Для цього пласта характерне знижуюче проникнення бурового розчину з невисоким опором ЗП (11,3-12,5 Ом·м) і потужністю ЗП, що змінюється в межах 0,7-0,92 м.

Пласт Ю1¹⁻². дуже малопотужний (по родовищу місцями літологічно виклинюється). У даному випадку визначити геоелектричну мо-

дель пропластка, оціненого як колектор, важко через малу потужність і низькі значення фільтраційно-ємнісних параметрів. За насиченням цей пропласток вивопнений нафтою з водою.

Пласт Ю₁² потужний і по всій висоті насичений газоконденсатом. Колектори представлені пісковиками глинистими і сильноглинистими.

Геоелектрична модель має такий вигляд: відзначається знижуюче проникнення по всьому інтервалу пласта, опір зон проникнення пропластків змінюється в межах 20-24 Ом·м, а опір незміненої частини високий і становить 50-65 Ом·м. Це свідчить про те, що в пласті практично

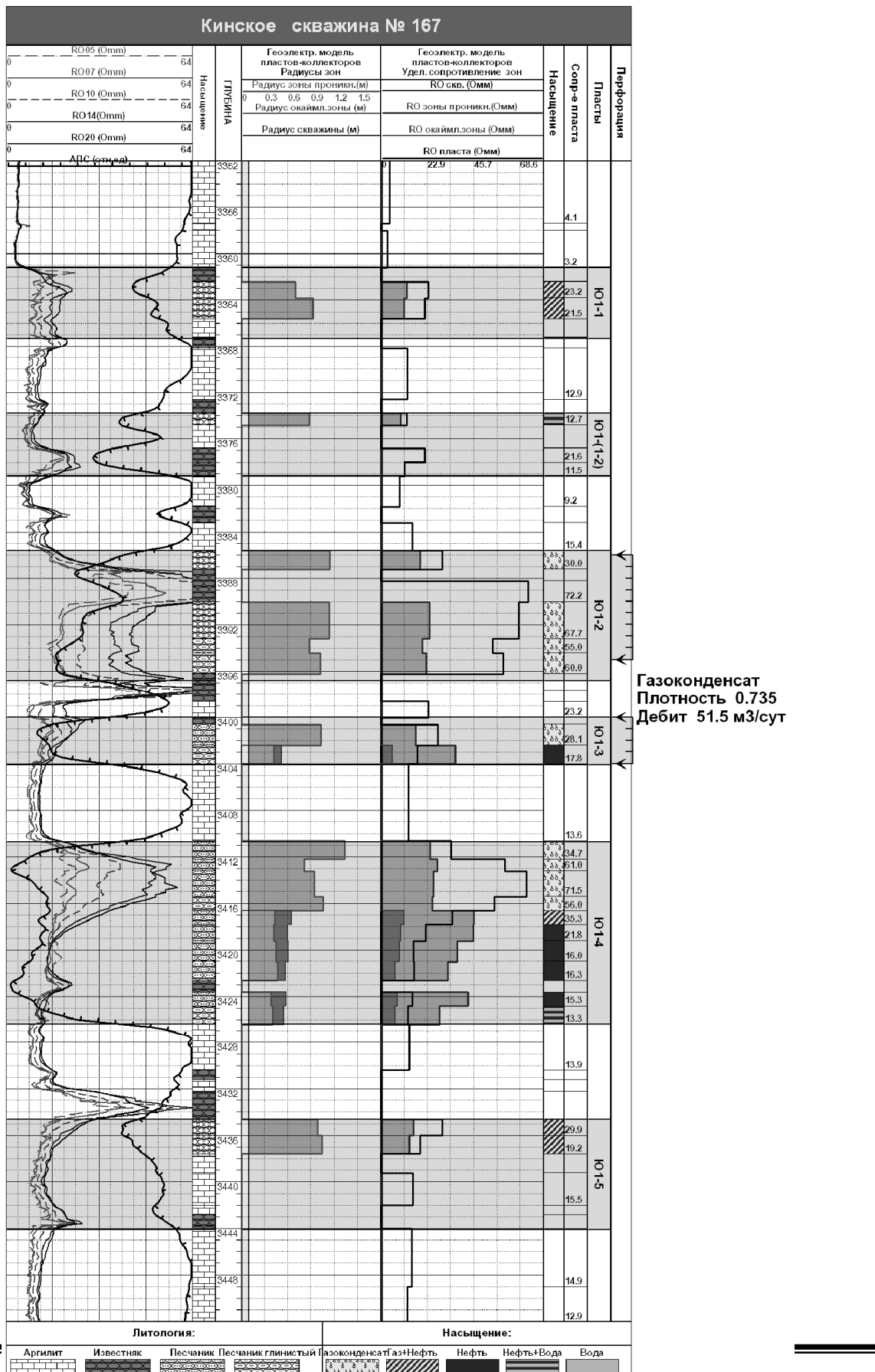


Рисунок 1 — Дані досліджень і результати інтерпретації методу ВКІЗ у свердловині 167 Кинського родовища

відсутня вільна пластова вода. Радіуси зон проникнення знаходяться в межах 0,9-1,15 м. Більш високі значення радіусів зон проникнення у верхній частині пласта зумовлені тим, що ємнісні властивості в цьому інтервалі гірші, коефіцієнт пористості менший на 2,5-3% порівняно з подошвою пласта.

Пласт Ю₁³. Колектори представлені пісковиками і пісковиками глинистими. За своїми ємнісними властивостями даний пласт практично однорідний. Коефіцієнт пористості порід до глибини 3402,4 м складає в середньому по інтервалу 18,5%, а нижче цієї глибини – 17,5%. За електричними властивостями пласт ділиться на дві характерні частини. У верхній частині пласта відзначається знижуюче проникнення бурового розчину і потужна ЗП (радіус зони 1,03 м). Опір незмінної частини пласта дорівнює 28 Ом·м. Нижче глибини 3402,4 м проникнення змінюється на підвищувальне, і опір пласта падає до 17,8 Ом·м, з'являється облямовуюча зона, а радіус ЗП зменшується до 0,42 м. Це свідчить про те, що в нижній частині пласта з'являється рухлива пластова вода. Вище глибини 3402,4 м у пласті насичення, враховуючи дані ознаки, оцінюється як газоконденсатне, а нижче цієї глибини – нафта (визначені опори незмінної частини пласта вище граничних для даного родовища).

Пласт Ю₁⁴ – потужний, однорідний за ємнісними параметрами, колектор представлений пісковиками. У той же час пласт істотно диференційований щодо електричних властивостей. Зміна електричних властивостей по всій товщині пласта зумовлюється різним характером пластових флюїдів (газоконденсат, нафта, нафта з водою), а також процесами витиснення їх слабкосолоним фільтратом бурового розчину. Вище глибини 3416,6 м відзначається знижуюче проникнення, високі опори незмінної частини пласта (55-70 Ом·м) і великі радіуси зон проникнення (у межах 0,9-1,3 м). У цьому інтервалі пласта витиснення газоконденсату фільтратом бурового розчину призводить до зменшення питомого опору в зоні проникнення. Нижче глибини 3416,6 м проникнення бурового розчину змінюється на підвищувальне, опір колекторів падає від 35 до 16 Ом·м у подошві пласта, різко зменшуються радіуси зон проникнення (у межах 0,42-0,45 м) і з'являється облямовуюча зона. Усі ці ознаки свідчать про заповнення пустот колекторів нафтою і про появу в пластах певної кількості пластової рухомої води. Нижче глибини 3424,8 м опір зони проникнення і пласта зменшується, стає нижче граничного значення продуктивності, істотно збільшується кількість рухомої пластової води. Насичення тут складає нафта з водою.

Пласт Ю₁⁵ представлений колекторами сильно глинистими. У процесі випробування цього пласта в сусідніх розвідувальних свердловинах одержано приплив нафти з високим газовим чинником та невелику кількість газоконденсату. Щодо електричних властивостей відзначається знижуюче проникнення, опір пласта

знаходиться в межах 19-30 Ом·м, радіуси зон проникнення змінюються в межах 0,95-1,05 м.

Свердловина 167 була перфорована в інтервалах 3386-3395 м – пласт Ю₁² і 3400-3404 м – пласт Ю₁³. У результаті цього одержано приплив газоконденсату з незначною кількістю нафти загальним дебітом 51,5 м³/добу. Густина одержаного продукту становить 0,735 г/см³. Отже, дані випробування підтвердили результати інтерпретації методу ВІКІЗ щодо визначення характеру насиченості. За результатами попластової інтерпретації методу ВІКІЗ побудовано геоелектричний розріз пластів-колекторів (рисунок 1). Аналізуючи ці дані бачимо, що за однакових ємнісних характеристик пласти можуть сильно відрізнятися за електричними властивостями: тип проникнення, радіуси зон проникнення, наявність або відсутність облямовуючої зони. Такі відмінності в електричних властивостях пояснюються різним флюїдонасиченням колекторів (газ, газоконденсат, нафта, вода) і відповідно різними процесами, що супроводжують витиснення їх фільтратом бурового розчину.

За результатами гирлових проб, проведених у розвідувальних свердловинах Кинського родовища, газоконденсат і нафта з юрських відкладів характеризуються такими параметрами: густина газоконденсату – 0,777-0,790 г/см³, нафти – 0,819 г/см³; кінематична в'язкість за 20°С газоконденсату змінюється в широких межах 1,29-1,987, нафти – 2,61. Крім того, для нафти характерний високий вміст парафінів (9,63%) порівняно з газоконденсатом (1,8-5,02%). Межі цих параметрів не перетинаються. На основі цього спробуємо простежити залежність параметрів ЗП від флюїдонасичення колектора.

Питання вивчення проникнення фільтрату бурового розчину в пласт дуже важливе для правильного обліку та інтерпретації даних ГДС. Йому присвячено чимало досліджень [3, 4, 5, 6]. Перші дослідники [3] вважали, що процеси, які супроводжують проникнення фільтрату бурового розчину в пласти-колектори і витиснення ним нафти або газу, аналогічні. Ці погляди визначили подальшу спрямованість і характер досліджень проникнення фільтрату в пласт. Дослідження М.Маскета і С.Пірсона є класичними, але вони проводилися кілька десятиліть назад і тому не могли повністю врахувати необхідних критеріїв динамічної подоби, які були одержані за результатами сучасних методів і технологій. Сучасні промислово-геофізичні дослідження зони проникнення засвідчили явну невідповідність фактичних даних старим уявленням. Аналіз експериментальних і теоретичних досліджень дає підстави виділити дві основні групи процесів, що визначають зміну фізичних властивостей колектора в ЗП, – гідродинамічну і масообмінну. До гідродинамічної групи відносяться двофазна фільтрація, капілярні процеси, змішване витиснення, перерозподіл тисків і т.д., до масообмінної – процеси адсорбції і десорбції, гідратації, випадання солей та ін. [5].

Однак для промислової геофізичної практики, обробки та інтерпретації методів ГДС характерна ситуація, коли зміна фізичних властивостей у ЗП відбувається переважно внаслідок одного або двох зазначених процесів.

Для того, щоб оптимально враховувати зміни фізичних властивостей пласта в ЗП, потрібний детальний аналіз процесів, що відбуваються в цій зоні, та умов, що зумовлюють і впливають на ці процеси. Як зазначалося вище, – це ФСП, характер насичення, умови буріння і час вимірювань. За однакових умов буріння та часових вимірювань основними зумовлюючими чинниками залишаються ФСП та флюїдонасичення колекторів.

Розглянемо особливості локальної двофазної фільтрації в разі утворення ЗП. Теорія двофазної фільтрації базується на узагальненому законі Дарсі, справедливому як для повільної стаціонарної фільтрації незмішуваних рідин, так і для нестационарної двофазної фільтрації за деяких обмежень. Це – фільтрат, що витісняє, не активний стосовно пористого середовища і його флюїдонасичення; стисливість пористого середовища і його флюїдонасичення можна знехтувати, а гравітаційний ефект у цьому випадку несуттєвий.

Відповідно до цього закону змочувальна і незмочувальна фази рухаються кожна по своїй системі каналів під дією свого фазового тиску, а проникність фіктивного пористого середовища визначається своєю фазовою проникністю. Фазова проникність визначається за формулою Сліхтера-Козені

$$K_{np} = Ak_{np}^{ai}, \quad (1)$$

де: k_{np} – фіктивна динамічна пористість, яка для змочувальної фази дорівнює

$$k_{np,2} = k_{ne}(k_e - k_{e3});$$

для незмочувальної фази –

$$k_{np,1} = k_{ne}(k_e^* - k_e);$$

за однофазної фільтрації –

$$k_{np} = k_{ne}(k_e^* - k_{e3});$$

ai – показник степеня, що характеризує структуру фіктивного пористого середовища;

k_{ne} – коефіцієнт відкритої пористості;

k_e, k_{e3}, k_e^* – коефіцієнти поточного, залишкового, максимального водонасичення пласта і визначають частку води і нафти, міцно пов'язану з породою.

Звідси можна записати вирази для функцій відносних фазових проникностей

$$f_1(k_e) = B(k_e^* - k_e)^\beta; \quad (2)$$

$$f_2(k_e) = A(k_e - k_{e3})^\alpha, \quad (3)$$

де A, B – емпіричні коефіцієнти, які характеризують співвідношення k_{e3} і k_{e3} у ЗП.

А якщо використовувати коефіцієнт відносного рухомого водонасичення

$$\sigma = (k_e - k_{e3}) / (k_e^* - k_{e3}),$$

то одержимо перетворені формули для фазових проникностей

$$f_1(k_e) = f_1(k_{e3})f_1(\sigma); \quad (4)$$

$$f_2(k_e) = f_2(k_e^*)f_2(\sigma). \quad (5)$$

Звідси випливає, що нормовані фазові проникності є функціями коефіцієнта рухомого водонасичення і структури порового простору (α, β).

Результатами багатьох лабораторних досліджень [5, 6] було доведено, що відносна в'язкість флюїду, що насичує пори колектора (відносна в'язкість – в'язкість порівняно з в'язкістю фільтрату бурового розчину), сильно впливає на коефіцієнт рухомого водонасичення в навколосвердловинній частині пласта (σ), отже, на водонасиченість ЗП. Відмінність нафти різної в'язкості, а також нафти, газоконденсату і газу виражається через безрозмірний параметр відносної в'язкості

$$\mu_o f_2(k_e^*) / f_1(k_{e3}), \quad (6)$$

а також перебуває в залежності від відносних фазових проникностей змочувальної і незмочувальної фаз.

Розглянемо на прикладі результатів промислових досліджень, як впливає відносна в'язкість насичуючих флюїдів на утворення ЗП і на її параметри. Для цього візьмемо результати інтерпретації методу ВІКІЗ, проведеного в інтервалі залягання юрських відкладів в експлуатаційних свердловинах Кинського родовища. Для подальшого порівняльного аналізу було вибрано вісім свердловин, де дослідження проводилися в проміжку 5-7 годин після повного розкриття розрізу за схожих реологічних властивостей бурового розчину (ПЕО бурового розчину знаходився в межах 0,6-1,0 Ом·м). Інтерпретація методу ВІКІЗ проводилася в попластовому режимі за програмою "МФС ВІКІЗ" (багатофункціональна система обробки ВІКІЗ). Результатом роботи цієї програми було вирішення зворотної геологічної задачі – побудова геоелектричного розрізу пластів. Параметри, що визначалися, це – питомий електричний опір незміненої частини пласта, ЗП і ОЗ, а також потужності ЗП і ОЗ.

На рисунку 2 зображено порівняння значень опору зони проникнення ρ_{zn} і опору незміненої частини пласта ρ_n за різного флюїдонасичення колекторів. Порівнюючи одержані значення, бачимо, що весь масив точок, які відповідають колекторам, поділяється на дві групи, лінією розподілу яких є пряма $\rho_{zn} / \rho_n = 1$. Колектори з насиченням нафта, нафта+вода і вода займають одну зону поля кореляції і розташовані вище лінії $\rho_{zn} / \rho_n = 1$. А колектори з насиченням газоконденсат і газ+нафта групуються в іншій зоні поля кореляції і розташову-

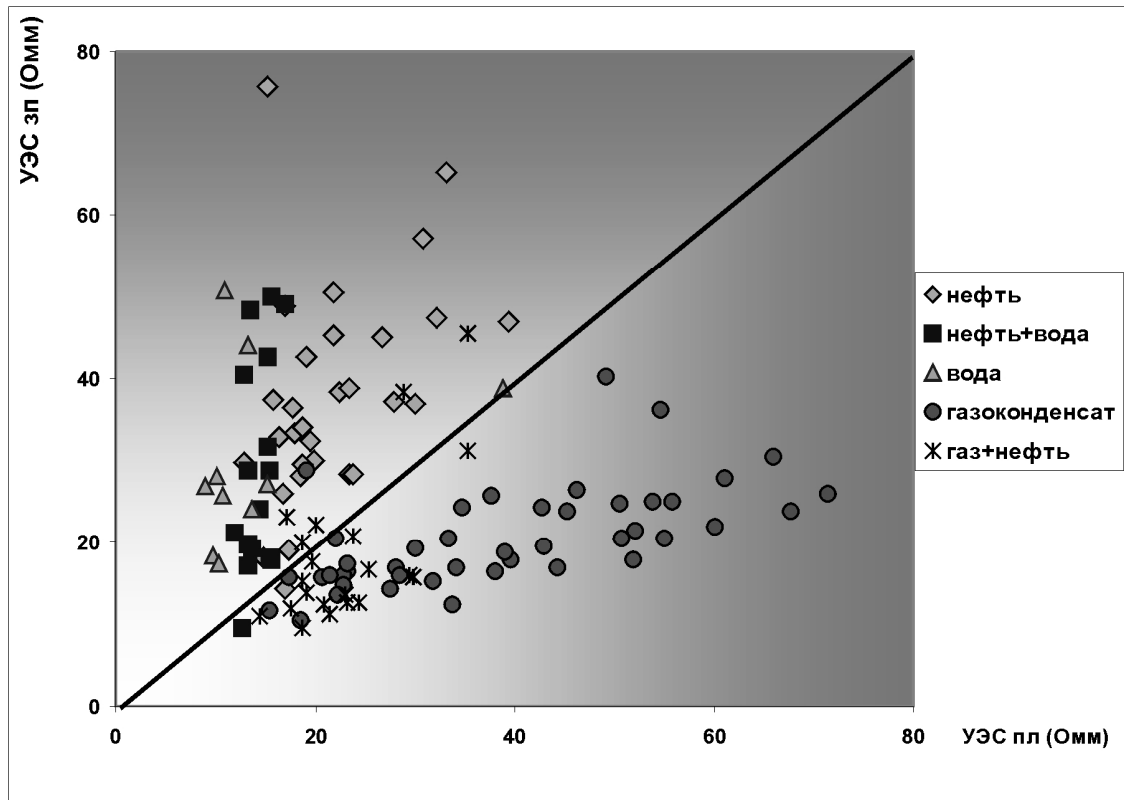


Рисунок 2 – Порівняння геофізичних параметрів ρ_{zn} і ρ_n , одержаних в результаті інтерпретації методу ВІКІЗ у пропластках з різним флюїдонасиченням

ються нижче від лінії $\rho_{zn} / \rho_n = 1$. Практично всі пласти з насиченням нафта, нафта+вода і вода характеризуються підвищеним проникненням, де опір ЗП перевищує опір пласта, а для пластів з насиченням газоконденсат і газ+нафта характерне знижене проникнення, де опір ЗП нижчий за опір пласта.

На рисунку 3 зображено порівняння геофізичних параметрів: радіуса ЗП r_{zn} , одержаного в результаті інтерпретації методу ВІКІЗ, і відносного параметра α_{nc} . Відносний параметр α_{nc} є відношенням показників ПС у досліджуваному й опорному пластах

$$\alpha_{nc} = \Delta U_{nc} / \Delta U_{nc}^{max} \quad (7)$$

Як опорний пласт вибирався найбільш чистий колектор, охарактеризований максимальною амплітудою на кривій ПС. Для юрських відкладів опорним є найменш глинистий колектор у самому горизонті Ю1.

На рисунку бачимо, що масив точок, які відповідають колекторам з насиченням нафта, нафта+вода, вода потрапляє в зону, обмежену двома лініями з експотенціальною залежністю. Внаслідок переходу від більш глинистих колекторів (коли значення $\alpha_{nc} \approx 0,3$) до більш чистих колекторів з високими ФЄП ($\alpha_{nc} \approx 1,0$) відбувається збільшення радіуса зони проникнення. При цьому збільшення радіуса нелінійне. Радіус ЗП цих колекторів знаходиться в межах

0,28-0,55 м. Зона розміщення колекторів з насиченням газоконденсат і газ+нафта нічим не обмежена. Масив точок, що відповідають цим колекторам, розкиданий по всьому полю кореляції. Межі цієї зони збігаються з граничними значеннями α_{nc} , що дорівнює 0,2-1,0 від. од., та лінією мінімальних значень радіуса зони проникнення, що є загальною для всіх колекторів. А максимальні значення досягають 1,3 м. За однакових значень відносного параметра α_{nc} радіус зони проникнення досить різний в колекторах з різним флюїдонасиченням. Закономірність простежується в тому, що в колекторах з насиченням газоконденсат і газ+нафта значення радіусів ЗП більші, однак однозначної залежності r_{zn} від α_{nc} немає. На цю складну систему взаємозв'язку впливають чинники, а саме: структура порового простору (1) – тобто коефіцієнт відкритої пористості k_{nv} і об'ємної глинистості k_{zt} , а також коефіцієнт водонасиченості в навколосвердловинній зоні пласта $k_{взн}$ та інші.

На рисунку 4 зображено можливість розподілу колекторів за характером насичення шляхом порівняння співвідношення опорів зони проникнення і незміненої частини пласта ρ_{zn} / ρ_n та радіусів зон проникнення r_{zn} . У процесі аналізу масиву цих даних виявлено такі закономірності:

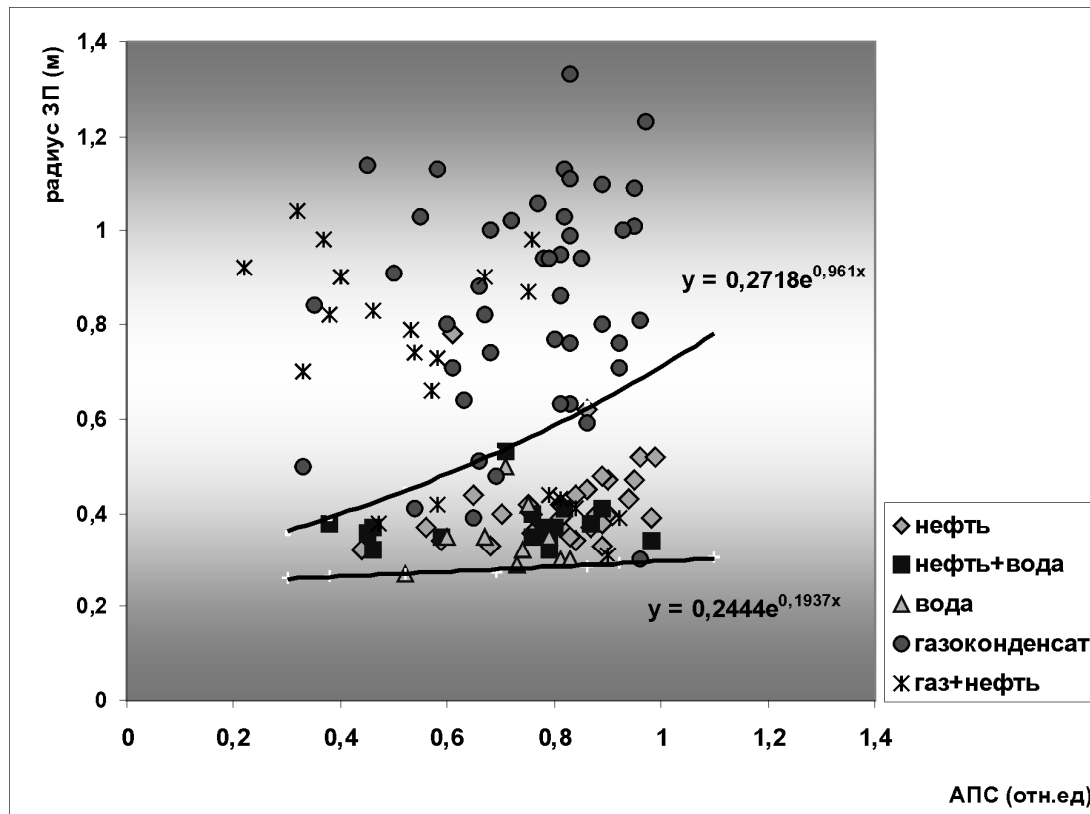


Рисунок 3 – Порівняння відносної аномалії α_{nc} і геофізичного параметра r_{zn} , одержаного в результаті інтерпретації методу ВІКІЗ

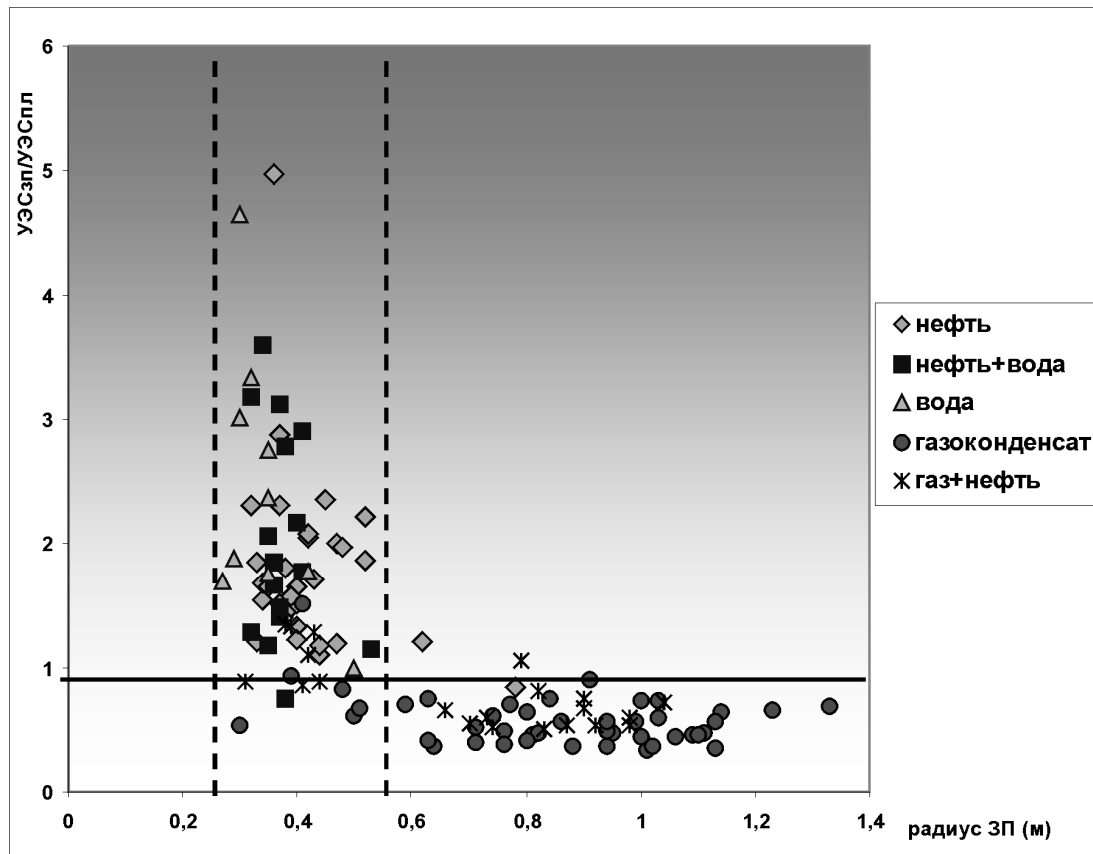


Рисунок 4 – Розподіл колекторів за характером насичення шляхом порівняння геофізичних параметрів ρ_{zn}/ρ_n і r_{zn}

– колектори з насиченням газоконденсат і газ+нафта розташовані в нижній частині поля палетки і мають чітку верхню межу розповсюдження. Лінія, що обмежує зону розповсюдження цих колекторів буде: $\rho_{zn} / \rho_n = 1$; при цьому $\rho_{zn} / \rho_n \geq 0.3$;

– радіуси зон проникнення цих колекторів змінюються в межах 0,3-1,3 м; така ширина діапазону викликана не тільки флюїдонасиченням, але й відмінностями фільтраційно-емісійних параметрів колекторів;

– колектори з насиченням нафта, нафта + вода і вода розташовані в іншій області поля кореляції. Вони знаходяться вище від лінії $\rho_{zn} / \rho_n = 1$, при цьому співвідношення ρ_{zn} / ρ_n змінюється в широкому діапазоні – від 1 до 4;

– радіуси зон проникнення колекторів з цим насиченням знаходяться в більш вузьких межах 0,28-0,55 м. Відбувається накладання зон розповсюдження масиву точок, які відповідають колекторам з насиченням нафта, нафта+вода, вода і з насиченням газоконденсат, газ+нафта за значеннями радіусів зон проникнення в інтервалі 0,28-0,55 м, що вимагає підключення в цьому інтервалі до інтерпретації інших методів ГДС.

Висновки

1. Одним з головних факторів прояву зниженого або підвищеного проникнення фільтрату бурового розчину в пласти є відносна в'язкість флюїду, що насичує пори колектора.

2. Радіус ЗП залежить не тільки від ФЄП, але й від характеру насичення.

3. Пласти-колектори, пори яких заповнені флюїдом з різною густиною і відносною в'язкістю, займають різні зони на палетці ρ_{zn} / ρ_n від r_{zn} і це дає змогу використовувати наведені залежності для прогнозу характеру насичення.

Література

1. Кузнецов С.Н., Третьякова Л.И. Сопоставление результатов обработки данных ВИКИЗ и комплекса БКЗ-БК-ИК по высокоомным отложениям месторождений Севера Тюменской области // НТВ: Каротажник. – Тверь: Изд. АИС, 1999. – №54. – С. 54-67.

2. Поздеев Ж.А., Пасечник М.П., Антонен С.И., Яковлева Л.М. Основные результаты внедрения аппаратуры многозондового индукционного каротажа ВИКИЗ и ИКЗ в Ноябрьском нефтегазоносном районе // НТВ: Каротажник. – Тверь: Изд. АИС 1999. – № 59. – С. 95-102.

3. Пирсон С.Дж. Учение о нефтяном пласте / Пер. с англ. Второе изд. – М.: ГосНТИ нефтяной и горно-топливной литературы, 1961. – С. 18-21, С. 56-66.

4. Берман Л.Б., Нейман В.С. Исследование газовых месторождений и подземных хранилищ газа методами промышленной геофизики. – М.: Недра, 1972.

5. Михайлов Н.Н. Изменение физических свойств горных пород в околоскважинных зонах. – М.: Недра, 1982. – С. 149.

6. Хасанов М.М., Булгакова Г.Т. Нелинейные и неравновесные эффекты в реологически сложных средах. – М.: Институт Компьютерных Исследований, 2003. – С. 287.

V Всеукраїнська науково-практична конференція (пам'яті О.В.Сергєєва)

ТЕОРІЯ ТА МЕТОДИКА НАВЧАННЯ ФУНДАМЕНТАЛЬНИХ ДИСЦИПЛІН У ВИЩІЙ ШКОЛІ

м. Кривий Ріг (7-8 квітня 2005 р.)

Оргкомітет конференції

50086, м. Кривий Ріг

корпус № 21 Криворізького металургійного ф-ту
Національної металургійної академії України

Теплицький І.О.

50086, м. Кривий Ріг, а/с 4809

Тел: (0564) 71-60-34, (067) 975-90-22

E-mail: cc @ kpi.dp.ua

Робота конференції планується за такими секціями:

- Теорія та методика навчання математики
- Теорія та методика навчання фізики
- Теорія та методика навчання інформатики
- Методологія навчання фундаментальних дисциплін у вищій школі

Для участі в конференції необхідно до 10 січня 2005 р. подати такі матеріали:

- заявку на участь
- статтю до збірника праць учасників
- анотацію статті

Зразки оформлення заявок, статей та анотаций можна знайти в мережі Інтернет за адресою: <http://tmn.hotmail.ru>