МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ІВАНО-ФРАНКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ НАФТИ І ГАЗУ

На правах рукопису

СЕРЖЕНЬГА ОКСАНА ВОЛОДИМИРІВНА

УДК 550.832+553.98.061.4(470.111)

НАУКОВО-МЕТОДИЧНІ ЗАСАДИ ОЦІНКИ ХАРАКТЕРУ НАСИЧЕННЯ ПЛАСТІВ І ПОЛОЖЕННЯ ГАЗОНАФТОВОГО КОНТАКТУ З ВИКОРИСТАННЯМ ГЕОЕЛЕКТРИЧНОЇ МОДЕЛІ ПРИСВЕРДЛОВИННОЇ ЗОНИ

(на прикладі нафтогазоконденсатних родовищ Західно-Сибірської нафтогазоносної провінції)

Спеціальність 04.00.22 –Геофізика

Дисертація на здобуття наукового ступеня
кандидата геологічних наук

Науковий керівник
Д.Д.Федоришин
доктор геол.наук, професор

Івано-Франківськ - 2007

д 314

НТБ
ІФНТУНГ
d314

ЗМІСТ

№ п/п	Назва розділу	стор.
	Вступ	5
1.	Аналіз розвитку методики визначення міжфлюїдальних контактів методами ГДС.	12
1.1.	Застосування електричних методів для визначення продуктивних інтервалів і оцінки їх насичення.	14
1.2.	Вивчення геоелектричної моделі зони проникнення.	28
1.3.	Комплексування методів ГДС під час побудови флюїдальної моделі покладу.	38
2.	Особливості геологічної будови досліджуваного району.	45
2.1.	Розташування і геологічна вивченість досліджуваного району.	45
2.2.	Літолого-стратиграфічна характеристика розрізу.	53
2.3.	Геологічна будова і тектонічний розвиток.	57
2.4.	Нафтогазоносність досліджуваних родовищ.	64
3.	Оцінка характеру насиченості і визначення положення між - флюїдальних контактів.	70
3.1.	Особливості розподілу пластового флюїду по висоті «водоплавного» нафтогазоконденсатного покладу.	70
3.2.	Використання петрофізичних взаємозв`язків для визначення положення ВНК.	73
3.3.	Визначення положення газонафтового контакту за методикою повторного нейтронного каротажу.	75
4.	Побудова геоелектричної моделі колекторів за даними дослідження свердловин комплексом БКЗ-БК-ІК і методом ВІКІЗ.	89
4.1.	Геолого-геофізична характеристика об`єктів дослідження і можливості методів ГДС в процесі визначення геоелектричної моделі пластів-колекторів.	89
4.2.	Зіставлення результатів оброблення даних дослідження комплексом БКЗ-БК-ІК і методом ВІКІЗ.	95
4.3.	Порівняння структури геоелектричної моделі колекторів з різним типом флюїдонасичення.	104
5.	Особливості геоелектричного моделювання присвердловинної зони «водоплавних» нафтогазоконденсатних покладів.	114
5.1.	Моделі петрофізичних взаємозв`язків, які виникають у присвердловинній зоні в результаті проникнення фільтрату БР.	116
5.2.	Удосконалення геолого-геофізичної моделі присвердловинної зони колекторів для обґрунтування ВНК за геоелектричними параметрами.	120
5.3.	Створення системи багатомірних моделей для визначення газонафтового контакту в нафтогазоконденсатних покладах ЗСНГП.	131

5.4. Особливості розподілу опору у присвердловинній зоні породи-колектора за результатами інтерпретації методу ВІКІЗ. 156
6. Підвищення інформативності геолого-геофізичних свердловинних досліджень. 161
6.1. Комплексування методів ГДС із метою уточнення ГНК на «водоплавних» нафтогазоконденсатних покладах. 161
6.2. Оцінка ступеня інформативності методів ВІКІЗ і ПНК під час дослідження розрізу свердловин на «водоплавних» нафтогазоконденсатних покладах. 169
Висновки 172
Список використаних джерел 175

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

ЗСП	Західно-Сибірська платформа
ЗСНП	Західно-Сибірська нафтогазоносна провінція
НГО	Нафтогазоносна область
ГІВС	Геофізичні інформаційно-вимірювальні системи
ГДС	Геофізичні дослідження свердловин
ДКЗ РФ	Державна комісія запасів РФ
ВВ	Вуглеводні
БКЗ	Бокове каротажне зондування
БК	Боковий каротаж
ВІКІЗ	Високочастотне індукційне каротажне ізопараметричне зондування
ІК	Індукційний каротаж
ГК	Гамма - каротаж
НКт	Нейтронний каротаж по тепловим нейтронам
ПНК	Повторний нейтронний каротаж
ПС	Метод спонтанної поляризації
ВНК	Водонафтовий контакт
ГВК	Газоводяний контакт
ГНК	Газонафтовий контакт
ПЕО	Питомий електричний опір
ПО	Позірний опір
ЗП	Зона проникнення
ОЗ	Облямовуюча зона
ВПК	Випробовування пластів приборами на кабелі
БР	Буровий розчин
ПР	Промивальна рідина
с/п	сейсмопартія
ФЄВ	Фільтраційно-ємнісні властивості
$\rho_п$	ПЕО незміненої частини пласта
$\rho_{зп}$	ПЕО зони проникнення
$\rho_{оз}$	ПЕО облямовуючої зони
$r_{зп}$	Радіус зони проникнення
$r_{оз}$	Радіус облямовуючої зони
$\rho_п^*$	Граничне значення продуктивності за опором
$K_в$	Коефіцієнт водонасиченості
$K_в^*$	Граничне значення продуктивності за водонасиченістю
$K_{взп}$	Водонасиченість зони проникнення

ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА РОБОТИ

Актуальність теми. Значна частина запасів вуглеводнів приурочена до тонкошаруватих теригенних відкладів і характеризується багатокомпонентним складом пластового флюїду. До цієї категорії запасів відносяться "водоплавні" нафтогазоконденсатні поклади. Ефективність розроблення таких покладів залежить від достовірності інформації про положення газонафтового (ГНК) і водонафтового (ВНК) контактів.

«Водоплавні» нафтогазоконденсатні поклади характеризуються складними геоелектричними властивостями присвердловинної зони. Для визначення положення ВНК використовують критерії виділення продуктивних колекторів за граничними значеннями питомого електричного опору (ρ_n^*) і коефіцієнта водонасиченості ($K_в^*$). Розподіл продуктивних колекторів на нафтонасичені і газонасичені є багатогранним завданням і потребує високої інформативності комплексу геофізичних досліджень свердловин (ГДС). Метод повторного нейтронного каротажу (ПНК), який на даний час є основним у визначенні інтервалів газонасичених колекторів, через свої методологічні особливості не може однозначно вирішити це завдання в умовах родовищ зі складною тектонічною будовою і наявністю відкладів з низькими значеннями фільтраційно-ємнісних параметрів. Дисертаційна робота присвячена розробленню нового методично-інтерпретаційного напрямку побудови фізико-геологічної моделі присвердловинної зони, яка дає можливість за даними електромагнітного каротажу, проведеного у відкритому стовбурі свердловини, визначати положення ГНК.

Апробація методу високочастотного індукційного каротажного ізопараметричного зондування (ВІКІЗ) на родовищах Західно-Сибірської нафтогазоносної провінції (ЗСНГП) підтвердила його високу ефективність і перспективність під час дослідження складнопобудованих покладів, приурочених до теригенних відкладів. Методологічні можливості методу ВІКІЗ значно збільшують обсяг корисної інформації, яку можна одержати за даними ГДС, і дають змогу достовірніше оцінювати параметри геоелектричної моделі породи-колектора. Методика

визначення положення ГНК за геоелектричними параметрами розрізу свердловини є високоперспективною у дослідженні «водоплавних» нафтогазових покладів, приурочених до теригенних відкладів різних нафтогазових провінцій, у тому числі і в Україні.

**Зв`язок роботи з науковими програмами, планами, темами.** Використання результатів дисертаційної роботи дає можливість забезпечити найбільш повне вилучення вуглеводневої сировини і підтримувати рівновагу об`ємів її видобутку і приросту, що є одним із завдань «Довгострокової державної програми вивчення надр і відновлення мінеральної сировини до 2020 року», №1234-р і затвердженої 28.08.2003 року Міністерством енергетики Росії. Науковий напрямок дисертаційної роботи безпосередньо пов`язаний з виробничими планами та завданнями ВАТ «НК «Роснафта-Пурнафтогаз», з виконанням виробничих і науково-дослідних робіт визначення параметрів для підрахунку запасів покладів вуглеводнів на Кинському і Тарасовському нафтогазоконденсатних родовищах. Запропоновані методичні підходи до інтерпретації методу ВІКІЗ використовують у процесі проведення робіт у розвідувальних та експлуатаційних свердловинах на нафтогазоконденсатних родовищах ЗСНГП на етапі розвідування і розроблення продуктивних покладів, а також на етапі експлуатації родовища для визначення інтервалів перфорації.

Мета роботи. Розробити методологічну основу оцінки характеру насичення пластів-колекторів і створити рекомендації для розподілу продуктивних колекторів на газонасичені і нафтонасичені в процесі дослідження у відкритому стовбурі свердловини, ґрунтуючись на результатах інтерпретації даних методу ВІКІЗ.

Задачі дослідження.

- провести аналіз вивченості, геологічної і тектонічної будови досліджуваного району, і розкрити чинники, які створюють проблеми у визначенні положення газонафтового контакту в покладах, приурочених до юрських відкладів ЗСНГП;
- з`ясувати ефективність методу ВІКІЗ у процесі вивчення присвердловинного простору і визначення параметрів геоелектричної моделі колекторів;

- оцінити вплив типу флюїду, який насичує пори колекторів, на геоелектричні параметри присвердловинної зони за результатами інтерпретації даних методу ВІКІЗ;
- провести порівняння результатів інтерпретації методу ВІКІЗ і способу повторного нейтронного каротажу (ПНК) під час визначення положення ГНК;
- створити геолого-геофізичну модель присвердловинної зони, яка б дозволяла за результатами інтерпретації даних методу ВІКІЗ розподіляти продуктивні колектора на газонасичені і нафтонасичені.

Об`єкт дослідження. "Водоплавні" нафтогазоконденсатні поклади, які примикають до юрського горизонту, на Харампурському і Кинському родовищах Пур-Тазовської нафтогазоносної області.

Предмет дослідження. Геоелектричні неоднорідності, які утворюються у присвердловинному просторі під час буріння свердловини в процесі витіснення від стінок свердловини газоконденсату, нафти і пластової води фільтратом промивальної рідини.

Фактичні матеріали і методи дослідження. У роботі використані результати оброблення даних комплексних геофізичних досліджень більш як 50 розвідувальних і експлуатаційних свердловин Харампурського родовища і 30 розвідувальних і експлуатаційних свердловин Кинського родовища. Дослідження у розвідувальних свердловинах проводилися в 1970-80-ті роки. Буріння і дослідження в експлуатаційних свердловинах проводилися в 2002-2004 роки.

У процесі роботи над дисертацією були використані наступні комплекси геофізичних методів: стандартний електричний комплекс бокове каротажне зондування – боковий каротаж – індукційний каротаж (БКЗ-БК-ІК), який базується на методах дослідження свердловин у відкритому стовбурі і вирішує завдання розчленування геологічного розрізу, визначення опору і радіусу зони проникнення і питомого електричного опору пластів; метод поляризації спонтанної (ПС) - виділення порід-колекторів у розрізі свердловини; методи радіоактивного каротажу, які проводилися як у відкритому стовбурі рдловини, так і в експлуатаційній колоні - уточнення типу колектора і

обсягу вмісту водню; метод ПНК - визначення інтервалів залягання порід-колекторів з високим газовмістом; метод ВІКІЗ - проведення вертикального розчленування розрізу і визначення радіальної зміни опору в зоні проникнення фільтрату бурового розчину.

Використовувалися дані досліджень фізико-хімічних характеристик пластових флюїдів (газу, газоконденсату, нафти і води), що проводилися у ВАТ "Тюменська центральна лабораторія" (відділ петрофізики акціонерного товариства відкритого типу Сибірського науково-дослідного інституту). Також були використані дані дослідження свердловинних проб пластового флюїду на величину газового фактора, що проводилися лабораторією аналізів при ВАТ "НК "Роснафта-Пурнафтогаз".

Інтерпретація стандартного електричного комплексу БКЗ-БК-ІК, методів ПС, радіоактивного каротажу і повторного нейтронного каротажу проводилася в програмі "ГеоПошук" (розробник – УкрДГРІ, м.Київ). Інтерпретація даних методу ВІКІЗ проводилася в програмі "МФС ВІКІЗ" (розробник - інститут Геофізики СВ РАН). Для статистичного аналізу даних інтерпретації результатів ГДС використовувалася програма "Excel", для оформлення текстової частини використовувалася програма "Word", оформлення графічних додатків проводилася в програмах «Micrografx Disigner», «GeoFrame», «Corel Draw», «Petrel».

Наукова новизна одержаних результатів. Проведені науково-теоретичні і експериментальні дослідження дали можливість одержати наступні наукові і практичні результати:

1. Доведено та обґрунтовано за результатами інтерпретації досліджень методом ВІКІЗ складнопобудованих геологічних розрізів залежність геоелектричних параметрів присвердловинної зони від фізико-хімічних властивостей пластового флюїду, яка проявляється в перші 5-10 годин після розкриття розрізу.

2. Сформульовано основні критерії створення фізико-геологічної моделі присвердловинної зони порід-колекторів «водоплавних» нафтогазоконденсатних

покладів, яка ґрунтується на залежності геоелектричних параметрів від типу пластового флюїду і є основою для більш детального вивчення перехідної зони і визначення положення ВНК.

3. Створено та вперше запропоновано нову методику розподілу продуктивних порід-колекторів на нафтонасичені і газонасичені, яка базується на залежності геоелектричних параметрів присвердловинної зони від фізико-хімічних властивостей пластового флюїду.

4. Обґрунтовано динаміку розформування зони проникнення газонасичених порід-колекторів газоконденсатних покладів ЗСНГП, приурочених до юрського горизонту.

5. Доведено переваги комплексування результатів методу ВІКІЗ і методики ПНК для визначення структури газової шапки на етапі геологічного моделювання будови родовища і визначення положення ГНК в кожній окремій свердловині під час видачі оперативного висновку.

Основні положення, що захищаються:

1. Створена фізико-геологічна модель порід-колекторів різного характеру насичення, з урахуванням властивостей зони проникнення, є основою для інтерпретації результатів методу ВІКІЗ у визначенні газонафтового контакту.

2. Методика визначення рівня водонафтового контакту на основі фізико-геологічної моделі зміни геоелектричних параметрів присвердловинної зони порід-колекторів залежно від типу пластового флюїду, підвищує інформативність результатів ГДС і обумовлює однозначність визначення характеру насичення.

3. Комплексна інтерпретація результатів методу ВІКІЗ та повторного нейтронного каротажу (ПНК) є пріоритетною для прогнозування флюїдальної моделі «водоплавних» нафтогазоконденсатних покладів.

Практичне значення одержаних результатів. Розроблена фізико-геологічна модель присвердловинної зони порід-колекторів, яка базується на залежності геоелектричних параметрів від фізико-хімічних властивостей пластового флюїду, має велике практичне значення на різних етапах вивчення нафтогазоконденсатних родовищ. На етапі пошукового і розвідувального буріння,

коли практично відсутні дані про геологічну будову родовища і тип покладу, за геоелектричними параметрами розрізу свердловини можна не тільки виділяти продуктивні породи-колектори, але й оцінити наявність у них газової шапки. На етапі експлуатаційного буріння розроблена методика дає можливість визначити інтервал перфорації з метою прогнозування очікуваного складу припливу. Під час геологічного моделювання будови нафтогазоконденсатного родовища, якщо дослідження ПНК проведені в недостатньому обсязі, одержана додаткова інформація для побудови його флюїдальної моделі.

Запропонова методика інтерпретації результатів методу ВІКІЗ одержала підтвердження в ході апробації на Харампурському, Кинському, Фахіровському, Північно-Тарасовському нафтогазоконденсатних родовищах, які розміщені в Ямало-Ненецькому АО.

Особистий внесок здобувача. Здобувачем особисто проаналізовано та узагальнено результати попередніх геофізичних досліджень розвідувальних і пошукових свердловин, пробурених на території Харампурського, Кинського та сусідніх родовищ, на підставі яких визначено проблеми, що виникали під час оцінки характеру насичення і визначення положення міжфлюїдальних контактів; оброблено нові дані результатів досліджень комплексом БКЗ-БК-ІК, методом ВІКІЗ та ПНК, які проводилися як у розвідувальних, так і в експлуатаційних свердловинах; проаналізовано результати досліджень фізико-хімічних властивостей проб пластового флюїду та визначення інтервалів віддачі пластового флюїду після перфорації; обґрунтовано залежність геоелектричних параметрів присвердловинної зони від типу пластового флюїду і зміну цих параметрів під час розкриття свердловиною ГНК і ВНК; обґрунтовано комплексне застосування результатів інтерпретації методу ВІКІЗ і способу ПНК для побудови флюїдальної моделі «водоплавних» нафтогазоконденсатних покладів.

Апробація результатів дисертації. Результати дисертаційної роботи апрооовані на геофізичній науково-практичній конференції "Виділення колекторів, оцінка їх фільтраційно-ємнісних властивостей (ФЄВ) і нафтогазонасиченості за даними польової і промислової геофізики в Західно-

Сибірській нафтогазоносній провінції" (Євро-Азіатське геофізичне товариство, м. Тюмень, 12-13 жовтня 2004 року); на науково-практичній конференції, присвяченій 100-річчю з дня народження В.М.Дахнова "Сучасні проблеми промислової геофізики" (РГУ нафти і газу ім. І.М.Губкіна, м.Москва, 5-6 квітня 2005 року); на YI міжнародній науковій конференції "Моніторинг небезпечних геологічних процесів і екологічного стану середовища" (Київський національний університет ім. Т. Шевченко, м. Київ, 6-8 жовтня 2005 року); на всеукраїнській науковій конференції "Моніторинг небезпечних геологічних процесів і екологічного стану середовища" (Київський національний університет ім. Т. Шевченко, м. Київ, 21-24 вересня 2006 року).

Публікації. Результати досліджень опубліковані у 8-и роботах, із них 4 статті у фахових виданнях за геологічними спеціальностями, 4 – матеріали наукової конференції.

Обсяг і структура роботи. Дисертація складається зі вступу, шести розділів, висновків, списку використаної літератури, обсяг - 148 сторінок друкованого тексту, ілюструється 12 таблицями, 47 малюнками, бібліографія включає 130 найменувань на 15 друкованих сторінках.

Роботу виконано під науковим керівництвом доктора геологічних наук, професора Дмитра Дмитровича Федоришина, якому автор висловлює глибоку подяку за постійну увагу, цінні поради та всебічну підтримку.

Автор висловлює щиру вдячність за професійні поради під час виконання роботи кандидату геолого-мінералогічних наук, професору В.П.Степанюку. Глибоку подяку висловлює автор доктору геологічних наук, професору О.М.Карпенку за надану підтримку та корисні поради, одержані в ході роботи. Щиро вдячний автор за цінні поради та підтримку кандидату геолого-мінералогічних наук, доценту В.А. Старостіну. Особливу вдячність автор висловлює колективу організації ВАТ «Пургеофізика» (Ямало-Ненецький А.О., м. Губкінський) за допомогу в наданні інформації для виконання даної дисертаційної роботи.

РОЗДІЛ 1
АНАЛІЗ РОЗВИТКУ МЕТОДИКИ ВИЗНАЧЕННЯ МІЖФЛЮЇДАЛЬНИХ КОНТАКТІВ МЕТОДАМИ ГДС

З кожним роком завдання, які вирішуються методами геофізичних досліджень свердловин (ГДС), усе більше ускладнюються. Це призводить до необхідності впровадження нових високоінформативних методів і модифікацій ГДС, а також удосконалення існуючих і застосування нових прогресивних методик обробки. Проблемам і розвитку геофізики присвячені статті багатьох провідних геофізиків [1,2,23,28,34].

Дослідження фізичних полів природного і штучного походження дає можливість одержувати безперервну якісну й кількісну інформацію про зміни в розрізі свердловини складу й властивостей гірських порід на глибинах у кілька кілометрів. За допомогою геофізичних інформаційно-вимірювальних систем (ГІВС) ця інформація сприймається і реєструється на земній поверхні у цифровому виді і зберігається як у цифровій, так і в графічній формах. Геофізичні ІВС це апаратуро - методичні комплекси, що включають свердловинні прилади з сенсорами фізичних полів, канали зв'язку і методики оброблення разом з відповідним апаратурним, метрологічним і програмно-алгоритмічним забезпеченням. На рис.1.1 зображено схему, яка показує існуючі взаємозв'язки ГІВС із процесами, що супроводжують вивчення геологічного розрізу свердловин.

Геологічні завдання, які вирішуються методами ГДС, характеризуються широким різноманіттям: літолого-стратиграфічне розчленування розрізу і виділення колекторів; кількісна оцінка фільтраційно-ємнісних властивостей порід; визначення ефективних товщин, газонафтового і водонафтового контактів і контроль за їх динамікою, оцінка величин насиченості, виділення обводнених інтервалів; літологічна кореляція розрізів, динамічне моделювання родовищ; складання проектів розробки родовищ і їх моніторинг; визначення технічного стану розвідувальних, експлуатаційних та нагнітальних свердловин.



Рис. 1.1 Структурна схема, яка показує взаємозв`язок ГІВС і геологічного об`єкта під час побудови флюїдальної моделі покладу

Серед завдань, які зараз стоять перед геологами і геофізиками, на перше місце виходить завдання прогнозування геологічної моделі нафтових і газових родовищ. Геомоделювання родовищ є базою, яка дає змогу вирішувати основні проблеми розроблювачів: обґрунтування рішення на буріння певних свердловин або проведення конкретних геолого-технологічних заходів. Під час геологічного моделювання родовищ основна увага повинна бути приділена коректності геологічних побудов і правильності оцінки складу флюїду, що насичує пори колектора. Визначення положення водонафтового (ВНК), газоводяного (ГВК) і газонафтового (ГНК) контактів є одним з головних завдань, яке потрібно вирішити на етапі геологічного моделювання родовища. Адже в цьому випадку контакти - це структурні поверхні, що відокремлюють частину розрізу, де може бути забезпечений рентабельний видобуток нафти або газоконденсату, від залягаючої нижче водонасиченої частини розрізу.

Визначення флюїдальної моделі покладів з багатокомпонентним складом флюїду («водоплавні» газоконденсатні з нафтовою облямівкою, нафтові з газовою шапкою) є багатогранним і складним завданням. Для вирішення цього завдання застосовують певний комплекс методів ГДС: методи електрокаротажу –

для визначення питомого електричного опору пласта; методи спонтанної поляризації, радіоактивного, акустичного та густинного каротажу – для визначення фільтраційно-ємнісних параметрів (ФЄП) колекторів. Велике значення має вивчення зразків керна для оцінки граничних значень ФЄП і величини коефіцієнта насиченості. Розглянемо більш детально стан розвитку науково-методичних робіт з питань вивчення продуктивних інтервалів і оцінки насиченості.

1.1. Застосування електричних методів для визначення продуктивних інтервалів і оцінки їх насичення.

Початок розвитку і становлення геофізичних досліджень пов`язаний з іменами таких видатних вчених, як Д.В.Голубятніков, К. і М. Шлюмберже, В.А.Фок, В.Р.Гурсіан, Л.М.Альпін, С.М.Шейман, С.Г.Комаров, В.М.Дахнов, Е.А.Нейман, Г.Г.Долль, Б.М.Понтекорво, Г.Е.Арчі, Г.С.Морозов, А.І.Крінарі, М.І.Перніков та ін. Дякуючи розробкам та науковим працям цих вчених були винайдені основні методи каротажу: електричний, електромагнітний, спонтанної поляризації, радіоактивний та його різновиди, акустичний, індукційний, боковий, мікрокаротаж. А також були створені перші емпіричні методики оброблення каротажу та закладені петрофізичні основи для з`ясування зв`язку між властивостями гірських порід і показами фізичних полів, виміряних у свердловинах.

З подальшим розвитком теорії ГДС відбувається розроблення нових методик досліджень, способів інтерпретації даних каротажу, створення комп`ютеризованих технологій, розроблення та впровадження новітніх приладів, які допомагають вирішувати складні геологічні завдання. Важливу роль у цих процесах відіграли вчені: А.Е.Кулінкович, Н.Н.Сохранов, Т.Д.Ільїна, С.М.Зунделєвич, М.Г.Латишова, Б.Ю.Вендельштейн, С.С.Ітенберг, М.М.Елланський, Б.М.Єнікеєв, Ю.М.Антонов, М.Ю.Епов та багато інших. В Україні значну частку в розвиток ГДС внесли вчені: Т.С.Ізотова, Г.П.Федорович, М.Я.Зайковський, М.Г.Єгурнова, О.Ш.Кнішман, М.Д.Красножон, В.І.Грицишин, П.Ф.Дубинюк, В.М.Курганський та інші.

Базовими і основними методами ГДС, які застосовують для вирішення завдання з визначення типу флюїдонасичення колекторів, є електричні методи опору. Основоположником теорії електричного методу опорів є радянський учений, академік В.А.Фок. На першому етапі використання (1930-1940 рр.) електричні методи застосовувалися тільки для якісної оцінки досліджуваного розрізу. У зв'язку з практичною потребою кількісної інтерпретації електричних методів почався інтенсивний розвиток теоретичних досліджень і появилася велика кількість дослідницьких робіт і праць у цій галузі. Перша із таких робіт належить В.А.Фоку [3], в якій було наведено аналітичний вираз для позірного опору, як функції питомого опору пласта, довжини зонда і геометрії свердловини. Вирішене ним питання про поширення електричного поля у свердловинах було використано Л.М.Альпіним і С.Г.Комаровим для створення кількісної інтерпретації результатів методу опору в пластах необмеженої потужності. Рішення В.А. Фока для двошарового середовища в 1938 році було уточнено Л.М.Альпіним для випадку наявності декількох циліндричних поверхонь [4]. Практичне застосування знайшло рішення для тришарового середовища (свердловина - зона проникнення - незмінена частина пласту).

Л. М. Альпіним була розроблена методика розрахунку кривих позірного опору (ПО) залежно від довжини зонда, що дало можливість впровадити в практику ГДС метод бокового каротажного зондування (БКЗ). Одержані в результаті лабораторних досліджень залежності і теоретичні криві були розраховані для стандартних ідеалізованих умов, які в природі практично не зустрічаються. В умовах природного залягання пласти характеризуються обмеженою потужністю (дуже часто менше довжини зонда), досліджувані присвердловинна зона і незмінена частина пласта неоднорідні і анізотропні, опір вмісних порід сильно відрізняється від опору пласта. У зв'язку зі складністю врахування впливу всіх цих чинників вирішити поставлене завдання для реальних умов у той час не вдалося. Пізніше, в 1953 році, В.М. Дахновим і Е.А.Нейманом, а потім Л.М. Альпіним і А.Е. Кулінковичем вирішувались завдання електрометрії за допомогою електроінтегратора, що дало

можливість одержати методику визначення опору пластів обмеженої потужності.

Ю.А. Гуліним, В.П. Іванкіним, В.В. Ларіоновим та іншими вченими були сформульовані основи радіоактивного каротажу і загальні принципи інтерпретації даних радіометрії. Питання комплексної і зведеної інтерпретації електрометрії і радіометрії вирішувалися В.М.Дахновим, Л.П.Доліною, С.С.Ітенбергом, М.О. Пєрьковим, Н.Н. Сохрановим і багатьма іншими дослідниками [5,6,7,10,17]. Використовуючи результати лабораторних досліджень керна, і, порівнюючи їх з даними ГДС, було змодельовано пластові умови, які дали змогу вченим визначити і детально описати залежність параметра насичення від ПЕО породи і коефіцієнта пористості.

Професор В. М. Дахнов у своїх роботах писав [5,6,7], що збільшення питомого опору породи (ρ_n), а отже параметра нафтогазонасичення ($P_{нг}$), пов'язане зі зменшенням кількості електропровідної рідини в поровому просторі. У цьому випадку питомий опір породи зростає набагато інтенсивніше, ніж під час зменшення вологості породи за рахунок зниження пористості.

«Это объясняется тем, что при замещении проводящей влаги нефтью или газом последние, растекаясь в порах породы, образуют токонепроводящие пленки, значительно повышающие величину удельного сопротивления горной породы. Образование этих пленок тем более вероятно, чем больше коэффициент нефтенасыщения или газонасыщения породы или меньше коэффициент водонасыщения. В связи с этим удельное сопротивление горной породы обратно пропорционально степени коэффициента водонасыщения и в зависимости от величины последнего изменяется примерно так, как и в зависимости от коэффициента пористости при его малых значениях и при полном насыщении порового пространства проводящей жидкостью [5,с.18-19]».

Роботи В.М. Дахнова систематизували теоретичні дослідження в напрямку розвитку основ електричних методів. У своїх роботах він вирішив прямі завдання для пластів обмеженої потужності ізотропних і анізотропних середовищ, і

теоретично обґрунтував зміну виду кривих позірного опору (ПО) у породах-колекторах з різним типом пластового флюїду.

Великі заслуги в реалізації існуючих у цей період теоретичних досягнень належать Л.М.Альпіну та С.Г.Комарову [8,9]. Ними були розраховані числові криві позірного опору, які складають повний альбом палеток БКЗ, а також вирішені основні питання методики інтерпретації БКЗ.

Для цього періоду характерним є також інтенсивний розвиток теоретичних досліджень, метою яких було створення нових методів електричного каротажу - індукційного і бокового каротажу. Результати теоретичних досліджень і лабораторного моделювання створили методичну основу для впровадження і використання методик кількісної інтерпретації даних електричного каротажу. Усе це оформлено у великій кількості палеток, номограм, таблиць і застосовується на виробництві в ручних або автоматизованих формах і на даний момент.

Під час проведення ГДС для одержання якісної і повнішої інформації що до характеристики розрізу свердловини застосовують відразу кілька типів вимірювальних зондів. Це в першу чергу пов'язане з тим, що застосовувані зонди мають не тільки різну конфігурацію, але і різну довжину, отже, різну глибинність дослідження. Вид і розміри зондів залежать від поставлених завдань і вибираються дослідним шляхом. Оптимальний набір зондів для досліджуваного району вибирається на підставі багаторічних дослідних даних і, як правило, залишається незмінним для більшості видів дослідження. Найпоширенішим комплексом електричних методів, які вирішують завдання з визначення характеру насичення колекторів у теригенних відкладах, є стандартний комплекс БКЗ-БК-ІК.

Методика бокового каротажного зондування (БКЗ) зводиться до послідовного виконання робіт з виміру ПО декількома (5 - 7) однотипними зондами різної довжини. Провівши вимір зондами різної довжини, одержуємо позірні опори, що відповідають різним радіусам обстеження порід навколо свердловини. В однорідному середовищі позірний опір дорівнює питомому електричному опору

ІВАНО-ФРАНКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ НАУКОВО-ТЕХНІЧНА БІБЛІОТЕКА ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ НАФТИ І ГАЗУ
Д 314

середовища. В свердловині середовище неоднорідне і позірний опір залежить від багатьох чинників, а саме: ПЕО досліджуваного пласта, ПЕО вмісних порід, бурового розчину і зони проникнення, потужності пласта, діаметра свердловини, типа і розміру зонда. Вертикальна роздільна здатність зондів БКЗ під час дослідження однорідного середовища становить 0.45 – 8.0 м (залежно від довжини зонда), глибинність дослідження рівна $1,5L_з$ для градієнтів-зондів і $2L_з$ для потенціалів-зондів (де $L_з$ - довжина зонда). В природі геологічний розріз являє собою чергування пластів високого і низького питомого опору. В таких умовах під час вивчення кожного пласта необхідно вводити поправку за рахунок впливу сусідніх пластів, який проявляється в екрануванні електричного току. Значення ПО в кожному пласті обчислюється за формулою:

$$ПО_{випр} = k * ПО_{вим} , \qquad (1\text{-}1)$$

де k - коефіцієнт зонда, $ПО_{вимр}$ - виправлене значення позірного опору, $ПО_{вим}$ - виміряне значення позірного опору.

Достовірна оцінка питомого опору можлива за даними БКЗ для пластів, потужність яких не менше довжини найбільшого із зондів. Значні обмеження можливостей методу БКЗ пов`язані з сильним впливом на покази зондів свердловини, яка заповнена провідним буровим розчином.

Під час реєстрації бокового каротажу (БК) застосовують триелектродні, семиелектродні і дев`ятиелектродні зонди. Найбільше поширення під час дослідження теригенних відкладів одержав триелектродний зонд. Боковий триелектродний зонд складається із центрального електрода $\mathbf{A_0}$ і двох екранних $\mathbf{A_{1\text{-}0}}$ і $\mathbf{A_{1\text{-}1}}$, розділених ізолюючими проміжками. Оскільки на всі електроди зонда БК подається однаковий струм, відбувається фокусування силових ліній струму центрального електрода по осі, перпендикулярній до осі свердловини і струм направляється в пласт. Такі зонди називаються сфокусованими. Вертикальна роздільна здатність цього методу висока і становить 0,2 м, але величина ПО цих прошарків сильно спотворюється. Кількісна оцінка величини ПЕО за даними БК можлива для одиноких пластів без проникнення потужністю не менше 5-6 діаметрів свердловини. Під час зменшення потужності пласта відбувається викривлення

показів зонда. Радіус дослідження зонда БК невеликий (в середньому становить не більше 1-2 м) і змінюється в залежності геоелектричних умов. При підвищувальному проникненні в пласт глибинність дослідження зонда невелика – відбувається оцінка ПЕО зони проникнення. В таких випадках виміри БК краще комплексувати з вимірами індукційного каротажу. При неглибокому знижувальному проникненні покази зонда БК можуть бути використані для визначення ПЕО незміненої частини пласта.

Під час проведення індукційного каротажу (ІК) вивчається питома електрична провідність гірських порід за допомогою індукованих (наведених) струмів. Для цього у свердловину опускається прилад (зонд), який має у своєму складі генераторну і вимірювальну котушки. Відстань між генераторною і вимірювальною котушкою називається довжиною зонда. Для проведення вимірів у генераторній котушці за допомогою змінного струму встановлюється змінне магнітне поле. Відповідно до закону Фарадея, у цей час у гірській породі виникають електромагнітні вихрові струми, які фіксуються вимірювальною котушкою зонда. Величина вихрових струмів, що виникають у гірській породі, залежить від величини її питомої електропровідності. Оптимальна довжина зонда для теригенних відкладів становить 1м - зонд 6Ф1 і близький йому 6Ф1М (з досвіду проведених досліджень у теригенних відкладах Західно-Сибірської нафтогазоносної провінції). Робоча частота індукційних зондів находиться в межах 20-200 кГц. Вертикальна роздільна здатність методу становить $2L_з$, глибинність дослідження залежить від геоелектричних умов. В випадку підвищувального проникнення фільтрату БР при глибині проникнення меншій $4d_c$ (діаметрів свердловини) ПЕО пласта можна визначити за значенням індукційного каротажу. Якщо діаметр зони підвищувального проникнення більший $4d_c$ необхідно вводити поправку за параметр зони проникнення.

Перші програми інтерпретації даних електричного каротажу на електронно-обчислювальних машинах (ЕОМ) з'явилися на початку 60-х років у ВНДІГеофізики під керівництвом С.Г.Комарова. Групою працівників цього інституту (А.Е.Кулінкович, Н.Н.Сохранов, Т.Д.Ільїна, С.М.Зунделєвич,

І.М.Чурінова, Г.К.Горбик, Р.П.Шапіро та інші) проведена велика робота з складання програм, що реалізують алгоритм основних етапів обробки діаграм електричного каротажу (виділення границь, оцінка якості, інтерпретація БКЗ та інші). Результати цих досліджень опубліковані в багатьох роботах [10,11,12].

З 1963 року в Київському геофізичному відділенні УкрДГРІ почали проводити дослідження, метою яких було створення програмного забезпечення обробки та інтерпретації електричного каротажу (ЕК) для ЕОМ другого і третього покоління. Створено цілу серію алгоритмів, програм і програмних систем [13,14].

У 80-і роки була створена методика інтерпретації стандартного комплексу БКЗ-БК-ІК, яка одержала назву ізорезистивної. Вона об'єднала в собі теоретичні розрахункові дані, які використовують в методі бокового градієнт-зондування (БКЗ), з даними, одержуваними стандартизованим потенціалом-зондом АМ=0.5 м, індукційними зондами 4І1 і 6Ф1 і боковим зондом, що одержав широке застосування, БК-3. Основи методів і принципи інтерпретації були описані вченими М.Г.Латишевою, Б.Ю.Вендельштейном, С.С. Ітенбергом у їхніх працях [15,16,17,18]. Ізорезистивна методика інтерпретації комплексу БКЗ-БК-ІК удосконалена і адаптована стосовно до умов Західного Сибіру Всесоюзним науково-дослідним і проектно-конструкторським інститутом геофізичних методів дослідження, випробування і контролю нафтогазорозвідувальних свердловин (ВНДІГІК, м. Твєрь). Ізорезистивна методика інтерпретації ґрунтується на використанні послідовного введення поправок за обмежену потужність пласта для зондів ІК, для градієнт-зондів А1.0М0.5N, А2.0М0.5N, А4.0М0.5N і зонда БК-3 (з одночасним перебором комплексних палеток БКЗ-БК-ІК за параметрами $\rho_{зп}/\rho_c$ і $D_{зп}/d$), де:

- ρ_c - ПЕО промивальної рідини,
- $\rho_{зп}$ - ПЕО зони проникнення (ЗП),
- $D_{зп}$ - рівноінтегральний за опором діаметр ЗП,
- d - фактичний діаметр свердловини.

Визначення ПЕО прошарків у пластах шаруватої будови ґрунтується на відомій методиці для одиночного пласта і дає можливість оцінювати значення $\rho_{зп}$, $D_{зп}$, $\rho_п$ (де $\rho_п$ - ПЕО незміненої частини пласта) для непроникних і проникних прошарків. Послідовність етапів оброблення даних БКЗ-БК-ІК з використанням ізорезистивної методики описана в багатьох роботах [19,20,21,22,23,24,25].

Перші спроби цифрового оброблення даних електрокаратажу за ізорезистивною методикою були зроблені в 80-х роках. У конструкторському бюро ВНДІГІК були розроблені програми «INTEK» і «OKA», реалізовані під «Doc»-оболонку. Програма «OKA» давала можливість оцінити якість матеріалу – тобто виявляти систематичні похибки вимірів, а також визначати ПЕО промивальної рідини. У програмі «INTEK» проводили попластове оброблення матеріалу після введення виправлень у криві електричних зондів. Результатом обробки даних в програмі «INTEK» були електричні параметри пластів: опір $\rho_{зп}$ і діаметр $D_{зп}$ зони проникнення, опір незміненої частини пласта $\rho_п$. Обробка в програмах «INTEK» і «OKA» проводилася тільки в попластовому режимі. Ці програми були обмежені за своїми технологічними можливостями, що і приводило до значних похибок в результатах інтерпретації.

Наступним етапом розвитку цифрової обробки стандартного комплексу БКЗ-БК-ІК є програма «EKAR» - розроблювачі ВНДІГІК (м. Твєрь) і програма «KIEV» - розроблювачі інститут УкрДГРІ (м. Київ). Ці програми були створені в «Doc»- режимі, але вже адаптовані до оболонки «Windows». У програмі «EKAR» була закладена ізорезистивна методика з новими напрацюваннями в області інтерпретації БКЗ і комплексу БКЗ-БК-ІК і описана в роботах провідних геофізиків ВНДІГІКу та інших організацій, які займаються проблемами комплексної інтерпретації БКЗ-БК-ІК [26,27,28,29,30]. У програмі «KIEV» була реалізована методика інтерпретації БКЗ із залученням зондів БК і ІК, яка застосовується в Україні і адаптована до геологічних умов відкладів даного регіону. Розвитком цієї методики займалися провідні вчені УкрДГРІ [31,32,33]. За деякою відмінністю, основні переваги цих програм полягали в тому, що обробка здійснювалася вже у двох режимах: безперервне і попластове

оброблення діаграм каротажу. Безперервне оброблення діаграм ЕК і ЕМК складалося із введення в покази зондів поправок за свердловину (ІК,БК), скін-ефект (ІК), за породи, що вміщають (ІК-фільтрація) і перевід результатів оброблення даних ІК в одиниці позірного опору. У попластове оброблення діаграм входило вирішення наступних завдань: оцінка якості результатів вимірів (виявлення систематичних погрішностей вимірів зондами БКЗ, БК, ІК і уточнення ПЕО промивальної рідини); попластове визначення ПЕО пластів (ρ_n) з урахуванням впливу зони проникнення і порід, що вміщають; визначення параметрів зони проникнення ($\rho_{зп}, D_{зп}/d_c$) і коефіцієнта анізотропії (λ). Взаємозв`язки, які виникають під час інтерпретаційного процесу даних каротажу зображені на рисунку 1.1.

У даний час велике поширення одержала система обробки даних ГДС «ГеоПошук» (розроблювачі - інститут УкрДГРІ і інститут кібернетики НАНУ, м. Київ). Одним з інтерпретаційних модулів цієї системи є програма комплексної інтерпретації електричного каротажу. У програму закладені останні розробки з інтерпретації методу БКЗ і комплексу БКЗ-БК-ІК. Оброблення матеріалу проводиться у двох режимах: безперервному і попластовому. У програмі передбачена можливість більш точного контролю якості каротажу: автоматичний вибір опорних пластів і їх перегляд інтерпретатором (корегування вручну). Одержання приведених опорів у результаті виправлення позірних опорів за вплив свердловини і вмісних порід за всіма зондами. Інтерпретація даних електрокаротажу може виконуватися двома способами: методом приведених кривих і шляхом мінімізації виміряних і розрахункових значень опорів. У програму закладений великий комплекс інтерпретаційних палеток, що дає змогу вірогідно визначати параметри геоелектричної моделі пласта в переважній більшості випадків промислової практики. Результатом роботи програми є визначення і виправлення якості запису зондів, визначення типу проникнення фільтрату ПР в пласт, визначення значень опору і діаметра ЗП ($\rho_{зп}$, $D_{зп}$), опору незміненої частини пласта (ρ_n), коефіцієнта анізотропії (λ), середньоарифметичної помилки відхилення від палеточних значень. Значення модельних параметрів,

одержані в результаті інтерпретації стандартного комплексу БКЗ-БК-ІК, дають можливість побудувати геоелектричну модель пласта і розділяти колектори на продуктивні і водонасичені.

Дуже часто застосовувана ізорезистивна методика інтерпретації даних ЕК не дає позитивних результатів. Це вимагає впровадження інших способів обробки даних для підвищення обсягу корисної інформації, яку можна взяти з проведеного комплексу ГДС.

У даний час для дослідження теригенних відкладів широке застосування одержав метод ВІКІЗ. Постановою міністерства енергетики Російської Федерації цей метод включений в обов'язковий комплекс ГДС, який проводиться у розвідувальних, пошукових і експлуатаційних свердловинах.

Теорія методу електромагнітного зондування ВІКІЗ розроблена в інституті геофізики Сибірського Відділення Російської Академії Наук (СВ РАН) разом з науково-виробничим підприємством геофізичних апаратур «Луч». Розробленням основ теорії методу займалися вчені: Ю.М.Антонов, М.Ю.Епов, Е.Є.Лук'янов, К.М.Каюров. Принцип методу закладений у реєстрації різниці фаз змінного магнітного поля в області високих частот і описаний у спеціальному методичному посібнику [38]. Застосування високих частот для генерування електромагнітних полів забезпечує високу роздільну здатність методу. Це дає змогу деталізувати електричні властивості присвердловинної зони і геологічного розрізу в радіальному і вертикальному напрямках. Надалі, після впровадження методу у виробництво під час проведення досліджень у свердловинах, і, в результаті нагромадження виробничого досвіду, відбувалося вдосконалення методики інтерпретації методу[60].

В індукційному каротажі, що входить у стандартний комплекс БКЗ-БК-ІК, під час проектування зондів використовували принципи частотного і геометричного фокусування. Для геометричного фокусування моменти котушок і відстані між ними підбираються таким чином, щоб істотно зменшити вплив свердловини і зони проникнення. Іншим, менш розповсюдженим, способом фокусування є вимір двочастотної різниці реальних частин електрорушійної сили.

Поліпшення радіальних характеристик сфокусованих зондів призводить до збільшення впливу на сигнал порід, що вміщають. Особливо це стає помітним, коли потужність пласта порівняна з довжиною зонда. Усі широко використовувані зонди індукційного каротажу спроектовані з урахуванням цих протиріч між частотою сигналу і довжиною зонда.

У метод ВІКІЗ закладений зовсім інший принцип фокусування змінного електромагнітного поля, який використовує область високих частот. Було встановлено, що відносна різниця амплітуд або фаз, виміряних у двох близько розташованих котушках, дуже слабко залежить від параметрів свердловини навіть на дуже високих частотах (до 15 Мгц). Таким чином, вимір різниці фаз дає змогу виключити вплив свердловини, маючи при цьому добру вертикальну роздільну здатність. Застосування високих частот дає можливість одержувати чіткий сигнал навіть у мало провідному (до 120 Ом·м) середовищі.

У високочастотних методах під час виміру відносних характеристик використовують трикотушкові зонди, які складаються з однієї генераторної і двох вимірювальних котушок. Усі котушки співвісні. Вимірювальні елементи розміщуються на один бік від генератора. Генераторна котушка використовує змінний гармонійний струм. Відстань між центрами генераторної і віддаленої вимірювальної котушок називається довжиною зонда (L_1). Відносна відстань між центрами вимірювальних котушок $\Delta L / L_1$ називається базою зонда. Змінний струм у генераторній котушці збуджує в однорідному провідному середовищі змінне електромагнітне поле. У вимірювальних котушках проводиться реєстрація різниці фаз. Різниця фаз в однорідному середовищі буде однакова і залежить тільки від ПЕО середовища, якщо виконуються дві умови:

$$\sqrt{f}L_1 = \sqrt{const} * 10^3, \qquad \frac{\Delta L}{L_1} = const \tag{1-2}$$

Трикотушкові зонди, для яких виконуються ці умови, називаються ізопараметричними. В апаратурі ВІКІЗ вибрані наступні значення ізопараметрів:

$$\sqrt{f}L_1 = \sqrt{3.5} * 10^3, \qquad \frac{\Delta L}{L_1} = 0.2, \tag{1-3}$$

де f - частота в Гц.

Апаратура ВІКІЗ включає п'ять трикотушкових індукційних зондів, які характеризуються геометричною і електродинамічною подобою. Цей прилад доповнений зондом для реєстрації спонтанних потенціалів. На рисунку 1.4 зображена схема розміщення котушок на зондовому пристрої. Самий короткий зонд довжиною 0,5 м працює на частоті 14 МГц, робоча частота кожного наступного зонда вдвічі менше частоти попереднього. Вимірювальною характеристикою є величина різниці фаз $\Delta\phi$ між електрорушійними силами, наведеними у вимірювальних котушках кожного зонда. Величина $\Delta\phi$ безпосередньо пов'язана з ПЕО гірських порід у присвердловинному просторі. Діапазон виміру $\Delta\phi$ від 1 до 67^0, що відповідає діапазону виміру ПЕО від 200 до 0,4 Ом·м. В основному діапазоні від 4 до 50^0 похибка виміру складає 5%.

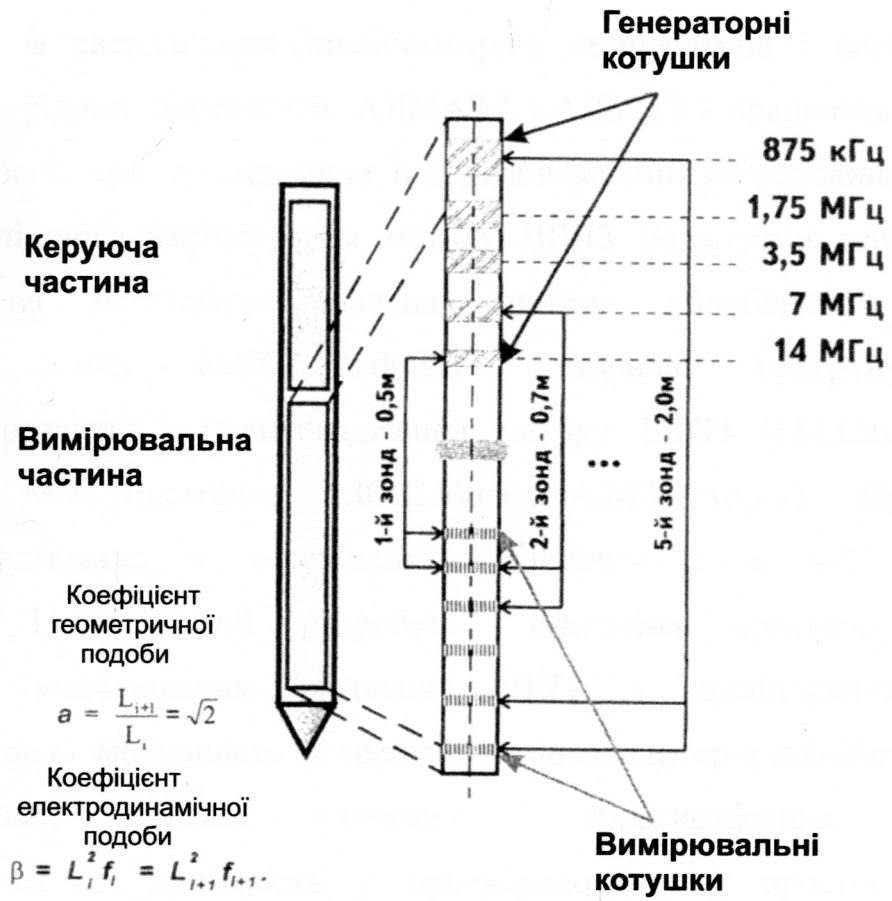


Рис. 1.4 Схема зондів апаратури ВІКІЗ

Окрім цієї модифікації приладу існує дев`ятизондова модифікація ВІКІЗа, описана в методичному посібнику [39].

Для методу ВІКІЗ радіальною глибинністю вважається максимальний радіус зони проникнення, за якого опір ρ_n визначається з похибкою не більше 10% (або 20%). Порівняння радіальних характеристик для різних значень опорів зони проникнення ($\rho_{зп}$) показує, що радіальна глибинність збільшується зі збільшенням $\rho_{зп}$ і зменшення ρ_n. Найменша глибинність 1,0– 1,3м спостерігається у високоомних низько провідних пластах (ρ_n >80 Ом·м) зі знижувальним проникненням ($\rho_{зп}/\rho_n$ < 0,2). В пластах з підвищувальним проникненням радіальна глибинність досліджень перевершує 2,0 м при $\rho_{зп}$=30 Ом·м і досягає 3,0 м при $\rho_{зп}$=60 Ом·м.

Також розроблено комплекс високочастотного електромагнітного каротажного зондування (ВЕМКЗ) у декількох модифікаціях (ВЕМКЗ, АЛМАЗ-1, АЛМАЗ-2, ВІК ПБ). До комплекту ВЕМКЗ додатково до ВІКІЗ+ПС включені зонди для реєстрації природної радіоактивності порід (ГК), для виміру кута нахилу стовбура свердловини (інклінометрія), температури і електропровідності промивальної рідини. Комплекси АЛМАЗ-1 і АЛМАЗ-2 працюють в автономному режимі і створені для дослідження в горизонтальних свердловинах.

Для успішного застосування методу ВІКІЗ інститутом геофізики СВ РАН була створена багатофункціональна система оброблення візуалізації і інтерпретації даних - «МФС ВИКИЗ». Створила програму лабораторія супроводу розвитку і впровадження методу ВІКІЗ (І.М.Єльцов, М.І.Епов, В.М.Ульянов, М.М.Никитенко, А.Ю.Соболєв, А.М.Пєстєрєв). Програма «МФС ВИКИЗ» реалізована в середовищі «Windows» і в неї закладено нові алгоритмічні і методичні розробки. Вивчення практичного матеріалу і математичне моделювання сигналів ВІКІЗ у циліндричних шаруватих середовищах дало можливість розробити комплекс інтерпретаційних палеток для всіх можливих моделей, вивчених і зпрогнозованих геоелектричних неоднорідностей, які виникають у присвердловинному просторі у результаті проникнення ПР у пласт. У програмі реалізовано чотири режими інтерпретації залежно від поставленого завдання: експрес-інверсія, автоматичний підбір, підбір на окремому інтервалі і підбір горизонтально-шаруватої моделі. Для складних

колекторів передбачене індивідуальне оброблення пластів, де попластова інтерпретація даних ВІКІЗ контролюється в окремому вікні інверсії з відображенням кривої зондування і поточної моделі. Інтерпретація супроводжується оцінкою точності обробки і обчисленням можливих інтервалів для опору пласта, ЗП і радіуса ЗП.

Серед вихідних файлів програми: las-файл версії 1.2, який містить вихідні криві різниці фаз за п'ятьма зондами ВІКІЗ, ПС і інтерпретаційні криві (криві позірного опору за п'ятьма зондами ВІКІЗ, ПЕО пласта, ЗП і ОЗ, радіуси ЗП і ОЗ); nbk-файл - текстовий файл результатів, що містить оцінки глибин пластів, зняті відліки і отримані модельні параметри (опір циліндричних областей і радіуси їхніх границь). Ці дані дають можливість побудувати геоелектричну модель кожного окремого пласта, а в сукупності одержати геоелектричний розріз досліджуваного інтервалу.

Вихідні файли програми «МФС ВИКИЗ» зістиковано із системами оброблення ГДС «Геопошук», «СІАЛ-ГДС», «GeoFrame». Ці системи використовуються в найбільших нафтогазоносних районах Західного Сибіру. Застосовуються як під час оперативного оброблення даних у свердловинах, які виходять із буріння і обґрунтування параметрів для підрахунку запасів, так і під час побудови кореляційних схем і геолого-геофізичних моделей покладів, родовищ, ділянок. Основні переваги цих систем пов'язані, насамперед, з можливістю якісного оброблення великих обсягів ГДС і широкими можливостями у візуалізації даних. Зіставлення різних типів параметрів, безперервних кривих, попластових значень дає змогу використовувати результати інтерпретації методу ВІКІЗ для порівняльного аналізу одночасно по декількох свердловинах. Тому, для виділення продуктивних колекторів стало можливим застосування не тільки ПЕО пласта, але і електричних параметрів ЗП і ОЗ. Визначення ПЕО пласта використовують під час подальшої інтерпретації для розрахунку параметра насичення і коефіцієнта нафтогазонасиченності.

1.2 Вивчення геоелектричної моделі зони проникнення.

Важливим напрямком у розвитку ГДС є вивчення механізму взаємодії свердловин і колекторів і пов`язані з цим зміни їх властивостей в присверловинному просторі. Розробкою цього питання займалися вчені: С.Г.Комаров, С.С.Ітенберг, В.М.Колєсніков, С.Дж.Пірсон, Л.М.Орлова, О.В.Ручкін, М.М.Свихнушин, М.М.Михайлов, М.М.Іванова та ін.

Теригенні відклади Західно-Сибірської нафтогазоносної провінції (ЗСНГП) мають деякі особливості і властивості, які відрізняють їх від нафтогазоносних порід, що зустрічаються на родовищах інших провінцій. Вивченню особливостей цих відкладів і покладів нафти і газу, приурочених до них, присвячені роботи багатьох учених [40,41,42,43,44]. На основі аналізу і узагальнення опублікованих і фондових робіт, виконаних різними авторами і організаціями, були складені «Методичні вказівки з проведення геофізичних досліджень у пошуково-розвідувальних нафтогазових свердловинах у Західній Сибірі і геологічній інтерпретації одержуваних матеріалів», які видані в 1986 році Міністерством геології СРСР. У складанні «Методичних вказівок з проведення геофізичних досліджень...» [45] брали участь Я.М. Абдухаліков, І.В.Головацкая, А.В.Ручкін, В.Г.Фоменко, Н.М.Данілова, М.М.Кропотова, С.Г.Шальнова, В.А.Пантюхін (ВНДІГІК), В.Х.Ахіяров, О.М.Нелепченко (Головтюменьгеологія), В.А.Стариков (ЗахсібНДІГеофізика).

«Методичні вказівки з проведення геофізичних досліджень ...» об'єднали в собі опис геологічних особливостей ЗСНГП, колекторських і фізичних властивостей нафтогазоносних порід, необхідних комплексів геофізичних досліджень для вирішення поставлених завдань і методик інтерпретації цих комплексів. Уже тоді було поставлене питання впровадження нових додаткових методів ГДС, які б дали змогу вирішувати завдання, обумовлені спеціальними програмами. До їх числа відносяться завдання визначення положення газонафтових контактів у газових і газоконденсатних покладах із нафтовою облямівкою, нафтових із газовою шапкою, визначення фазового стану вуглеводнів в умовах пластів для таких родовищ.

Досвід робіт на газонафтових родовищах Західного Сибіру показав, що визначення положення ГНК, ВНК у покладах, виповнених колекторами з великим діапазоном фільтраційно-ємнісних властивостей, є складним завданням. На положення контактів у таких випадках, крім впливу пористості і проникності колекторів, капілярного тиску, фазових проникностей для нафти і води, властивостей нафти і газоконденсату, має вплив також висота покладу, ступінь літологічної неоднорідності колекторів по розрізу і площі і багато інших чинників. Дані умови вимагають застосування більш індивідуального підходу до інтерпретації даних ГДС в інтервалі ВНК і ГНК, а також узагальнення інформації по всьому родовищу.

У результаті буріння гірські породи в присвердловинній зоні (так званій дельта-зоні) зазнають різні зміни, характер і інтенсивність яких визначається характеристиками породи (літологічний склад, пористість, характер насичення, глибина залягання, пластовий тиск та ін.), умовами їх розкриття (реологічні властивості бурового розчину, інтенсивність буріння та ін.) і часом від моменту їх розкриття бурінням.

Вивченням питання утворення техногенних неоднорідностей у присвердловинній зоні в процесі буріння займалося багато вчених, тому що для правильної інтерпретації промислово-геофізичних матеріалів необхідно враховувати параметри і фізичні властивості цих неоднорідностей. Під час буріння фільтрат бурового розчину (БР) проходить у проникні пласти, а його тверді частини відкладаються на стінці свердловини, утворюючи глинисту кірку. У ряді випадків глинисті частини бурового розчину проникають у поровий простір проникного пласта, утворюючи (на відстані 12-16 мм) зону підвищеної глинистості, так звану зону кольматації. Імовірність утворення цієї зони тим вища, чим більша проникність і розміри пор колектора і чим дисперсніший глинистий матеріал бурового розчину. Фільтрат БР, проникаючи в проникні пласти, утворює зону проникнення.

У 1950 році була опублікована робота С.Г.Комарова «Каротаж по методу сопротивлений (Интерпретация)», в якій було сформульовано вже складене до того

часу уявлення про взаємодію свердловини і колекторів. У ній писалося, що глибина проникнення розчину залежить від надлишкового тиску у свердловині. Глибина проникнення збільшується в залежності від збільшення питомої ваги глинистого розчину і зменшення пластового тиску. Чим більше часу проходить з моменту розкриття пласта тим більша глибина проникнення. Очевидно, що за інших однакових умов, глибина проникнення фільтрату БР в пласт буде тим більша, чим більша його проникність. Ґрунтуючись на таких уявленнях про взаємодію свердловини, яка буриться, і колекторів з`явилися роботи, в яких було рекомендовано оцінювати відносну проникність колекторів за глибиною проникнення в них фільтрату БР з урахуванням часу їх розкриття свердловиною(?).

В 1961 році в Радянському Союзі було видано переклад книги С.Дж.Пірсона «Учение о нефтяном пласте» [46,47]. У ній були викладені принципово нові уявлення про взаємодію свердловини, яка буриться, і колекторів, а саме:

«При одном и том же буровом растворе характер проникновения фильтрата бурового раствора в пласт определяется пористостью и проницаемостью его»… «Если учесть, что разбуривание различных пород ведется примерно с одним и тем же буровым раствором, то скорость фильтрации будет определятся только характером бурового раствора и объем отфильтровавшегося раствора будет во всех случаях постоянен, поскольку он контролируется свойствами глинистой корки и разностью давлений (разность между гидростатическим и пластовым давлением)»[46,с.86]. У своїй роботі С.Дж.Пірсон також велике значення приділяв можливостям електричного каротажу у вирішенні завдань з вивчення інтервалу продуктивних колекторів. Він писав «Остаточные водонасыщенности в нефтеносной и газоносной зонах в основном одинаковы. По этой причине невозможно отметить газонефтяной контакт по данным электрического каротажа»[46,с.19]. Перші дослідники [47,48] процесу утворення ЗП вважали, що процеси, які супроводжують проникнення фільтрату БР в породи-колектора, і витиснення ним нафти, або газу аналогічні.

На рисунку 1.5 зображено зони, які утворюються в присвердловинному просторі в результаті проникнення фільтрату БР у породи-колектори. Відмінність

у будові техногенних утворень присвердловинної зони в нафтонасичених і водонасичених породах-колекторах полягає в тому, що в інтервалі нафтонасичених колекторів на передньому фронті ЗП утворюється зона пониженого опору, так звана облямовуюча зона (ОЗ). Запропоновану будову ЗП у нафтонасичених колекторах було прийнято і для колекторів із насиченням газ і газоконденсат.

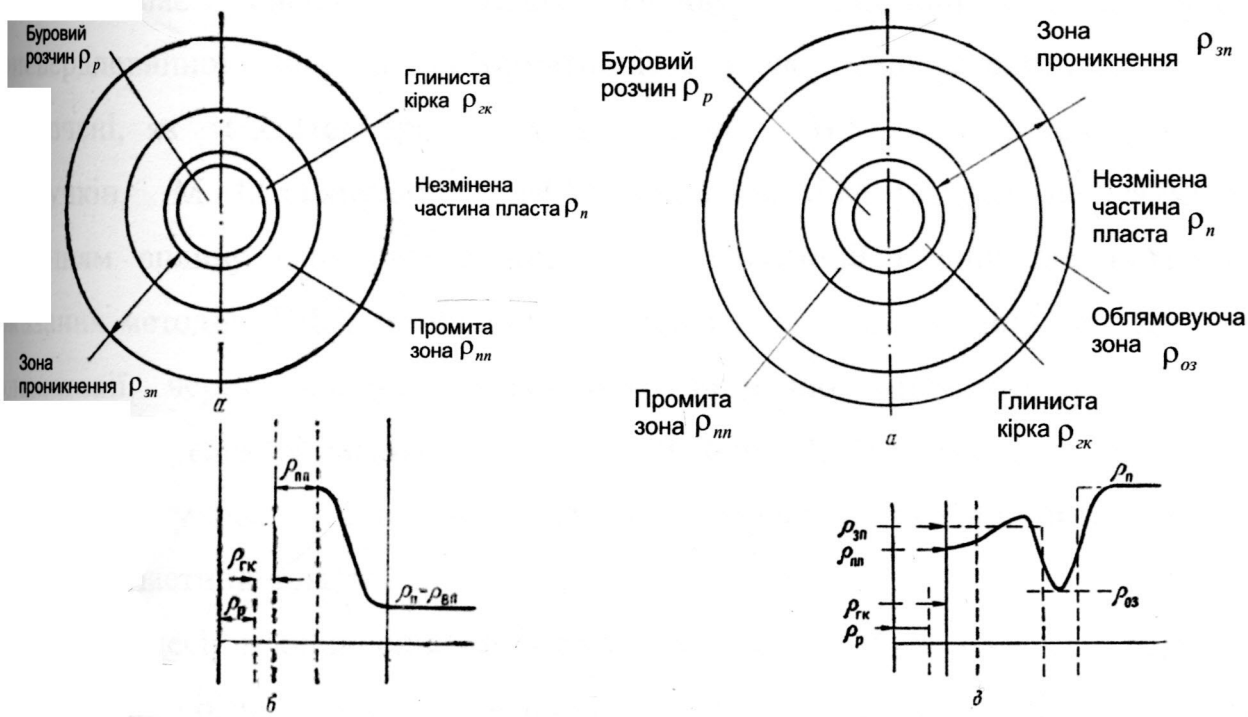


Рисунок 1.5 Схема будови зони проникнення в площині, перпендикулярній до осі свердловини (а), схема зміни опору в зоні проникнення (б) для водонасиченого пласта (зліва на рисунку) і нафтонасиченого пласта (справа на рисунку).

Ці погляди визначили спрямованість і характер подальших досліджень під час вивчення питання проникнення фільтрату БР в пласт. Дослідження М.Маскета і С.Дж. Пірсона є класичними, але вони проводилися кілька десятиліть назад, і тому не могли повністю врахувати необхідних критеріїв динамічної подібності [46,47,48].

Під час вивчення полів, які утворилися в результаті роботи передавального пристрою приладу індукційного (діелектричного) каротажу, бокового каротажу, а також БКЗ, більшість дослідників зони проникнення пластів прийшли до

наступних висновків. На етапі повного, остаточного сформування ЗП, об'єм фільтрату, який надходить зі свердловини в пласт у ході формування зони проникнення, залежить тільки від проникності глинистої кірки і диференціального тиску і не залежить від характеру насиченості пласта.

Більш пізні промислово-геофізичні дослідження зони проникнення показали явну невідповідність фактичних даних наявним поглядам. Велике практичне значення має вивчення питання впливу техногенних неоднорідностей присвердловинної зони на інформативність і якість проведеного об'єму ГДС. Такі вчені, як С.С.Ітенберг, Г.А. Шнурман, В.М. Колєсніков, Л.І.Орлів, А.В.Ручкін, М.М.Свихнушин, М.М.Михайлов, М.М. Іванова, які займаються вивченням впливу глинистої кірки, зони кольматації і зони проникнення на показання методів ГДС, прийшли до висновку, що глиниста кірка і зона кольматації, через свої малі потужності, незначно впливають на показання електричних і електромагнітних методів [49,50,51,52,53]. Саме зона проникнення відіграє значну роль і створює перешкоди під час визначення питомого опору незміненої частини пласта.

У процесі проникнення в пласт фільтрату БР в пластах - колекторах утворюються різні суміші флюїдів, що викликають зміни питомого електричного опору в зоні проникнення пласта.

Фільтрат БР, проникаючи в пори колекторів, витісняє з них рухливий пластовий флюїд. Максимально інтенсивне витіснення відбувається в процесі буріння під час руйнування породи долотом. Саме в цей час відбувається випереджувальне проникнення фільтрату БР. Далі, за рахунок утворення глинистої кірки на проникних інтервалах, відбувається вповільнення фільтрації водної фази з бурового розчину. Розкриті інтервали проникних пластів перебувають під гідростатичним тиском бурової рідини. У результаті, навколо свердловини формується зона з іншим, ніж у свердловині, електрохімічним складом водяного розчину.

У пластах-колекторах, що залягають нижче водонафтового контакту, утворюються геоелектричні неоднорідності, які формуються через заповнення

порового об'єму більш прісним фільтратом БР. Питомий опір у цих неоднорідностях буде вищим, ніж у незачепленій частині пласта. Радіус зони проникнення і швидкість зміни ПЕО на межі між флюїдами різної солоності залежать від пористості і проникності пласта (рис. 1.6). У свердловинах із високими значеннями фазової проникності в перехідній зоні між флюїдами формуються більш різкі межі, ніж у більш глинистих колекторах, з відносно низькими значеннями пористості і проникності.



Рис.1.6. Формування підвищуючої зони проникнення

У продуктивних пластах пори заповнені нафтою або газом і містять зв`язану воду. Фільтрат, який надходить у пори гідрофільного колектора, витісняє в першу чергу нафту (або газ), а потім і пластову воду. У результаті навколо свердловини утворяться дві зони з різними властивостями флюїдів. Складність геоелектричної неоднорідності зумовлена формуванням вала суміші солоної пластової води і води зі свердловини на передньому фронті прісного фільтрату і за фронтом витісненої нафти (газу). Цей вал, або облямовуюча зона, утворюється в перші хвилини буріння, наприклад, під час розкриття колекторів, нафтонасичена частина яких находиться над водонафтовим контактом.

На рисунку 1.7 зображено схему утворення геоелектричних неоднорідностей під час витіснення нафти і солоної пластової води фільтратом пониженої солоності. Такі електричні неоднорідності є моделлю середовища, що включає свердловину і зону проникнення із

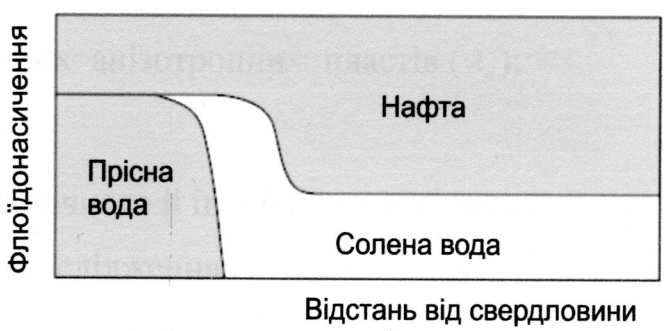


Рис. 1.7. Розподіл флюїдів при формуванні облямовуючої зони

двома межами розподілу. Присвердловинний простір ділиться на три невідомих за електричними властивостями середовища: присвердловинна зона, що містить водний фільтрат зі свердловини і залишки невитісненої нафти і пластової води - зона проникнення; зона трохи віддалена від стінок свердловини і утримуюча суміш пластової залишкової води і води зі свердловини - облямовуюча зона; третя зона - незмінена частина пласта.

Оптимальним комплексом, який дає можливість вивчати геоелектричну модель пластів-колекторів теригенного розрізу є стандартний комплекс БКЗ-БК-ІК. В основу обробки результатів досліджень даного комплексу покладена двошарова модель (свердловина-пласт) для непроникних порід і тришарова модель (свердловина – ЗП - пласт) для проникних порід-колекторів.

Оцінка питомого опору порід базується на зіставленні фактичної кривої зондування, отриманої за значеннями позірних опорів, виміряних зондами різного типу (градієнт-зондами, зондами бокового і індукційного каротажу) з теоретичною палеточною кривою зондування. Зонди малого радіуса досліджень служать для визначення питомого опору зони проникнення, а зонди великого радіуса досліджень - для визначення питомого опору незміненої частини пласта.

Під час комплексної інтерпретації даних БКЗ, БК, ІК визначають наступні параметри:

1) питомий електричний опір одиночних пластів-колекторів потужністю більше 1,6 м (ρ_n);
2) параметри зони проникнення: рівноінтегральний за опором діаметр $D_{зп}$ і ПЕО зони проникнення ($\rho_{зп}$);
3) коефіцієнт анізотропії непроникних анізотропних пластів (λ_n);
4) ПЕО промивальної рідини (ρ_c);
5) Похибки вимірів зондами електричного й індукційного каротажу.

Ґрунтуючись на практичних дослідженнях комплексом БКЗ-БК-ІК, проведених у свердловинах, що розкрили теригенні відклади Західного Сибіру, були вироблені певні критерії підходу до методики інтерпретації даного

комплексу. Цим питанням займалися науково-аналітичні центри «Союзпромгеофізика», «Головтюменьгеологія», «ЗахСібНДІГеофізика». Принципи виробленої методики полягають у наступному:

- Питомий електричний опір однорідних пластів із потужністю > 4 м визначається за методом БКЗ,
- Для пластів потужністю від 1,6 до 4 м ПЕО визначається за ізорезистивними палетками БКЗ-БК-ІК,
- ПЕО пластів із потужністю < 1,6 м оцінюється за даними ІК із застосуванням палеток, побудованих на основі комплексних палеток (БКЗ-БК-ІК) ВНДІГІКа для різних зон проникнення [21,26,28,29,41,45].

На рисунку 1.8 зображено типи кривих ПЕО, одержаних за результатами інтерпретації даних БКЗ, у пластах різної природи .

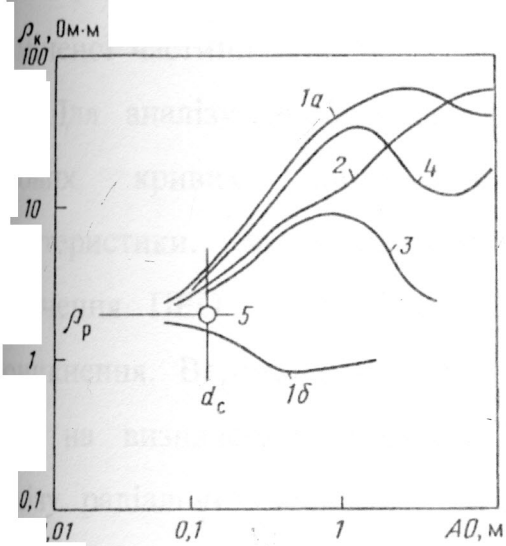


Рис.1.8 Типи кривих бокового електричного зондування
Криві: 1- двошарові (1а – опір пласта вище опору бурового розчину, 1б – опір пласта нижче опору бурового розчину); 2 – тришарова під час проникнення фільтрату бурового розчину, який понижує опір пласта; 3-тришарова під час проникнення фільтрату бурового розчину, який підвищує опір пласта; 4- в пласті високого питомого опору обмеженної потужності під час спостереження градієнт-зондами; 5- хрест кривої.

Одним із параметрів, який визначається за результатами інтерпретації стандартного комплексу, є коефіцієнт анізотропії, що характеризує неоднорідність породи в напрямку нашарування і в напрямку перпендикулярному до нашарування (анізотропність породи). Це явище є характерним для теригенних відкладів ЗСНГП. Анізотропія породи призводить до невідповідності між ростом питомого опору пластового флюїду і ростом питомого опору породи. Це явище є чинником, який спотворює значення ПЕО пласта під час оцінки його за методами ГДС.

Для однозначного вирішення питання про дійсний розподіл електричних неоднорідностей у ЗП необхідно залучати з одного боку незалежну інформацію, яку можна одержати в результаті аналізу гідродинамічного процесу формування зони проникнення. З іншого боку, треба залучати нові методи, які володіють локальною вибірковістю і різною глибинністю дослідження і дають змогу підвищити ефективність дослідження присвердловинного простору. В останні роки з'явилися багатозондові прилади, які забезпечують більш детальне вивчення розподілу фізичних властивостей у присвердловинному просторі [38,39,54]. Розроблено програмно-алгоритмічні засоби математичного моделювання фільтраційних процесів.

Одним із таких методів є метод ВІКІЗ. Основними завданнями методу ВІКІЗ є розчленовування геологічного розрізу, розкритого свердловиною, і оцінка радіального розподілу питомого електричного опору від свердловини до незміненої частини пласта.

Для аналізу просторової роздільної здатності методу ВІКІЗ і побудови типових кривих зондування використовувалися радіальні і вертикальні характеристики. За радіальними характеристиками оцінюються можливості визначення ПЕО незміненої частини пласта за наявності свердловини і зони проникнення. Вертикальні характеристики показують ступінь впливу вмісткних порід на визначення ПЕО пласта. У цій постановці базовою моделлю для аналізу радіальних характеристик є циліндрично-шарувата модель (свердловина-зона проникнення - облямовуюча зона - пласт), а вертикальних - горизонтально-шарувата модель (породи, що перекривають - пласт - породи, що підстилають). Використовувалися також найбільш складні тривимірні моделі, які відповідають неперпендикулярному перетинанню свердловиною пласта обмеженої товщини за наявності зони проникнення [55,56].

Традиційне визначення радіальних характеристик базується на аналізі синтетичних діаграм і встановленні області модельних параметрів, за яких позірні опори мало відрізняються від дійсних опорів пласта. На рисунку 1.9 зображено

типові криві зондування для реальних геологічних умов, побудовані за даними дослідження методом ВІКІЗ.

При високочастотному зондуванні радіальні характеристики оцінюються за двома критеріями: можливості точної оцінки опору незміненої частини пласта, а також встановлення характеру розподілу опорів у зоні проникнення. Одна з головних переваг методу ВІКІЗ є можливість виділення облямовуючої зони в нафтонасиченому колекторі.

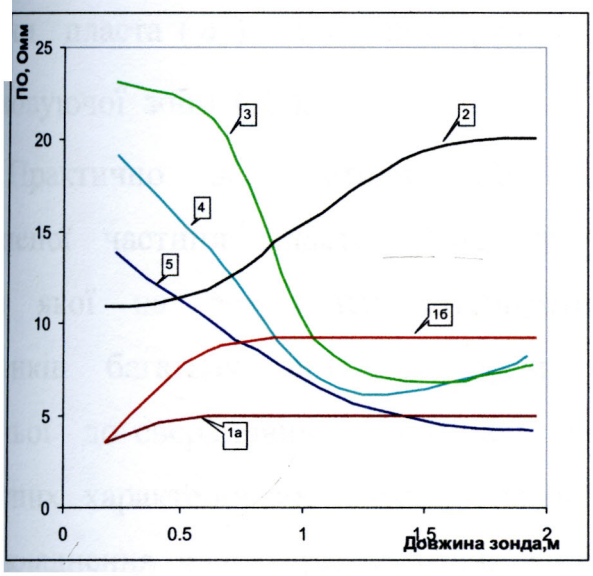


Рис.1.9 Типи кривих зондування метода ВІКІЗ

Криві: 1- двошарові, коли опір пласта вище опору бурового розчину (1а– в низькоомних глинах, 1б – в високоомних глинах); 2 – тришарова під час проникнення фільтрату бурового розчину, який понижує опір пласта; 3 і 4-чотиришарові, під час проникнення фільтрату бурового розчину, який підвищує опір пласта, і утворенні облямовуючої зони; 5-тришарова під час проникнення фільтрату бурового розчину, який підвищує опір пласта.

Якісна і кількісна інтерпретація даних дослідження методом ВІКІЗ має свої переваги і обмеження. Деякі питання якісної експрес-інтерпретації можуть вирішуватися на основі візуального аналізу діаграм ВІКІЗ, ПС і методів РК. За його результатами можна виділяти колектори з оцінкою їх вертикальної неоднорідності. За сприятливих умов можлива якісна оцінка характеру флюїдонасичення. Ефективність якісної інтерпретації і вірогідність висновку грунтуються на слабкій залежності вимірів від параметрів свердловини і присвердловинної зони, а також на високій роздільній здатності методу як у радіальному напрямку, так і вздовж свердловини.

В основу кількісної інтерпретації даних дослідження методом ВІКІЗ покладено уяву про середовище, як про набір пластів, які згідно залягають один відносно одного. Її результатом є побудований геоелектричний розріз, що включає послідовність пластів, розкритих свердловиною. Положення кожного з

них по стовбуру свердловини визначається глибинами покрівлі і підошви. Окремий пласт характеризується питомими електричними опорами присвердловинної зони проникнення (із можливою облямовуючою зоною) і незміненої частини пласта, а також положенням коаксіальних свердловині циліндричних меж між ними. Зіставлення синтетичних і реальних кривих зондування, які відповідають певному пласту, дають можливість оцінити наступні параметри: опір зони проникнення ($\rho_{зп}$), облямовуючої зони ($\rho_{оз}$), незміненої частини пласта ($\rho_{п}$), а також радіус зони проникнення ($r_{зп}$) і потужність облямовуючої зони ($h_{оз}$).

Практично всі методи ГДС традиційно орієнтовані на вивчення незміненої частини пласта. Зона проникнення розглядалася як перешкода, вплив якої на результати інтерпретації треба було виключати. Зусилля геофізиків багатьох поколінь були спрямовані на приглушення впливу ближньої до свердловини зони за допомогою фокусуючих систем, виміру відносних характеристик полів, збільшення глибинності і т.д. Це призводило до ускладнення апаратури, методик вимірів та інтерпретації. Але, в кінцевому результаті, повністю позбутися від впливу зони проникнення, не вдавалося. Однак, після розкриття пластів у присвердловинній зоні вже відбулося переміщення первинного стану флюїдів. У момент каротажу ми одержуємо інформацію про змінені фізичні властивості присвердловинної зони, тому більш детальне вивчення електричних характеристик цієї зони підвищує інформативність методів ГДС. Достовірна оцінка геоелектричних параметрів присвердловинної зони дає можливість більш однозначно визначити тип пластового флюїду, який насичує пори колектора.

1.3 Комплексування методів ГДС під час побудови флюїдальної моделі покладу.

Визначення флюїдальної моделі покладу ґрунтується на статичній геологічній моделі і використовується під час пошуково-розвідувальних робіт,

експлуатаційному бурінні і для розрахунку балансових запасів ВВ. Завдання по оцінці характеру насичення колектора може трансформуватися у два завдання: оцінки характеру припливу з колектора і оцінки ступеня обводнення колектора. За такої постановки завдання розширюється область застосування результатів його рішення. Ці результати будуть використані під час контролю процесу розробки родовища.

Під час геолого-геофізичного моделювання родовищ відбувається переосмислювання і переінтерпретація старої інформації, при цьому використовуються як стандартні, так і неповні комплекси ГДС. Для вирішення нових завдань, які виникають на етапі моделювання родовища, потрібен новий підхід і методика інтерпретації цих методів. Із цією метою в ЗАТ «Пангея» (м. Москва) створений пакет програм «ModEll». В основу пакета програм «ModEll» покладена система багатомірних моделей петрофізичних взаємозв'язків. Під час використання цього пакета програм кількість обумовлених характеристик продуктивних відкладів і вірогідність їхнього визначення значно зростають порівняно з традиційними методиками інтерпретації. Таку методику почали розроблятися наприкінці 70-х років у РДУ нафти і газу імені І.М.Губкіна (М.М. Елланський) і в ЦГЕ (Центральна геофізична експедиція, м.Москва - Б.М.Єнікєєв). В останні роки вона була розширена й удосконалена в ЗАТ «Пангея» (А.Б.Охрименко). Для результативної роботи пакета програм «ModEll» потрібно налаштувати так звані параметри, що «повільно змінюються», тобто параметри загальної петрофізичної моделі продуктивного пласта. Для одновікових відкладів, що перебувають на одних глибинах, деякі петрофізичні параметри зберігаються постійними на великих територіях. Тому для їх «налаштування» не обов'язково чекати відбору значної кількості керна і проведення великої кількості досліджень. Можна налаштувати петрофізичну модель продуктивного пласта на конкретні умови, задавши середні або приблизні значення основних параметрів. У процесі інтерпретації ці параметри моделі уточнюються в міру надходження нових даних і за погодженості одержаних результатів з вихідними даними. Опис методики інтерпретації,

запропонованої ЗАТ «Пангея», і програм обробки даних опубліковані в роботах провідних спеціалістів цієї організації [34,35,36,37].

Пакет програм «ModEll» складається з наступних основних модулів.

Модуль «Петрофізика» призначений для підготовки петрофізичної основи комплексної інтерпретації матеріалів ГДС та результатів дослідження керна стосовно до теригенних відкладів із глинистим і карбонатним цементом і простих карбонатних відкладів.

Для інтерпретації даних ГДС у розрізі, представленому теригенними відкладами із глинистим і карбонатним цементом, призначений модуль «Фієста». Програма «Фієста» розрахована на наступний максимальний комплекс геофізичних методів: методи опорів (БКЗ, БК, БМК, ІК), СП, ГК, НГК, ГГК, (але може працювати при мінімально необхідному комплексі, що включає методи опорів, методи СП або ГК, АК, НГК або НКТ) [35].

У побудові петрофізичної моделі продуктивного пласта беруть участь наступні параметри:

- Параметри матриці породи: відкрита пористість, залишкова водонасиченність, залишкова нафтогазонасиченність, абсолютна проникність.
- Параметри цементу: обсяги твердих компонентів глинистого і карбонатного цементу і вміст адсорбованої води в порах глинистого цементу і капілярної води в порах карбонатного цементу.
- Свердловинні параметри: питомий опір пластової води, питомий опір фільтрату бурового розчину, пластова температура.
- Структурний коефіцієнт у моделі електричного опору.

У результаті комплексного використання петрофізичної моделі продуктивного пласта і системи багатомірних моделей петрофізичних взаємозв'язків, під час інтерпретації даних ГДС одержують наступний набір характеристик породи:

- Відкриту пористість, глинистість, карбонатність.
- «Поточні» (повні) водонасиченість і нафтогазонасиченість.

- Залишкові водо- і нафтогазонасиченість, а також їх компоненти: залишкові флюїди матриці, адсорбовані і капілярні вода і вуглеводні.
- Абсолютну, ефективну і фазову проникність по воді і вуглеводням.

Абсолютні значення і співвідношення цих параметрів дають можливість оцінювати досліджуваний розріз на продуктивність, виділяти інтервали продуктивних колекторів у випадках, коли це завдання не вирішується за допомогою традиційної методики інтерпретації.

Робота з великим і різноманітним масивом геолого-геофізичних даних в одній системі обробки створило реальну можливість комплексно використовувати всі доступні методи і методики виділення та оцінки продуктивних колекторів для побудови флюїдальної моделі покладів. Основною інформацією для вирішення цього завдання є інформація прямих методів визначення насичення, проведених у відкритому стовбурі. Це - ВПК (випробування пластів приладами на кабелі), ГДК (гідродинамічний каротаж), відбір і вивчення керна.

Висока здатність до розчленовування розрізу методу ВПК (0,2 - 0,4 м) забезпечує з достатньою детальністю визначення міжфлюїдальних контактів як у масивних покладах, так і в пластових покладах невеликої потужності [57,58]. За допомогою цього методу газо-, нафто- і водонасичені інтервали виділяють за кількістю і складом відібраних газів і рідин.

Під час дослідження методом ГДК проводиться вимір ефективної проникності, яка за рівних значень пористості й абсолютної проникності, залежить від властивостей флюїдів, що насичують пори колекторів. На межі переходу з газонасиченої частини пласта в нафтонасичену відзначається зміна профілю ефективної проникності [59]. Вимір за допомогою ГДК пластових тисків дає додаткову інформацію для визначення положення ГНК. ГНК відзначається не тільки різкою зміною пластового тиску, але і зміною характеру діаграм тиску. У газонасиченій частині продуктивної товщі градієнт тиску істотно менший ніж у нафтонасиченій і водонасиченій. Це і дає можливість визначити положення ГНК.

Одним із надійніших джерел інформації для оцінки характеру насиченості є результати дослідження керна. При достатньому виносі керна в інтервалі міжфлюїдальних контактів (понад 70%) в процесі пошарового макроопису керна на буровій легко встановлюється перехід від водонасиченої до нафтонасиченої частини розрізу. Більше того, вивчаючи розгазовування керна, що триває іноді кілька годин після його підйому на поверхню (особливо в щільних породах), є можливість за даними макроопису виділяти і газонасичені пласти.

Другою складовою частиною об'єму ГДС, які проводяться для визначення характеру насиченості, є методи ЕК і ЕМК, проведені у відкритому стовбурі свердловини.

Під час буріння відбувається взаємодія фільтрату бурового розчину з пластами, внаслідок чого у присвердловинному просторі утворюється динамічна система зон із різними фізичними властивостями. Шляхом зондування розрізу свердловин визначаються електричні властивості цієї системи зон. Зміна електричних властивостей пластів у присвердловинному просторі залежить від фільтраційно-ємнісних параметрів (пористість і проникність), складу флюїду, який насичує пори колектора, реологічних властивостей бурового розчину, а також від режимів буріння і термінів проведення каротажу.

Електромагнітні ізопараметричні зондування (ВІКІЗ) з високою можливістю вивчення техногенних змін у присвердловинному просторі відкривають нові перспективи у дослідженнях газонафтових покладів. «Водоплавні» нафтові поклади з газовою шапкою є об'єктом із дуже складними електричними властивостями в присвердловинному просторі. Накопичений досвід у процесі проведення досліджень методом ВІКІЗ показує, що зміна електричних властивостей по висоті покладу може бути викликана як зміною ФЄВ, так і зміною складу флюїду, який насичує пори колектора. Ці висновки описані в статтях [61,62,63]. Ґрунтуючись на дослідженнях методом ВІКІЗ у багатьох десятках свердловин, пробурених на родовищах ЗСНГП, можна зробити висновок, що:

- В інтервалі нафтонасичених колекторів відзначається наявність облямовуючої зони, розміри і радіус якої міняються в міру зміни вмісту нафти. Наявність ОЗ пояснюється тим, що нафтонасичена частина покладу містить воду, підняту силами капілярного тиску з підошовної водонасиченої частини пласта;
- У водонасичених колекторах опір пласта ρ_n падає нижче граничного значення ρ_n^{**} (починається зона однофазної рухливості води), зникає облямовуюча зона, а радіуси зони проникнення збільшуються.

На глибині, де відбувається зміна геоелектричних параметрів розрізу відзначається ВНК**. Тобто отримана нова і додаткова інформація, яку можна використати під час визначення положення ВНК у кожній пробуреній свердловині.

Для поділу продуктивних колекторів на нафтонасичені і газонасичені існує стандартна методика, яка базується на проведенні повторних вимірів стаціонарними (НК) або імпульсними (ІННК) видами нейтронного каротажу в процесі розформування зони проникнення. Для юрських теригенних відкладів, до яких приурочено дуже багато нафтогазоконденсатних родовищ ЗСНГП, розформування ЗП триває до року й більше. У зв'язку з цим виникає проблема визначення положення ГНК на етапі оперативного висновку. Вирішення цього завдання вимагає застосування нових способів оброблення даних ГДС, проведених у відкритому стовбурі. Для створення більш ефективних способів оброблення методів ГДС доцільно розглядати можливості комплексування даних інтерпретації методів, різних за своєю природою. Зіставлення даних інтерпретації методу ВІКІЗ і повторного нейтронного каротажу (ПНК) дає можливість одержати нову інформацію для вирішення поставленого завдання. Питанню визначення положення ГНК на етапі оперативного висновку як під час пошуково-розвідувального буріння, так і під час експлуатаційного розбурювання родовища присвячена дана дисертаційна робота.

Для визначення положення ГНК і ВНК і оцінки коефіцієнта насиченості колекторів велике значення мають фільтраційно-ємнісні параметри розрізу

свердловини. Фільтраційно-ємнісні параметри, тобто коефіцієнт пористості і проникності, визначаються за даними дослідження методом спонтанної поляризації, радіоактивного каротажу, акустичного і густинного каротажу. Ці методи проводяться одночасно з електричним каротажем в відкритому стовбурі свердловини. За результатами дослідження зразків керну будують кореляційні залежності типу «керн-керн» і «керн - ГДС». Для визначення пористості краще використовувати петрофізичні зв`язки типу «керн-ГДС» між коефіцієнтом пористості і різними геофізичними характеристиками. Такі залежності дають можливість одержати неперервну характеристику ФЄВ розрізу свердловини. За дійсне значення коефіцієнта пористості приймають середнє значення за декількома методами. Значення розрахованого коефіцієнта пористості має велике значення для оцінки параметра насиченості і підрахунку запасів ВВ.

У зв'язку зі збільшенням об'ємів розвідки і розробки покладів, приурочених до юрських теригенних відкладах Західного Сибіру виникла проблема не тільки геологічного моделювання і кількісного опису піщаних тіл, але і проблема моделювання складу і стану флюїду, який насичує пори колекторів цих покладів. Аналіз комплексу ГДС, проведеного у цьому регіоні, вказує на необхідність розширення впровадження в виробничу практику приладів, що мають можливість більш детально вивчати електричні властивості зони проникнення. Використання параметрів геоелектричного розрізу свердловини для визначення положення ГНК і ВНК (так як вони визначаються первісним насиченням колектора) підвищує інформативність комплексу ГДС і дає змогу достовірніше оцінювати флюїдальну будову покладу.

РОЗДІЛ 2
ОСОБЛИВОСТІ ГЕОЛОГІЧНОЇ БУДОВИ ДОСЛІДЖУВАНОГО РАЙОНУ

Вивчення геологічної будови і нафтогазоносності надр Західно-Сибірської нафтогазоносної провінції почалося з 1960-1961років. Наукове забезпечення пошуково-розвідувального буріння, вивчення стратиграфії, літології, тектонічної будови, термофлюїдних умов, геохімії порід, органічної речовини і обґрунтування перспектив нафтогазоносності здійснювалося колективами багатьох галузевих інститутів Радянського Союзу. Найбільший внесок у вивчення надр ЗСП внесли В.І.Єрмаков, І.І.Нєстєров, М.Х.Кулахмєтов, В.С.Бочкарьов, Г.П.Євсєєв, В.А.Скоробогатов, В.О.Фомічов, В.Д.Налівкін, О.С.Фомічов, М.Я.Рудкевич, В.В.Потеряєва та інші.

2.1 Розташування і геологічна вивченість досліджуваного району.

Харампурське і Кинське нафтогазоконденсатні родовища розташовані в Ямало-Ненецькому автономному окрузі на північному сході Західного Сибіру (рис.2.1) Площова і глибинна вивченість бурінням розрізу цих родовищ у даний час перебуває на різних етапах розвитку.

Харампурське родовище розташоване в межах однойменного Харампурського малого валу, що поєднує підняття: Півленно-Харампурське, Середньо-Харампурське і Північно-Хрампурське. Наявність Харампурського валу за верхньоюрським і крейдяним відбиваючих горизонтах було визначено регіональними сейсморозвідувальними роботами МВХ у масштабі 1:100000 сейсмопартією 63/70. Роботами сейсмопартій 27/72-73 була підтверджена наявність у межах Харампурського валу за опорним відбиваючим горизонту Б (контур ізогіпси 2900м) трьох локальних підняттів: Південно-Харампурського, Середньо-Харампурського і Північно-Харампурського, опис яких було наведено у звіті роботи партії [64].

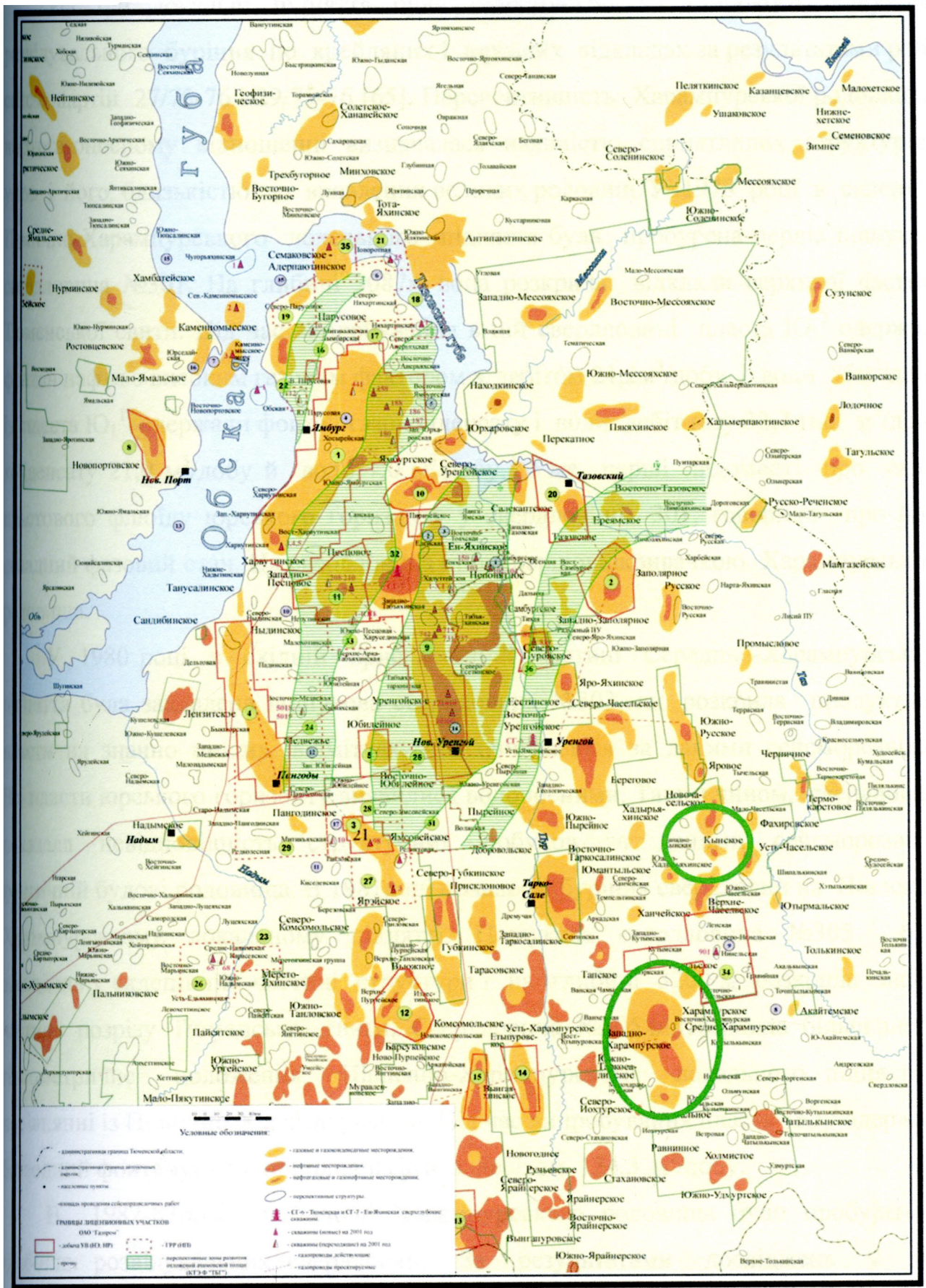


Рис.2.1 Оглядова карта району досліджень (оригінал карти розміщення покладів ВВ на території Ямало-Ненецького автономного округу)

Усі три локальні підняття були підготовлені до глибокого пошуково-розвідувального буріння по крейдяних і юрських відкладах за результатами робіт сейсмопартій 27/75-76 і 29/75-76 [65]. Перспективність Харампурської родовища в нафтогазоносному відношенні визначалася наявністю сприятливих структурних умов і його близькістю до виявлених великих родовищ. У 1978 році в склепінні Північно-Харампурського локального підняття була пробурена перша пошукова свердловина №301. На глибині 3087м вона розкрила відклади верхньої частини Тюменської свити. Під час випробування в цій свердловині пласта $Ю_1^3$ одержали фонтан нафти з високим газовим фактором з дебітом 21,2м^3/добу і води 55м^3/добу. Із пласта $Ю_1^1$ одержали фонтан газоконденсату і води: дебіт газу 32,7 тис. м^3/добу, конденсату 21,0 м^3/добу й води 7,0 м^3/добу. Уже перші відомості про склад пластового флюїду юрського горизонту у свердловині 301, говорили про його складний фазовий стан. Ця свердловина стала першовідкривачкою Харампурського родовища.

У 1980 році в східній присклепінній частині Середньо-Харампурського підняття була закладена пошукова свердловина №303, що розкрила продуктивні пласти на значно нищих відмітках, ніж очікувалося за даними сейсморозвідки. Всі пласти юрського горизонту виявилися водоносними. Таким чином, свердловина показала невідповідність структурних побудов за даними сейсморозвідки фактичній будові родовища. В 1981році почалося буріння свердловин на Південно-Харампурському локальному піднятті. Пошукова свердловина №305 була закладена у склепінній частині структури і на глибині 3200 м розкрила значну частину розрізу Тюменської свити. Свердловина №305 підтвердила більш високе гіпсометричне положення Південно-Харампурского локального підняття в порівнянні із Північно-Харампурським. Під час випробування пласта $Ю_1^3$ одержали безводний фонтануючий приплив нафти з дебітом 134,3 м^3/добу.

В 1982-83роках на площі Харампурського родовища було пробурено 8 глибоких розвідувальних свердловин. За результатами досліджень у цих свердловинах було встановлено, що поклади нафти юрського горизонту приурочені до Північно-Харампурського і Південно-Харампурського підняттів і

відособлені один від одного. У зв'язку з поділом горизонту Ю1 на чотири пласти замість передбачених проектом двох і необхідністю більш диференційованого підходу до вивчення покладів у 1983 році об`єднанням «Головтюменьнафтогазом» було прийнято рішення про детальне промислове розвідування Харампурського родовища [66].

Впродовж 1984-1987 років на родовищі велося розвідування виявлених раніше покладів нафти й газу і був виконаний найбільший об'єм бурових робіт. Одночасно із розвідуванням проектних горизонтів проводилося випробування свердловин із продуктивною, або, можливо продуктивною, характеристикою за результатами оброблення ГДС. Свердловинами №298 (1985р.) на Середньо-Харампурському піднятті, №321 (1986р.) на Південно-Харампурському піднятті, №330 (1986р.) на Північно-Харампурському піднятті були виявлені невеликі поклади газу і нафти в пластах $БП_{20}$ і $БП_{23}$. Під час випробування васюганської свити в 1987 році (свердловина №331) із пластів $Ю_1^1$, $Ю_1^2$, $Ю_1^3$ одержали фонтани нафти. Буріння підтвердило висновок сейсмопартій 30, 39/81-82 про те, що Харампурський великий купол ускладнений двома локальними куполами (Середньо-Харампурським і Південно-Харампурським).

За результатами пошуково-розвідувальних робіт, проведених у 1978-87 роках, встановлена продуктивність верхньокрейдяних (кузнєцовська і покурська свити), нижньокрейдяних (єреямська, заполярна, мегіонська свити) і юрських (васюганська свита) відкладів. Виявлено велику кількість покладів нафти і газу в усьому розкритому розрізі. На перше червня 1987 року (перший підрахунок запасів) на Харампурському родовищі було пробурено 43 глибоких пошуково-розвідувальних свердловини загальним метражем 127085 м. Наприкінці 1987 року в ДКЗ РФ були затверджені запаси вуглеводнів Харампурського родовища по категоріях С1 і С2. Одночасно Комісією РФ була відзначена складна будова продуктивних пластів і багатофазовий склад пластового флюїду, що ускладнює визначення характеру насичення пластів. Ці фактори стали основою для продовження досліджень, спрямованих на підвищення вірогідності підрахункових параметрів, колекторських властивостей порід та коефіцієнта продуктивності.

У період 1987 - 2000 років були проведені сейсмічні дослідження, які дали можливість уточнити геологічну будову родовища. Детальні роботи МВХ СГТ масштабу 1:25000, проведені в три етапи на Південно- і Середньо-Харампурських структурах і в зоні їх зчленування сейсмопартіями 21/93-94(2Д) і 21/95-96(3Д), дали змогу створити розломно-блокову модель будови родовища і уточнити контури нафтогазоносності по всіх продуктивних пластах[67]. У процесі робіт МВХ СГТ сейсмопартією 24/94-96(2Д) деталізована геологічна будова Північно-Харампурської структури [68]. Виділено основні тектонічні порушення в усьому розрізі Середньо-Харампурського підняття. За результатами робіт МВХ СГТ і структурно-геоморфологічних досліджень, а також аналізу нафтогазоносності юрського горизонту виділено 11 структуроутворюючих тектонічних блоків на Південно-Харампурському і 11 на Північно-Харампурському підняттях, які характеризуються різними амплітудами зсувів. Розташування і розміри тектонічних блоків Харампурського родовища зображено на рисунку 2.2.

Усього на 1 січня 2000 року (другий підрахунок запасів на Харампурському родовищі) пробурено 76 глибоких пошуково-розвідувальних свердловин загальним метражем 212986 м (див. таблицю №2.1).

Таблиця 2.1 Розподіл об'ємів буріння по роках

Нафтогазоносний резервуар	Північ-Харамп. купол		Серед-Харамп. купол		Півд-Харамп. купол		Усього	
	Звіт 1987 р.	Звіт 2000 р.	Звіт 1987 р.	Звіт 2000 р.	Звіт 1987 р.	Звіт 2000 р.	Звіт 1987	Звіт 2000
турон-сеноманський	-	3	-	2	-	-	1	5
апт-альбський	-	3	2	3	-	-	2	6
валанжин-готеривський	-	2	-	-	1	2	1	4
Юрський	14	6	12	3	13	7	39	16
палеозойський	-	1	-	-	-	1	-	2
Разом:	**14**	**15**	**14**	**8**	**15**	**10**	**43**	**33**

Відстань між свердловинами, їхнє розташування на площі і результати останньої сейсмічної інформації дозволили досить надійно вивчити структурні особливості практично всіх резервуарів, до яких приурочені виявлені поклади.

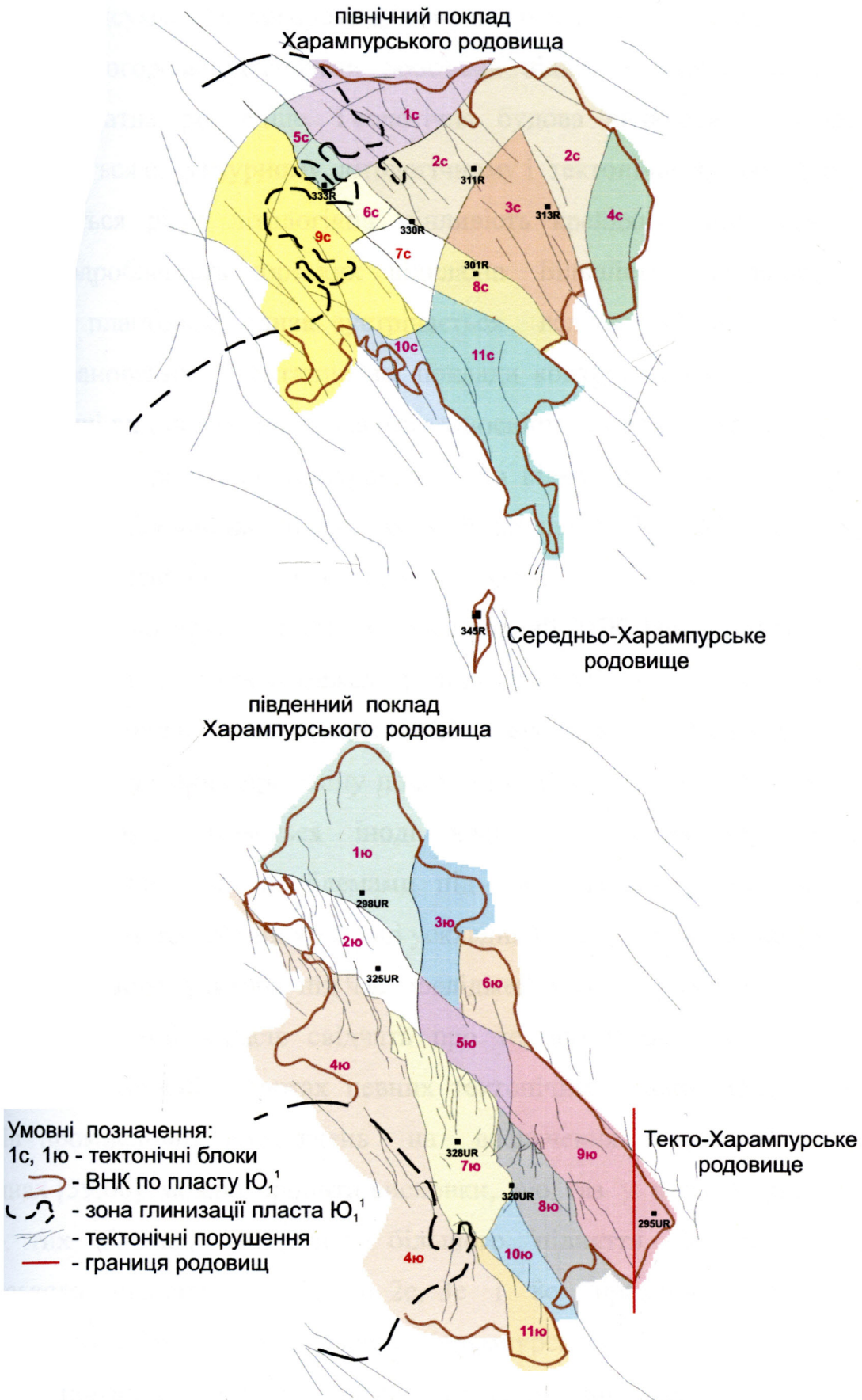


Рис. 2.2 Контури і розміщення тектонічних блоків в межах Харампурської групи родовищ

Основні підсумки геологорозвідувальних робіт на родовищі зводяться до наступного. Геологорозвідувальними роботами відкрите велике багатопокладне нафтогазоконденсатне родовище. Геологічна будова виявлених покладів дуже складна й піддається структурному, літологічному і тектонічному факторам [69,70].

Відзначається різка літологічна мінливість крейдяних відкладів і значна тектонічна роздробленість юрських відкладів. Більшість виявлених покладів відносяться до пластових, однак зустрічається велика кількість масивних і літологічно екранованих. Практично всі поклади контролюються диз'юнктивними порушеннями, які впливають на їх нафтогазоносність. Основні запаси вуглеводнів на Харампурському родовищі приурочені до відкладів горизонту Ю1, який стратиграфічно розділений на чотири самостійних пласти: $Ю_1^1$, $Ю_1^2$, $Ю_1^3$, $Ю_1^4$.

Дані сейсморозвідки і розвідувального буріння дали змогу припустити, що поклади нафти всіх чотирьох пластів мають спільний ВНК. По площі гіпсометричне положення ВНК змінюється в межах різних тектонічних блоків, роз'єднаних диз'юнктивними порушеннями. Аналіз ВНК в експлуатаційних свердловинах ще більше ускладнив уявлення про зміну положення ВНК, так як його гіпсометричне положення істотно відрізняється іноді навіть у сусідніх свердловинах. Це пов'язано як з технічними проблемами під час виконання каротажу, так і з наявністю в кожному тектонічному блоці ускладнюючих розривних порушень.

Виміри газового фактора під час дослідження розвідувальних свердловин і в процесі експлуатації запасів свідчать про те, що газові шапки, встановлені на родовищі, поширені в межах певних тектонічних блоків. Після порівняння результатів промислових досліджень на визначення газового фактора в свердловинах [59,60] можна зробити висновки, що газ у вільній фазі утворився тільки в тих блоках, які зазнали більшого підняття. У межах Північно-Харампурського покладу це блоки 2с, 3с і 8с, приурочені до склепінної частини структури, у межах Південно-Харампурської структури це блоки 1ю, 2ю, 3ю, розташовані в північній частині структури (див. рис. 2.2).

Існування газових шапок, як правило, підтверджується проведенням повторних вимірів нейтронного каротажу (ПНК). Однак у юрських відкладах

Харампурського родовища повторні виміри НК завдання щодо виділення газонасичених інтервалів однозначно не вирішили. Це свідчить, перш за все, про присутність у пласті вуглеводнів, критичний стан яких оцінити за даними промислових випробувань неможливо. Під час підрахунку запасів Харампурського родовища на 01.01.2000 року, побудова флюїдальної моделі вимагала проведення спеціальних геофізичних і промислових досліджень для більш повного вивчення контурів газових шапок і визначення положення ГНК.

Кинське родовище. Площадними і регіональними профільними роботами МСГТ, проведеними до 1968 року, були виявлені великі структури II-го порядку - Південно-Руський, Часельский і Північно-Толькінський вали, у зоні зчленування яких находиться Кинсько-Часельска ліцензійна ділянка. Сейсмороботами МВХ с/п 51, 52/68 і МВХ с/п 29/73-74 у межах Часельского мегавалу були виявлені і підготовлені до буріння Усть-Часельське й Кинське локальні підняття.

Перша свердловина №210, закладена у склепінній частині підняття на високих позначках, була пробурена в 1980 році. За результатами буріння свердловина виявилася не в склепінній частині і під час випробування ознак ВВ не виявлено. В 1981 році була закладена пошукова свердловина №212, а в 1982 році пошукова свердловина №211. Під час випробування пласта $Ю_1^4$ одержали приплив нафти з газом. Ці свердловини стали першовідкривачками Кинського родовища. Бурінням свердловини №211 пошуковий етап був закінчений.

У сезон 1981–82 років у межах Кинсько-Часельскої ділянки були проведені сейсморозвідувальні роботи з метою уточнення геологічної будови по крейдових і юрських відкладах. Сейсморозвідувальні роботи проводилися Часельскою сейсмопартією 31/81-82 за методикою 12-кратного профілювання. За матеріалами звіту цієї сейсмопартії заклали свердловину №219. Але вона виявилася на низьких позначках і законтурною по всіх покладах. До 1985 року на Кинському родовищі було пробурено сім свердловин і відкрито 4 поклади в пластах $Ю_1^{1-1}$, $Ю_1^{1-2}$, $Ю_1^{2}$, $Ю_1^{4}$.

В 1989-90 роках у районі Кинського родовища були проведені детализаційні сейсморозвідувальні роботи: на Кинсько-Часельскій площі - с/п 48/89-90, на

суміжних площах Ново-Часельській - с/п 38/89-90 і Ютирмальській - с/п30/89-90. Результати робіт були освітлені у звіті цих партій [71]. Розвідувальне буріння на родовищі проводилося з рівномірним розміщенням свердловин по площі з кроком 3-4 км. Строгого розміщення по профілях не дотримувалися.

За результатами всіх попередніх геологорозвідувальних робіт тематичною партією об'єднання «Пурнафтогазгеологія» були проведені роботи для уточнення структурних сейсмічних побудов з урахуванням результатів буріння. Одержано структурні карти по Кинському родовищу й приблизно оцінена флюїдальна модель родовища, представлені й описані в попередньому підрахунку запасів [72,73]. Основні запаси ВВ на цьому родовищі приурочені до горизонту Ю1. Було відкрито 7 покладів у пластах $Ю_1^{1-1}$, $Ю_1^{1-2}$, $Ю_1^{2}$, $Ю_1^{3}$, $Ю_1^{4}$, $Ю_1^{5}$ і $Ю_2$.

На відміну від Харампурського родовища геолого-геофізична і флюїдальна модель покладів Кинського родовища вивчена дуже слабко. Балансові запаси нафти, газу й газоконденсату однозначно не визначені. На даний момент основним завданням на цьому родовищі є проведення експлуатаційного буріння і дробної експлуатації з розширеною програмою промислових досліджень. Основною метою цих робіт є одержання достовірної інформації з фазового стану пластового флюїду покладів і підрахункових параметрів пластів.

2.2. Літолого-стратиграфічна характеристика розрізу.

Геологічний розріз Харампурського і Кинського родовищ складений потужною товщею (3900-4000 м) осадових теригенних порід, які підстилаються ефузивами пермотріасового віку. Об'єктом детального вивчення є осадові мезозойсько-кайнозойські відклади, оскільки з ними пов'язана промислова нафтогазоносність Західно-Сибірської плити.

Характеристика відкладів комплексу проводиться по основній літолого-стратиграфічній розбивці, яка прийнята для північних районів Західно-Сибірської плити на п'ятій Міжвідомчій регіональній стратиграфічній нараді (м.Тюмень, 18 травня 1991 року) і затверджена Міжвідомчим стратиграфічним комітетом СРСР 30 січня 1991 року [74]. Результати досліджень стратиграфії й літології

осадового чохла Західно-Сибірської платформи наведені в роботах багатьох вчених [75,76,77,78,79].

Комплекс порід, що складають розріз Харампурського і Кинського родовищ, аналогічний розрізам сусідніх родовищ, розташованих у північній частині ЗСНГП. Тому, під час опису геологічної будови родовища, використовували інформацію з геології й стратиграфії прилеглих Фестивального, Терельского, Рівнинного, Південно-Таркосалинського, Верхнє-Часельського, Усть-Часельського і Ново-Чесельського родовищ. Охарактеризованість керновим матеріалом розрізу родовища нерівномірна - найбільше повно вивчена продуктивна частина. Літолого-стратиграфічна характеристика іншої частини розрізу наводиться з урахуванням даних матеріалів ГДС, проведених в розвідувальних та пошукових свердловинах. Зведений геологічний розріз складено за розвідувальними свердловинами: 8, 305, 340, 346 (дивитися графічні додатки до дисертації).

Фізико-літологічна характеристика колекторів продуктивних відкладів Харампурського родовища визначена за результатами лабораторних досліджень керна й первинного опису керна, отриманого в польових умовах. Усього на Харампурському родовищі керн відбирався в 66 розвідувальних і 16 експлуатаційних свердловинах. На Кинському родовищі відбір керна проводився в пластах верхньої і середньої юри в 14 пошуково-розвідувальних свердловинах. Детальні дослідження керна проводилися у ВАТ Тюменська Центральна лабораторія, і у відділі петрофізики СібНДІНП (Сибірський науково-дослідний інститут нафтової промисловості). Під час вивчення керна проводилися наступні види аналізів:

1.Вивчення колекторських властивостей (відкрита пористість, проникність, залишкова нафто- і водонасиченість, карбонатність).

2.Дослідження в шліфах петрографічних характеристик.

3.Вивчення гранулометричного і мінералогічного складу порід.

На першому етапі вивчення кернового матеріалу проводилося ув'язування зразків керна за глибиною з каротажними діаграмами для того щоб установити його дійсне положення в розрізі свердловини, а значить і родовища. Під час ув'язки

реперами були літологічні відмінності, які найбільше чітко виділялися як за керном, так і за каротажем (вапняні прошарки, піщаники, і аргіліти значної товщини). На цьому етапі роботи з керном враховувалися також результати лабораторних досліджень, насамперед величини відкритої пористості і проникності. Освітленість керном пластів горизонту $Ю_1$ Харампурського родовища складає 30%, інших пластів - 0,2 – 19,3%. Освітленість керном пластів юрського горизонту на Кинському родовищі складає 58,7%.

Юрський горизонт **Харампурського родовища** має у своєму складі відклади трьох відділів: нижнього, середнього і верхнього. Відклади нижнього відділу і самі низи середнього відділу об'єднані в котухтинську свиту. Відклади середнього відділу об`єднані в тюменську свиту. У розрізі прибережно-морських і більш глибоководних верхньоюрських відкладів виділяються дві свити: васюганська і мар`янівська. Продуктивний горизонт Ю1 на площі даного родовища приурочений до відкладів васюганської свити.

Верхня частина <u>тюменської свити</u> представлена перешаруванням ущільнених сірих, темно-сірих аргілітів, глинистих піщаників, алевролітів, часто з буруватим відтінком, із прошарками вугілля і рослинного детриту. Ця товща містить пласти $Ю_2 – Ю_4$. Відклади тюменської свити Харампурського родовища розкриті на глибинах 2912м - 3175м.

<u>Васюганська свита</u> за літологічною характеристикою ділиться на нижню (глинисту) і верхню (піщано-глинисту) підсвити. Нижня підсвита складена аргілітами, темно-сірими до сірих з буруватим і зеленуватим відтінками, переважно тонковідмучених із прошарками алевролітів і піщаників. Характерний рослинний детрит, пірит, рідкі залишки двостулок, амонітів. Верхня частина розрізу складена, в основному, піщаниками з прошарками алевролітів і аргілітів. Алевроліти сірі з буруватим відтінком. Аргіліти, темно-сірі й сірі з буруватим відтінком. Породи біотурбіровані. Характерний пірит, рідкі залишки амонітів і двостулок.

Піщаники васюганської свити регіонально нафтоносні, до них приурочений продуктивний горизонт $Ю_1$. На Харампурському родовищі до

складу горизонту $Ю_1$ входять чотири продуктивні пласти ($Ю_1^1$, $Ю_1^2$, $Ю_1^3$, $Ю_1^4$). Вік осадів - келовейсько-оксфордський, встановлений за фауною амонітів, форамініфер і пелеципод. У межах досліджуваного родовища васюганська свита розкрита майже в усіх свердловинах на глибинах 2818 - 3117м. Найбільш низьке положення покрівлі (3293м) васюганської свити встановлено в свердловині №371, розташованій на східному зануренні Харампурського валу, що переходить у Верхньоаганьско -Толькінський мегапрогин. Товщина свити змінюється від 75 м (свр.№318) до 103 м (свр.№303).

Мар`янівська свита завершує розріз юрської системи. Свита є віковим аналогом георгіївської й баженівської свит і залягає на відкладах васюганської свити. Виділення мар`янівської свити пов'язане зі зникненням у розрізі розглянутого родовища високоомних бітумінозних аргілітів волзького ярусу й виділенням на їх місці низько- і середньоомних глинистих відкладів де-не-де бітумінозних з радіоактивністю до 25 мкр/год.

Свита складена аргілітами темно-сірими з нерівномірним бурувато-коричневатим відтінком, тонковідмученими, рідше алевритовими, у верхній і середній частинах прошарками бітумінозними, в нижній - нерівномірно глауконітовими. Зустрічаються карбонатні відмінності, конкреції, піритові стягнення, залишки амонітів, двостулок, риб. Вік свити приймається як кимериджійський - волзький - ранньоберіаський.

Свита розкрита на глибинах 2705м – 3010м, потужність її змінюється від 65м у свердловині №298, розташованій в склепінній частині Південно-Харампурського підняття, до 232 м у свердловині №291, розташованій в південно-східній частині цього підняття. Відбиваючий горизонт Б приурочений до покрівлі бітумінозних аргілітів у розрізі мар`янівської свити.

На **Кинському родовищі** основний продуктивний горизонт $Ю_1$ приурочений до сиговської свити юрської системи. Сиговська свита підрозділяється на дві підсвити - нижню й верхню.

Нижньосиговська підсвита представлена піщаниками, алевролітами сірими з буруватим і зеленуватим відтінком від тонковідмучених до алевритових.

Характерний пірит, рослинний детрит. У підсвиті виділяються п'ять піщаних пластів $Ю_1^1$, $Ю_1^2$, $Ю_1^3$, $Ю_1^4$, $Ю_1^5$, що добре простежуються в межах локальних підняттів і загалом по ділянці. Для пластів характерна значна літофаціальна мінливість. Потужність пластів варіює в широких межах від 2 до 37 метрів. По простяганню пласти часто заглинизовані. Горизонт $Ю_1$ нафтогазонасичений. Практично по всіх розбурених локальних підняттях Кинсько-Часельской ліцензійної ділянки отримані припливи нафти, газоконденсату. До нижньосиговської підсвити приурочені відбиваючі горизонти групи Б, які відповідають покрівлі пласта Ю11 у різних частинах ділянки з абсолютними позначками поширення - 2685 - 3000м. Потужність підсвити складає 64-86 м.

Верхньосиговська підсвита складена у верхній частині алевролітами зеленувато-сірими й піщаниками зеленувато-сірими, рідше сірими, глауконітовими. У нижній частині аргіліти темно-сірі із зеленуватим, рідше буруватим відтінком, алевритисті. Відзначається пірит, рослинний детрит, залишки фауни. У розрізі підсвити виділяється піщаний пласт $Ю_1^0$ нафтогазоносний на Часельських локальних підняттях. На Кинському локальному піднятті цей пласт практично повністю заглинизований. Середня потужність верхньосиговської підсвити - 85 м.

Завершує розріз юрської системи яновстанська свита, що узгоджено залягає на породах сиговської свити і являє собою переважно аргіліти темно-зеленувато-сірі, тонковідмучені, алевритові з підлеглими пластами алевролітів сірих і темно-сірих. Відзначається пірит, рослинний детрит і залишки фауни. Потужність свити складає до 90 м.

2.3. Геологічна будова і тектонічний розвиток

У різні роки проблемами тектоніки ЗСП займалася велика кількість дослідників. Особливості тектонічної будови осадового чохла і фундаменту ЗСП неодноразово розглядалися в роботах Ю.Т.Афанасьєва, С.К.Барикіна, В.С.Бочкарьова, Ф.Г.Гугарі, О.Г.Жеро, М.П.Запівалова, В.М.Ковиліна, М.Я. Куніна,

В.П.Макаревича, К.І.Микуленко, І.І.Нєстєрова, М.М.Ростовцева, М.Я.Рудкевича, В.С.Суркова, та багатьох інших дослідників. Питання тектонічної будови ЗСП і її північних областей докладно освітлені в роботах цих вчених [79,80,81,82,83].

Західно-Сибірська рівнина є молодою платформою з палеозойською складчастою основою - фундаментом і мезозойсько - кайнозойським чохлом. Ступінь вивченості їх різна. Нижній поверх - досліджений недостатньо повно, а верхній, з яким пов'язана велика кількість скупчень ВВ, охарактеризований у значно більшому ступені як геофізичними методами, так і глибоким бурінням.

Нижній поверх - складчастий фундамент, що сформувався в палеозойський і допалеозойський час, відповідає геосинклінальному етапу розвитку. Він представлений ефузивними, інтрузивними і осадовими дислокованими й метаморфізованими породами. Численні розломи, що спостерігаються у фундаменті, зумовили блоковий характер розвитку його поверхні.

Верхній структурно-тектонічний поверх складений потужною товщею мезозойських і кайнозойських відкладів, що нагромадилися в умовах тривалого й стабільного прогинання фундаменту. Цей поверх характеризується слабкою дислокованістю, повною відсутністю метаморфізму порід. Осадовий чохол ЗСП контролює основні, відомі в межах платформи, скупчення вуглеводнів.

Відповідно до тектонічної схеми мезозойсько-кайнозойського ортоплатформового чохла Західно-Сибірської мегасинеклизи, детально описаної в роботах В.С.Бочкарьова, Г.К.Боярських і М.Я.Рудкевич [79,81], район Харампурського родовища розташований у північно-східній частині великої структури I порядку – Тагринсько-Харампурського мегавалу ($В_1^д$). Досліджувана ділянка безпосередньо приурочена до Південно-Харампурського (1369) і Північно-Харампурського (1367) локальних підняттів, розташованих у межах антиклінальної структури II порядку Харампурського малого валу (195). Тектонічна схема ділянки зображена на рисунку 2.3. Харампурський малий вал – це витягнута в субмеридіальному напрямку структура, амплітуда якої досягає 140 м. Харампурський малий вал ускладнений наступними локальними підняттями: Східно-Іохтурським (1767), Малоіохтурським (4189), Південно-, Середньо- і Північно-Харампурським.

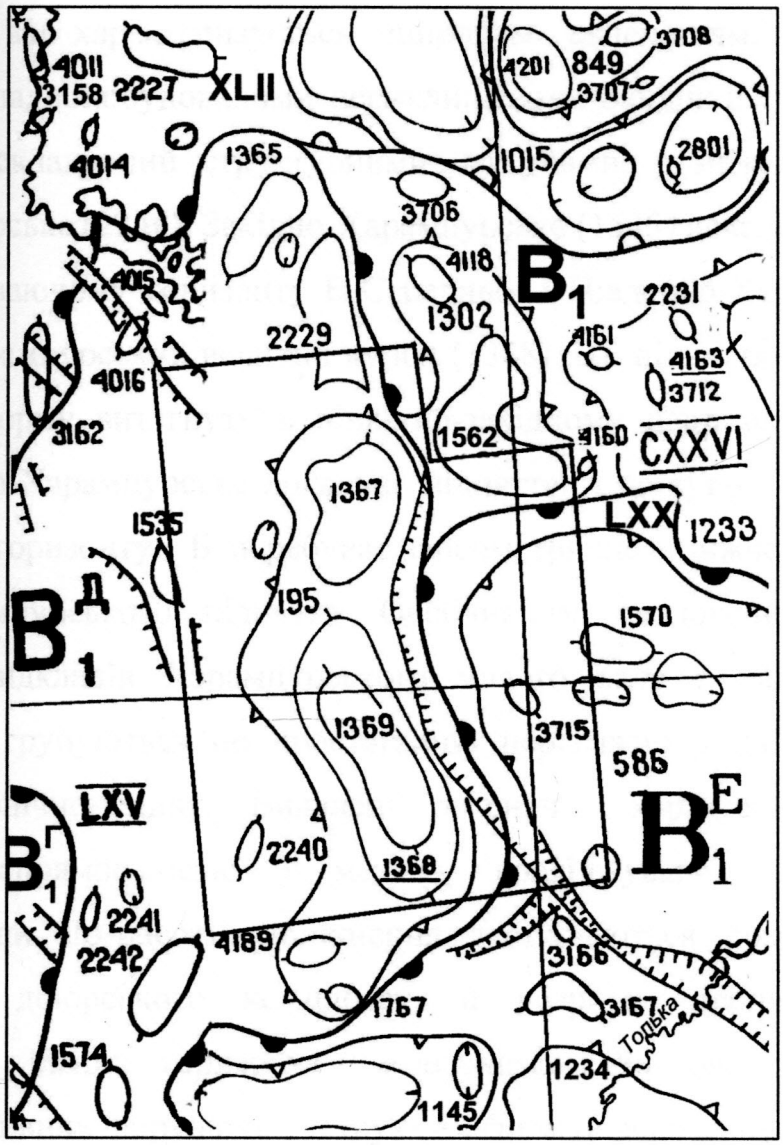


Рис. 2.3 Викопіювання з тектонічної карти мезозойсько-кайнозойського ортоплатформового чохла Західно-Сибірської геосинеклізи.
Масштаб 1:1 000 000; Автори: В.С.Бочкарьов, Г.К.Боярських, 1990 р.

УМОВНІ ПОЗНАЧЕННЯ:

-диз`юнктивні порушення

- Харампурська ліцензійна ділянка

Контури структур:

- I порядку великих

- I порядку середніх і малих

- II порядку великих

- II –порядку середніх і малих

-III порядку великих

- III –порядку середніх і малих

Загалом вал характеризується широким склепінням, чітко вираженими бортами й складнопобудованими периклиналями. Західний схил Харампурського малого валу ускладнений структурними виступами, у межах яких розташовані Мало-Харампурське (2240), Західно-Харампурське (1535) локальні підняття.

По відбиваючому горизонту Б Середньо- і Південно-Харампурське підняття утворюють Харампурський великий купол (1368). Ці підняття мають неправильну асиметричну форму, витягнуту в північно-західному напрямку, з амплітудою до 125 м. Північно-Харампурське локальне підняття - це купол, вершина якого по відбиваючому горизонту Б перебуває гіпсометрично нижче на 91м від куполу Південно-Харампурського підняття. Особливістю геологічної будови підошви платформних відкладів Харампурського малого валу є наявність тектонічних порушень, що групуються по простяганню переважно у дві системи: північно-західну й північно-східну. Виявлені розриви характеризуються певною динамічною спрямованістю. У межах досліджуваної території поширені ступінчасті скиди. По висоті проникнення зустрічаються розриви, загасаючі на верхній межі доюрського комплексу, й розриви, проникаючі в чохол і загасаючі в різних горизонтах мезозойсько-кайнозойського комплексу. До виявлених розривних порушень структуроформуючого типу приурочені різні за амплітудою й шириною зони подрібнення теригенних відкладів.

У розрізі верхнього структурного поверху ЗСП, методами сейсморозвідки простежується цілий ряд відбиваючих поверхонь, пов'язаних з різними за віком і літологією осадками: від верхньої крейди до нижньої юри. Відбиваючий горизонт Б - це покрівля бітумінозних глин у розрізі мар`янівської свити. Він характеризує геологічну будову верхньоюрських відкладів на завершальному етапі регіональної трансгресії, що сформувала на значній території ЗСП глинисті відклади баженівської свити. На Харампурському родовищі у верхньоюрський час відбувалася значна перебудова структурного плану - вирівнювання дна басейну осадонакопичення й нагромадження переважно глинистих відкладів мар`янівської свити. Бітумінозні аргіліти, до яких приурочений горизонт Б, мають підлегле значення серед глинистих осадків мар`янівської свити, покрівля яких залягає

клиноформно і здіймається в східному напрямку не відбиваючи при цьому повною мірою будови юрського горизонту, як зображено на рисунку 2.4.

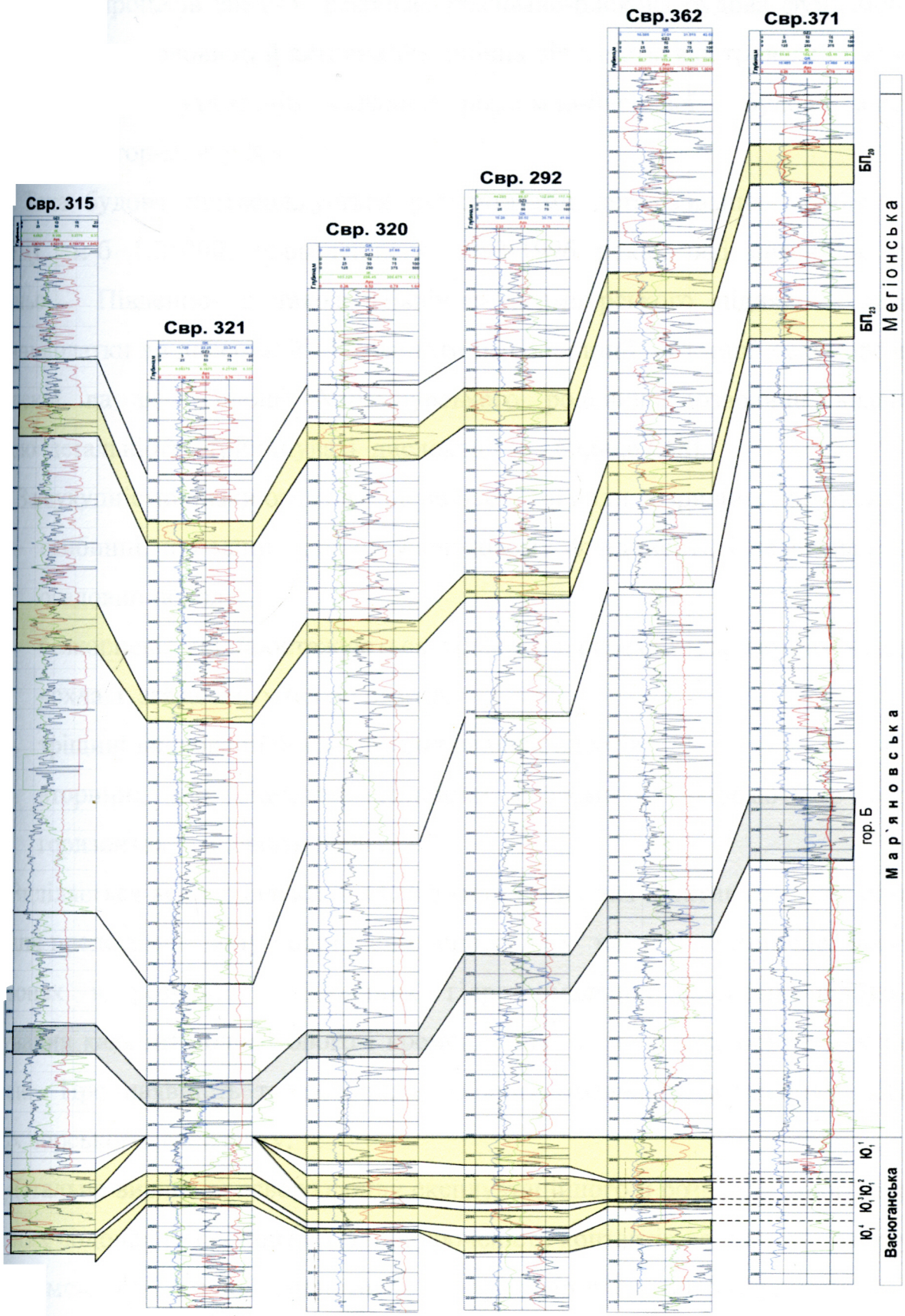


Рис. 2.4 Простежування відбиваючого горизонту Б на схемі геолого-геофізичного розрізу по лінії свердловин 315-321-320-292-362-371 Харампурського родовища

Покрівля васюганської свити зберігає всі структурні елементи по горизонтах, які розміщені нижче. Однак, у глинистій товщі інтенсивність прояву тектонічних процесів значно слабшає. Розломно-блокова будова фундаменту на Харампурському родовищі й активна тектонічна діяльність, яка тривала і в юрський час, призвела до утворення складної розломно-блокової будови юрського продуктивного горизонту $Ю_1$.

Така будова підтверджується результатами деталізованих робіт МВХ СГТ(3Д) м-б 1:25000, проведених в 1993-1996 роках, які вияснили будову Середньо-, Південно- а також Північно-Харампурського підняттів (дивитися графічні додатки до дисертації). Результати інтерпретації об'ємної сейсморозвідки, проведеної на всій площі Харампурського родовища дозволили виявити з високою детальністю тріщинуваті дислокації [64,65,66,67,68].

За сукупністю низки ознак виділено наступні види розривних порушень:

- глибинні, що мають корінь у блоковому фундаменті, і перетинають весь осадовий чохол;
- безкорневі, які простежуються тільки на окремих горизонтах осадового чохла і згасають униз по розрізі;
- тріщині дислокації без зсуву одновікових пластів;
- вторинні, що оперяють глибинні розломи й загасають в окремих горизонтах осадового чохла.

Виділяється велика кількість мало амплітудних диз'юнктивів, в яких площина зміщення представляє зону подрібнення відкладів у вигляді тектонічної брекчії. У цих зонах в результаті вторинних гідротермальних процесів відбувається формування кальцит-доломітового і кременистого цементу, хлоритизація та інші процеси. Про наявність таких екранів свідчить східчасте занурення ВНК у пластах юрського горизонту.

Детальне вивчення всього фонду експлуатаційного й розвідувального буріння, виявлених водонафтових контактів, приуроченість контактів до певних структурних форм, обмежених диз'юнктивними структуроформуючими порушеннями, дало змогу прийняти по юрському горизонті блокову модель. Крім того, усередині

виділених тектонічних блоків є диз'юнктивні порушення різних видів, що впливають так або інакше на нафтогазоносність тектонічних блоків.

Таким чином, усі структурні форми, виявлені по підошві осадового чохла, є структурами древнього закладення. Більшість структурних перебудов пов'язані з розвитком розломних зон протягом усієї мезозойсько-кайнозойської історії розвитку, аж до сучасного етапу.

Кинсько-Часельска ліцензійна ділянка розташована в зоні зчленування структур першого порядку – Русько-Часельського мегавалу, Харампурсько-Часельської зони підняттів і Хадирьяхінської моноклінали. Русько-Часельський мегавал містить у собі Південно-Руський вал, ускладнений у межах північної ділянки структурами II-IY порядку - Ново-Часельським, Західно-Новочасельським, Північно-Часельським локальними підняттями. На Харампурсько-Часельскій зоні підняттів виділяється Часельский вал, що займає центральну частину Кинсько-Часельської ділянки. До Часельського валу приурочені локальні підняття - Усть-Часельське, Південно-Часельське, Мало-Часельське. Східна частина Хадирьяхінської моноклінали ускладнена структурою II порядку - Кинським валом, у межах якого виділяються локальні підняття - Кинське, Верхньо-Часельське, Текодельківське. Детальну будову Кинсько-Часельської ліцензійної ділянки було вивчено сейсморозвідувальними роботами МВХ СГТ масштабу 1:50000, проведеними сейсмопартіями №№39, 48/88-89, № 36/89-90, №№40, 41/90-91[71,72]. За результатами цих робіт було визначено, що фундамент має чітко виражену блокову будову, великим його виступам в осадовому чохлі відповідають позитивні структурні форми. На структурних картах по відбиваючих горизонтах осадового чохла виділені дві лінійно-витягнуті структури субмеридіонального орієнтування, оточені з усіх боків контрастними депресіями: Кинський і Часельський вали. Кинський і Часельський вали займають у планах різне гіпсометричне положення, відзначається й загальна закономірність: занурення зі сходу на захід.

Характерною рисою Кинсько-Часельської ліцензійної ділянки є наявність у розрізі декількох зон тектонічних порушень. Найбільш велика зона порушень

обмежує із заходу склепінну частину Кинського валу, має північно-східне орієнтування, на окремих ділянках дістає вид грабена. Менші зони порушень північно-північно-західного простягання виділені уздовж західного схилу Часельського валу і в межах сідловини, що з'єднує його з Кинським. Крім того, існують розломи північно-північно-східного орієнтування, що ускладнюють склепінну частину Часельського валу. Інтервал прояву порушень, в основному, середньо-пізньоюрський, лише деякі, розташовані в межах Часельського валу, проявляються й у верхньокрейдовий час.

Дані розвідувального і пошукового буріння свідчать про збіг загальних структурних планів по відбиваючих горизонтах і по продуктивних пластах у вивчених частинах структур. По окремих частинах структур уточнене положення розривних порушень і виявлені лінії й зони глинизації пластів. Розміри структур по бурінню, їх орієнтування відповідає даним сейсморозвідки. Однак більша частина з них на даній стадії вивченості не можуть бути прийняті однозначно й вимагають уточнення й деталізації.

2.4. нафтогазоносність досліджуваних родовищ.

Впливу диз'юнктивних порушень на нафтогазоносність теригенних відкладів ЗСП приділяли увагу багато дослідників [84,85,86]. На думку одних, диз`юнктиви створюють шляхи вертикальної міграції ВВ, збільшують стратиграфічний діапазон нафтогазоносності, роблять родовища багатопластовими, призводять до руйнування великих первинних покладів і виникненню дрібних, вторинних; поліпшують колекторські властивості за рахунок тріщинуватості. На думку інших дослідників, розломи частіше відіграють роль екранів, що призводить до виникнення тектонічно-екранованих пасток. Крім того, відзначається приуроченість родовищ до регіональних і локальних розломів.

Осадовий юрсько-кайнозойський чохол ЗСП порівняно з іншими молодими плитами Євразії відносно менше ускладнений диз'юнктивними порушеннями різної морфології й проникності для геофлюїдів. Разом з тим, в останні два

десятиліття, проведення детальних геолого-геофізичних робіт на ряді родовищ і площ у ході їх дорозвідки і експлуатації, у тому числі проведення площадних робіт 3Д, дало змогу виявити велику кількість розломів і проаналізувати їх роль у процесах формування, зберігання й сучасного розміщення покладів ВВ [87,88].

У північній частині ЗСП виявлені розривні порушення мають різний напрям простягання і характеризуються амплітудою зсуву порід від перших десятків метрів до кілька сотень метрів на всіх великих позитивних структурах І порядку. З високим ступенем ймовірності середньо- і високоамплітудні розломи установлені в межах Пур-Тазовської нафтогазоносної області (НГО), на території якої находяться Харампурське і Кинське родовища. Наявність таких розломів підтверджується результатами переінтерпретації сейсморозвідувальних даних, бурінням і випробуванням свердловин.

Харампурська група родовищ.

Після проведення на початку 90-х років на території Харампурської групи родовищ детальних сейсморозвідувальних робіт [67,68] і в результаті інтерпретації цих даних з'явилися перші уявлення про наявність на родовищі складної системи диз'юнктивних порушень. Це дало змогу зробити припущення про блокову будову родовища й обґрунтувати різне положення ВНК на окремих його ділянках. Буріння експлуатаційних свердловин ще більше ускладнило уявлення про зміну положення ВНК по площі родовища. Все це дало підстави під час роботи з Харампурським родовищем використовувати блокову диз`юктивну модель будови родовища.

Судячи з результатів обробки сейсмічних даних 3D і 2D Харампурське родовище приурочене до структури, що піддавалася значній тектонічній активності протягом тривалого часу. Деякі диз`юктивні порушення гаснуть у верхньоюрських відкладах, але є розломи, які простежуються навіть у сіноманських відкладах і вище. З огляду на дані сейсморазвідувальних робіт і інформацію, накопичену в результаті тривалого вивчення всієї площі ЗСП, можна припустити, що на певній стадії в межах Харампурської структури сформувалося родовище з покладом нафти в межах горизонту $Ю_1$. Кожний пласт цього горизонту мав індивідуальне

положення ВНК. Однак, активні тектонічні рухи, що супроводжувалися утворенням тріщин, привели до єдиної гідродинамічної системи в результаті вертикальних сполучень між пластами. На більш пізній стадії нові тектонічні рухи розірвали структуру на блоки, деякі з яких були підняті, деякі опущені. Родовище придбало блокову структуру. Імовірно, на цій стадії родовище зазнало деяке переформування відносно нафтогазоносності. Виміри газового фактора в процесі експлуатації запасів родовища і результати дослідження розвідувальних і експлуатаційних свердловин свідчать про те, що газові шапки, встановлені на родовищі, поширені в межах певних тектонічних блоків. Утворення газових шапок відзначається в блоках, які зазнали порівняно більшого підняття.

З іншого боку, блоки, які зазнали занурення, втратили частину нафти, що утримувалась в них. За даними ГДС, у свердловинах, які розкрили деякі занурені блоки, спостерігається збільшена перехідна зона від нафти до води, тоді як в інших блоках ця зона помітно менша. Імовірно, частина нафти емігрувала з блока в результаті його занурення, однак у колекторах збереглася залишкова нафта, що проявляється в збільшенні перехідної зони. Крім того, у деяких свердловинах, які розкрили занурені блоки, з водоносних за ГДС інтервалів була отримана вода із плівкою нафти, (у двох із них під час випробування залеглих вище інтервалів отримана вода без ознак нафти) що, імовірно, також свідчить про наявність залишкової нафти в колекторах, звідки нафта емігрувала в процесі занурення. У процесі переформування родовища з утворенням окремих тектонічних блоків найбільш реальним є уявлення про наявність в межах кожного блока свого ВНК.

Аналіз ВНК в експлуатаційних свердловинах показав, що гіпсометричне положення його істотно відрізняється іноді навіть у сусідніх свердловинах. Повний аналіз положення ВНК по всіх свердловинах дає змогу виділити групи свердловин, обмежених тектонічними розломами, з подібним положенням контакту. Крім того, у жодній свердловині не розкрито одночасно два контакти в різних пластах за значної кількості свердловин, пробурених на родовищі, що також свідчить про наявність загального ВНК для всіх пластів горизонту $Ю_1$ у межах кожного тектонічного блока.

Гіпсометричне положення ВНК визначалося за даними в розвідувальних і близьких до вертикальних експлуатаційних свердловинах. На рисунку 2.5 зображено приклад визначення ВНК в експлуатаційних свердловинах №№500-506, пробурених з одного куща, розташованого в тектонічному блоці 9с. У цих свердловинах за даними ГДС виявлене залягання нижнього нафтонасиченого й верхнього водонасиченого колекторів знаходиться на позначках від 2888,6м до 2928м. У свердловинах, пробурених з різним ступенем нахилу, визначене за даними ГДС положення ВНК змінюється по різному. У свердловинах №№ 502 і 503, викривлення стовбура яких мінімальне, положення контакту практично однакове. Найбільше розходження положення ВНК, амплітуда якого становить 40 м, спостерігається у свердловинах №№ 500 і 505, що мають досить значний відхід від вертикалі.

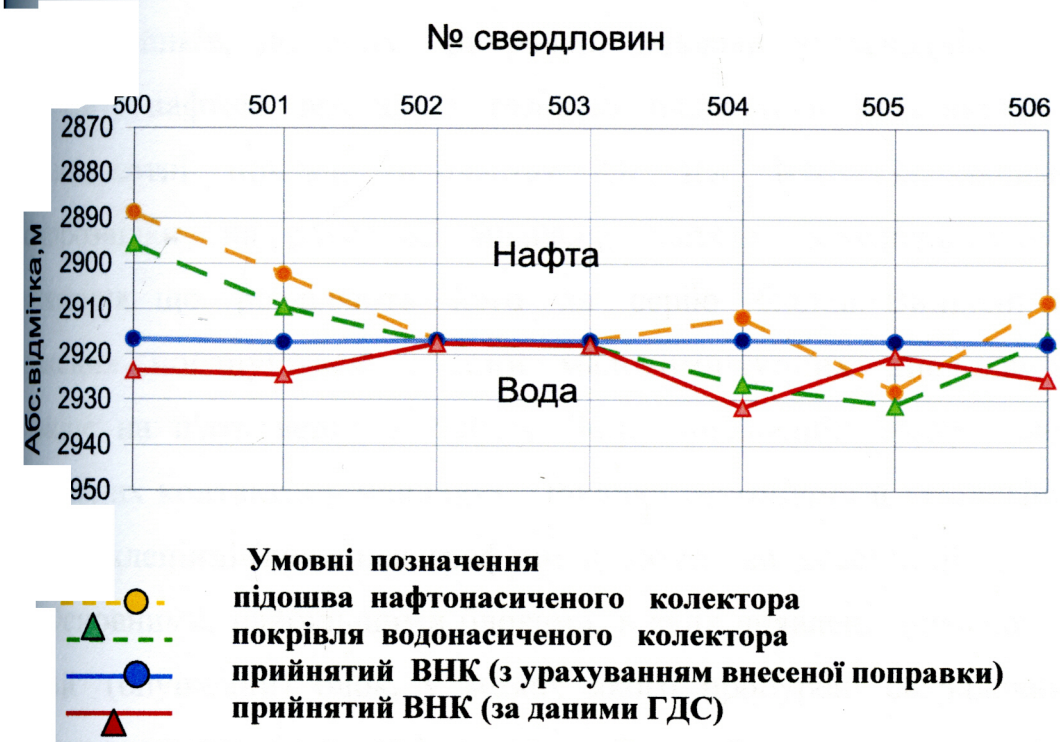


Рисунок 2.5 Положення ВНК в експлуатаційних свердловинах в межах одного тектонічного блока Харампурського родовища

На підставі цього положення для всіх похилих свердловин, що розкрили контакт, виявлений на вертикальних свердловинах у межах одного тектонічного блока, були зроблені виправлення таким чином, щоби вся нафтонасичена частина колектора горизонту $Ю_1$ у кожній свердловині знаходилася вище прийнятого положення ВНК, а весь водонасичений колектор був нижче цієї позначки.

Іншими словами, розріз кожної похилої свердловини був «посаджений» на ВНК. Такий прийом дає змогу звести до мінімуму похибки у визначенні об'єму запасів, пов'язані з недостатньою точністю вимірів інклінометрії в похилих свердловинах. Крім того, він знижує вплив вибору геологічної моделі (дизюктивної або пликативної, з похилим або горизонтальним контактом) на точність визначення об'єму нафтонасичених порід.

Використання такої методики інтерпретації даних ГДС дає можливість по-новому вирішувати завдання визначення глибин контактів і побудови флюїдальної моделі покладу.

Кинське родовище.

Основні промислові запаси вуглеводнів на Кинському родовищі знаходяться в межах горизонту $Ю_1$, що має у своєму складі 6 самостійних пластів піщаників, до яких приурочені поклади вуглеводнів різного фазового стану. Це нафтові поклади з газовою шапкою в пластах: $Ю_1^1$, $Ю_1^{1-2}$, $Ю_1^5$ і газоконденсатні поклади в пластах: $Ю_1^2$, $Ю_1^3$, $Ю_1^4$. За даними буріння й сейсморозвідки на родовищі виявлена система порушень субмеридіонального простягання, що розділяють його на серію блоків. Виділені дрібні розривні порушення поєднуються в зони малоапмлітудних дислокацій, які ділять родовище на п'ять великих блоків. Зони дислокацій контролюють положення флюїдальних контактів у покладах. Поклади тектонічно й літологічно екрановані, пластово-склепінні (дивитися графічні додатки до дисертації).

Основними, найбільшими блоками, в яких виявлені поклади вуглеводнів, є західний (опущений) блок, у межах якого пробурені свердловини №№202R і 203R; центральний (піднятий) блок, розбурений свердловинами №№200R, 212R, 213R, 214R, 217R, 231R; грабеноподібний блок - свердловина №201R, можливо свердловина №210R; східний (піднятий) блок, розбурений свердловинами №№211R, 215R, 218R, 219R і 232R. Амплітуда порушення між західним і центральним блоками становить 20-35 м. Це порушення досить чітко трасується за сейсмічними матеріалами. Порушення, що утворюють грабеноподібний блок свердловини № 201R, менш амплітудні, і виявляються

тільки в результаті детального оброблення швидкісних характеристик даних сейсморозвідки кожного блока. Інтервал прояву порушень, в основному, середньо-пізньоюрський. Розривна тектоніка, відіграючи важливу роль у формуванні сучасних структурних планів, визначила морфологічні особливості позитивних структур і характер насичення кожного тектонічного блока.

Висновки.

1. Особливістю геологічної будови Харампурського, Кинського й інших родовищ північної частини ЗСП є наявність у товщі осадових відкладів тектонічних порушень і зміщення тектонічних блоків один відносно одного по вертикалі від кілька метрів до десятків метрів. В основному інтервал порушень середньо-пізньоюрський. Наявність порушень підтверджується результатами аналізу даних сейсморозвідки 3D, каротажних даних, розподілу ефективної товщини і результатами випробувань свердловин.

2. Тектонічні порушення відіграють значну роль у формуванні поверху нафтогазоносності юрського горизонту родовищ, розташованих у північній частині ЗСП. Аналіз положення контактів на Кинському і Харампурському родовищах дав можливість прийняти на цих родовищах блокову модель покладу, що характеризує наявність в межах кожного тектонічного блока свого положення ГНК і ВНК.

РОЗДІЛ 3
ОЦІНКА ХАРАКТЕРУ НАСИЧЕНОСТІ І ВИЗНАЧЕННЯ ПОЛОЖЕННЯ МІЖФЛЮЇДАЛЬНИХ КОНТАКТІВ

У побудові флюїдальної моделі покладу і гідродинамічному моделюванні родовища важливе значення має підхід до визначення міжфлюїдальних контактів. Визначення положення контактів у «водоплавних» нафтогазоконденсатних покладах відноситься до складних завдань, тому що в цьому випадку вирішуються дві різні задачі: визначення положення водонафтового контакту і положення газонафтового контакту.

3.1. Особливості розподілу пластового флюїду по висоті «водоплавного» нафтогазоконденсатного покладу.

Зміна складу флюїду по висоті газонафтових покладів у Західно-Сибірській нафтогазоносній провінції ідентична не залежно від того, пластовий поклад чи масивний. Закон зміни водонасиченості по висоті покладів єдиний: водонасиченість закономірно зростає в міру наближення до повністю водонасичених порід. На рисунку 3.1 зображено графік зміни водонасиченості по висоті покладу. Розподіл водонасиченості по висоті покладу в основному визначається рівновагою капілярних і гравітаційних сил, що діють на пластові флюїди. За значенням коефіцієнта водонасиченості $K_в$ можна виділити п`ять характерних зони в будові покладу:

- Гранично насичена зона, де $K_в \cong K_{в.зв}$;
- Недонасичена зона, де $K_{в.зв} < K_в < K_в^*$;
- Перехідна зона, де $K_в^* < K_в < K_в^{**}$;
- Зона залишкової нафтогазонасиченості, де $K_в^{**} < K_в < 1$;
- Повністю водонасичена зона, де : $K_в = 1$.

де, $K_в$ - коефіцієнт водонасиченості,

$K_{в.м}$ - граничне значення $K_в$, вище якого в пласті з'являється вільна вода,

$K_в^*$ - граничне значення $K_в$, нижче якого буде отримана чиста нафта,

$K_в^{**}$ - граничне значення $K_в$, вище якого буде отримана чиста вода.

Коефіцієнт зв`язаної водонасиченості $K_{в.зв}$ оцінюється за результатами дослідження керна при вивченні електричних властивостей породи і за даними методу опору, коли відомі значення відкритої пористості й глинистості породи. Значення коефіцієнта граничної водонасиченості $K_в^*$ залежить від зв`язаної водонасиченості порід.

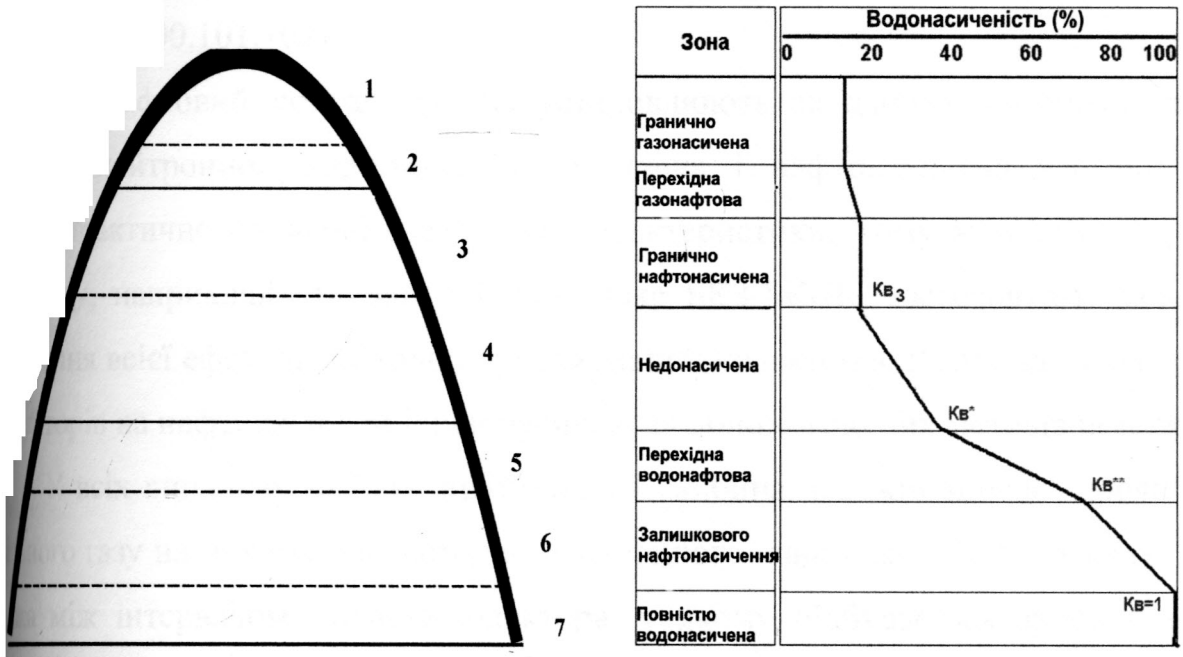


Рис. 3.1. Розподіл флюїдів і характер зміни водонасиченості колекторів по висоті нафтогазоконденсатного покладу Західного Сибіру

Поняття ВНК в наукових дослідженнях і у виробничій практиці не має строго однозначного трактування і у роботах різних дослідників описується по різному. У зв'язку з тим, що перехід від нафтонасиченої до водонасиченої частини колектора відбувається поступово, контакт нафта-вода не є чітким. Це пояснюється впливом капілярних сил на розподіл води в порах нижньої частини нафтонасиченого колектора. Таким чином, під час перетинання свердловиною покладу у водонафтовій частині характерним є наявність зони максимального нафтонасичення, перехідної зони й водонасиченої частини колектора.

Верхньою межею перехідної зони є підошва області максимального нафтонасичення колектора, а нижньою межею перехідної зони є покрівля водонасиченої частини колектора – дзеркало води. Межу, розташовану в перехідній зоні, вище якої під час випробування одержують промисловий приплив нафти з водою, приймають за водонафтовий контакт (ВНК). З іншого боку, ВНК проводять на глибині, де опір незміненої частини пласта рівняється деякому певному критичному значенню $\rho_n^{кр}$. Таким чином, ВНК покладу - це умовна структурна поверхня критичних значень колекторів - опору і водонасиченості, визначених на рівні одержання промислових припливів нафти [89,90,91,92,100,101,102].

Газонафтовий контакт (ГНК) установлюють за даними комплексу методів опору і нейтронного каротажу. Газонасичена і нафтонасичена частини пласта мають практично однакові електричні характеристики. Тому методи електричного каротажу, наприклад стандартний комплекс БКЗ-БК-ІК, застосовують тільки для виділення всієї ефективної товщі продуктивних колекторів. Розподіл продуктивних колекторів на нафтонасичені і газонасичені за допомогою цих методів неможливий.

У всіх випадках за ГНК приймається глибина, на якій зникає прояв впливу вільного газу на показання методів нейтронного каротажу. ГНК визначається як межа між інтервалом пласта-колектора, у якому відбувається зростання в часі значення $J_{нн-п}/J_{нн}$ й інтервалом, для якого значення $J_{нн-п}/J_{нн}$ зберігається в часі незмінним ($J_{нн}$ - покази НК зразу після розкриття розрізу, $J_{нн-п}$ - покази НК через певний час). Стандартні методики виділення в продуктивному розрізі газонасичених інтервалів і визначення положення ГНК ґрунтуються на проведенні повторних вимірів стаціонарними (НК) або імпульсними (ІННК) видами нейтронного каротажу. Пласти, насичені газоконденсатом або газом, за вмістом водню відрізняються від водонасичених і нафтонасичених. За однакових ємнісних параметрів ці пласти за нейтронними методами характеризуються більш низьким вмістом водню і меншою густиною. Газонафтовий контакт находиться у зоні граничного насичення, де $K_в \cong K_{в.зв}$

див. рис. 3.1) і є умовною структурною поверхнею, що відокремлює нафту від ду. Перехідна зона практично відсутня.

3.2 Використання петрофізичних взаємозв'язків для визначення ложення ВНК.

Оцінка характеру насиченості колектора й оцінка його промислової фтогазоносності ґрунтується на визначенні питомого електричного опору (ПЕО) зміненої частини породи-колектора і порівнянні одержаного значення опору ρ_n і коефіцієнта водонасиченості $K_в$ із критичними величинами $\rho_n^{кр}$ й $K_в^{кр}$ цих раметрів. Критичні величини коефіцієнта водонасиченості і ПЕО пласта характеризують для досліджуваного типу колекторів межу, вище якої під час випробування пласта буде одержано промисловий приплив ВВ. У дослідженні нафтогазоконденсатних покладів ЗСНГП використовують два способи визначення граничних значень ПЕО пласта і відповідно коефіцієнта водонасиченості.

Перший спосіб визначення $\rho_n^{кр}$ й $K_в^{кр}$ ґрунтується на статистичному аналізі начень ρ_n і $K_в$ по значній кількості випробувань продуктивних і непродуктивних колекторів. У процесі застосування цього способу складають статистичні розподіли значень ρ_n і $K_в$ для двох класів колекторів, які під час випробування дали промисловий приплив нафти або газу (продуктивні колектори) і чисту воду з ознаками нафти або газу (водонасичені колектори). Кожний розподіл виражає зв'язок між частотою зустрічі об'єктів у заданому діапазоні зміни ρ_n або $K_в$ і значенням параметра, для якого будується розподіл.

Суміщуючи криві розподілу для двох класів колекторів (продуктивні і непродуктивні), які подаються в єдиних масштабах, одержують точку перетинання кривих, якій відповідає певне значення $\rho_n^{кр}$ або $K_в^{кр}$. Рекомендації із застосування даного способу розроблені на основі практичних досліджень з проведення підрахунку запасів і узагальнені в спеціальних методичних посібниках, розроблених у науково-дослідних інститутах [93,94].

Однак, цей спосіб використовують тільки на стадії завершення розвідування родовища, тому що для його реалізації необхідно мати результати випробування пластів хоча б із декількох десятків свердловин.

Більш універсальним і фізично обґрунтованим є другий спосіб визначення параметрів $\rho_n^{кр}$ і $K_в^{кр}$. Він ґрунтується на визначенні петрофізичних зв'язків, одержаних у лабораторії під час дослідження на відібраних зразках керна, між параметрами ρ_n і $K_в$, фазової проникності для нафти $k_{пр.н}$, газу $k_{пр.г.}$ і води $k_{пр.в.}$, коефіцієнтами нафтогазо- насиченості і водонасиченості - $k_{нг}$, $k_в$.

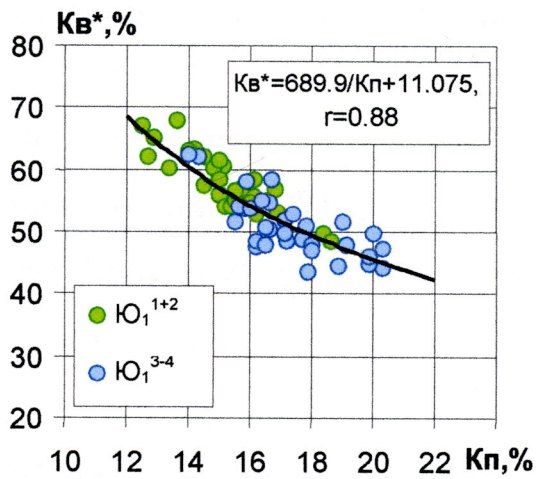


Рис. 3.2. Стандартна залежність критичних значень водонасиченості $К_в^*$ від $К_п$ для пластів юрського горизонту

За даними капілярометричних досліджень керна одержують значення критичної водонасиченості $K_в^*$ нижче значення якого із колекторів буде одержано приплив безводної нафти [95,96]. На рисунку 3.2 зображено залежність $K_в^* = f(K_n)$, яка виведена за даними капілярометричних досліджень керна, відібраного у свердловинах, що розкрили юрський горизонт на Харампурському родовищі [70]. Використовуючи цю залежність, для різних значень пористості колекторів визначають критичне значення продуктивності ($K_в^*$) колекторів. Потім обчислюють значення об'ємної вологості $\omega_в = K_n * K_в^*$ і за залежністю $\omega_в$ від ПЕО пласта (ρ_n) здійснюють перехід до критичних величин питомих опорів.

Вище наведені способи одержання значення критичного опору $\rho_n^{кр}$ для юрського горизонту знайшли підтвердження на багатьох родовищах ЗСНГП. Кожне родовище характеризується своїм значенням $\rho_n^{кр}$, що залежить як від фізичних і фільтраційно-ємнісних властивостей продуктивних відкладів, так і від фізико-хімічних властивостей пластового флюїду.

На етапі розвідування родовищ, коли кількість пробурених свердловин обмежена, визначення критичних значень $\rho_n^{кр}$ і $K_в^{кр}$ має відносний характер, тобто вимагає уточнення у подальших дослідженнях у нових свердловинах, які виходять з буріння. На етапі розбурювання родовища ці значення уточнені і дають можливість із високим ступенем вірогідності визначати положення ВНК у кожній свердловині, що буриться.

Статистичний аналіз, проведений за даними Харампурського родовища, дав можливість визначити, що величина критичного опору для горизонту $Ю_1$ знаходиться в межах 7–6.5Ом·м [70,95,96]. На Кинському родовищі критичне значення ПЕО для пластів горизонту $Ю_1$ змінюється в межах $\rho_n^{кр}$=12–13 Ом·м [73].

3.3 Визначення положення газонафтового контакту за методикою повторного нейтронного каротажу.

Виміри повторного нейтронного каротажу (ПНК) проводяться переважно в обсаджених свердловинах у процесі розформування зони проникнення і зміни ефекту впливу газу на результати вимірів. Ефективність виділення газонасичених пластів за даними ПНК у відкладах юрського горизонту Західно-Сибірської платформи (ЗСП) низька. Ефекти впливу газу на покази НК під час розформування зони проникнення часто порівняні з похибками вимірів. Для виявлення цих ефектів необхідно застосовувати спеціальні прийоми оброблення даних ПНК. Дані ПНК є інформативними лише завдяки чіткому дотриманні рекомендованої технології і методики проведення досліджень, які описані в спеціальних методичних рекомендаціях з розвитку й застосування даного методу [97,98,99].

Час розформування зони проникнення в теригенних відкладах юрського горизонту ЗСП складає від 8 місяців до двох років. Тому результати виділення газонасичених інтервалів за методом ПНК можна використовувати або на етапі підрахунку запасів, або під час оперативної інтерпретації для встановлення положення ГНК у сусідніх свердловинах.

Складний фазовий стан вуглеводнів у покладах, приурочених до юрського горизонту Харампурської групи родовищ і Кинського родовища, вимагає широкого застосування досліджень повторного нейтронного каротажу і впровадження нових методів ГДС, за допомогою яких можна ефективно вирішувати завдання з визначення положення ГНК.

Харампурське родовище.

Зміна положення контактів ГНК і ВНК по родовищу відбувається в широких межах. Зумовлено це як геологічними, так і технічними факторами.

Перший фактор: складна геологічна й тектонічна будова, наявність тектонічних розломів, які призводять до різного положення ГНК і ВНК у кожному блоці. Наявність газової шапки тільки в піднятих блоках.

Другий фактор: зміна фільтраційно-ємнісних властивостей колекторів у зоні ГНК і ВНК.

Третя фактор - технічний: похибка під час визначення абсолютних глибин за даними ГДС. Ця похибка складається з інструментальної похибки інклінометричного приладу, що заміряє напрямок стовбура свердловини, і похибки у визначенні глибини за кривими ГДС за рахунок розтягання кабелю.

Перераховані вище геологічні і технічні фактори призводять до значних помилок під час визначення абсолютної глибини стратиграфічної покрівлі пластів і положення міжфлюїдальних контактів. Кореляційна схема, зображена на рисунку 3.3 є наочним прикладом цього і відображає проблеми, які виникають під час визначення положення ГНК у геологічному розрізі свердловини.

Розвідувальні свердловини №№301R-311R-330R пробурені в східній частині північного покладу Харампурського родовища. Літологія і насичення в цих свердловинах визначалися за даними комплексу ГДС, проведеному у відкритому стовбурі. Також залучалися дані результатів дослідження методом ІНК і результатів повторного розкриття пластів перфорацією. Свердловини №311R і №330R пробурені в одному тектонічному блоці 2С, свердловина №301R пробурена в сусідньому тектонічному блоці 8С.

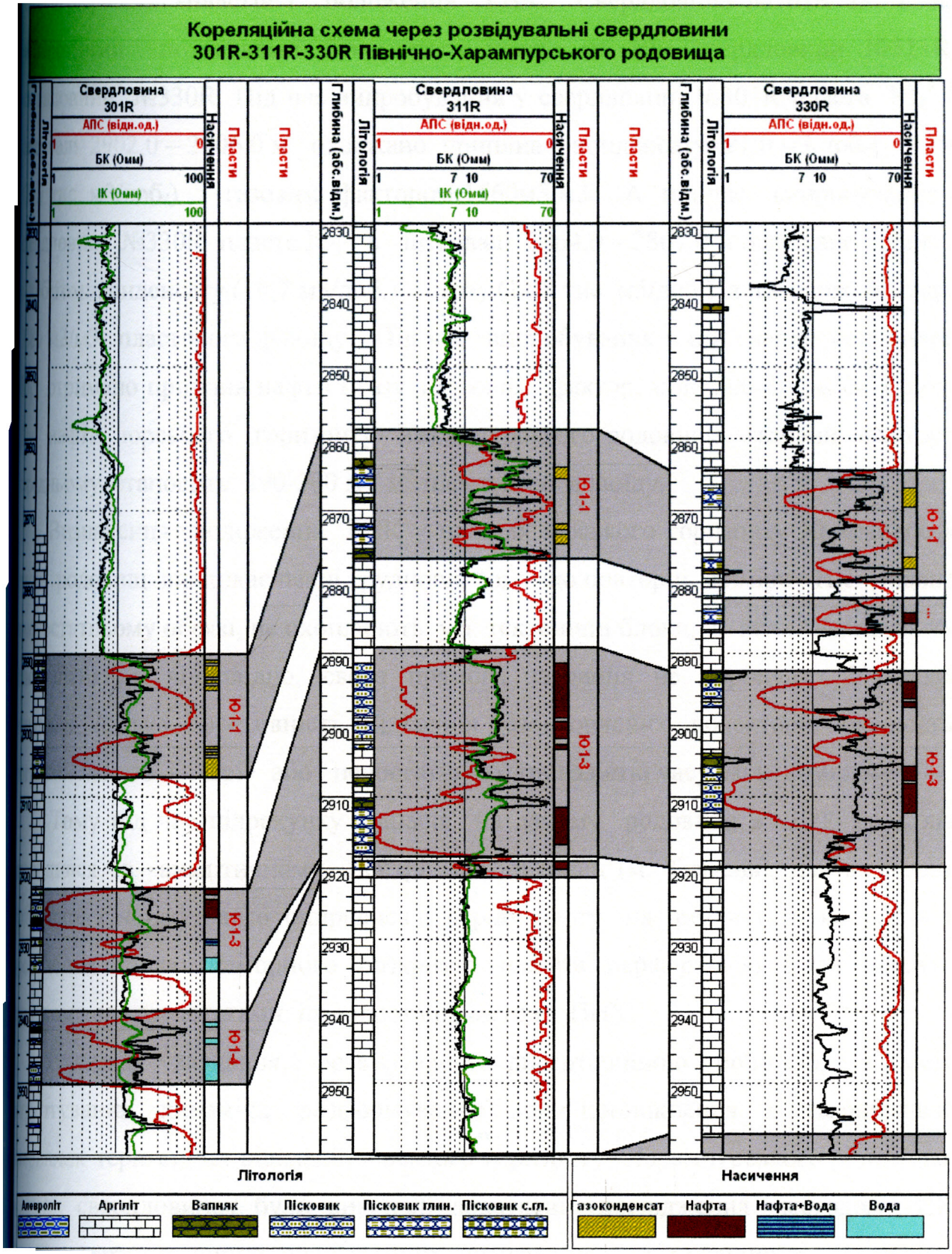


Рис. 3.3. Геолого-геофізичний розріз східної частини північного покладу Харампурського родовища

На схемі кореляції явно простежується різниця в глибинах покрівлі стратиграфічних пластів і положення ГНК. Свердловина №301R за своїми абсолютними позначками знаходиться нижче на 30м свердловини №311R і свердловини №330R. Під час випробування у свердловині №301R пласта $Ю_1^1$ в інтервалі 2902,0 – 2906,0 м одержано приплив конденсату (21,0 м3/доб.) і газу (32,7 тис. м3/доб.) з газовим фактором 1560м3/м3. А під час випробування в свердловині №330R пласта $Ю_1^1$ в інтервалі 2864,0 – 2867,0 м одержано приплив з дебітом: конденсату (10,7 м3/доб.) і газу (14,8 тис. м3/доб.) з газовим фактором 1380 м3/м3 пластового флюїду. Під час випробування в цій свердловині пласта $Ю_1^2$ отримано приплив нафти і газу з газовим фактором до 500-400 $м^3/м^3$ флюїду. Для нафти юрського горизонту Харампурського родовища газовий фактор у середньому становить 290-300 $м^3/ м^3$ пластового флюїду.

Визначення положення ГНК у пластах юрського горизонту Харампурської групи родовищ викликає певні труднощі, тому що повторні виміри НК виконані в недостатньому обсязі, не охоплюють усі тектонічні блоки, в яких відзначаються газові шапки, і, відповідно, свого прямого завдання не вирішують. У деяких випадках низька ефективність виділення газонасичених колекторів пояснюється поганою якістю вимірів або недостатньою тривалістю часу між вимірами.

Тому під час підрахунку запасів на даному родовищі в 2000 році, який проводився в аналітичному центрі ЗахСібГеонац (м. Тюмень), для визначення положення газонафтового опиралися в першу чергу на результати випробувань, проведених після повторного розкриття пластів перфорацією і, за рідкісним винятком, за результатами інтерпретації методу ПНК.

У рамках завдання, розв'язуваного дисертаційною роботою, і з метою обґрунтування динаміки розформування зони проникнення в газонасичених інтервалах теригенних відкладів юрського горизонту Харампурського родовища, в окремих свердловинах були виконані додаткові дослідження методом НКТ. Проведено статистичний аналіз даних визначення інтенсивності вторинного випромінювання від часу розформування зони проникнення і фільтраційно-ємнісних властивостей колекторів (ФЄВ). У таблиці 3.1 наведено результати

интерпретації методу ПНК і результати визначення фільтраційно-ємнісних параметрів колекторів за методами ГДС.

Таблиця 3.1

Порівняння даних вимірів ПНК і фільтраційно-ємнісних параметрів колекторів

Свр.№	пласт	покрівля колект-а абс. гл. м	підошва колек-а абс. гл. м	АПС відн.од	Кп %	ПНК від.од.	Літологія	Насичення
1	2	3	4	5	6	7	8	9
155	Ю1-1	2749.7	2750.4	0.48	14.7	1.01	Пісковик с.гл.	Газоконденсат
155	Ю1-1	2751	2751.6	0.48	14.7	1.006	Пісковик с.гл.	Газоконденсат
155	Ю1-1	2753.1	2754.4	0.44	14.8	1.02	Пісковик с.гл.	Газоконденсат
155	Ю1-1	2755.7	2756.3	0.53	14.8	1.0	Пісковик с.гл.	Газоконденсат
155	Ю1-1	2756.3	2757	0.34	13.5	1.0	Пісковик с.гл.	Газоконденсат
155	Ю1-1	2764.5	2766	0.30	12.6	1.0	Пісковик с.гл.	Газоконденсат
155	Ю1-2	2766	2767.9	0.84	16.1	1.05	Пісковик	Газоконденсат
155	Ю1-2	2767.9	2769	0.91	16.3	1.04	Пісковик	Газоконденсат
155	Ю1-2	2770.4	2772.2	0.70	15.9	1.01	Пісковик глин.	Газоконденсат
155	Ю1-2	2774.2	2776.1	0.66	15.6	1.0	Пісковик глин.	Газоконденсат
155	Ю1-1	2749.7	2750.4	0.48	14.7	1.069	Пісковик с.гл.	Газоконденсат
155	Ю1-1	2751	2751.6	0.48	14.7	1.069	Пісковик с.гл.	Газоконденсат
155	Ю1-1	2753.1	2754.4	0.44	14.8	1.083	Пісковик с.гл.	Газоконденсат
155	Ю1-1	2755.7	2756.3	0.53	14.8	1.23	Пісковик с.гл.	Газоконденсат
155	Ю1-1	2756.3	2757	0.34	13.5	1.08	Пісковик с.гл.	Газоконденсат
155	Ю1-1	2764.5	2766	0.30	12.6	1.151	Пісковик с.гл.	Газоконденсат
155	Ю1-2	2766	2767.9	0.84	16.1	1.17	Пісковик	Газоконденсат
155	Ю1-2	2767.9	2769	0.91	16.3	1.17	Пісковик	Газоконденсат
155	Ю1-2	2770.4	2772.2	0.70	15.9	1.11	Пісковик глин.	Газоконденсат
155	Ю1-2	2774.2	2776.1	0.66	15.6	1.09	Пісковик глин.	Газоконденсат
155	Ю1-2	2778.7	2779.5	0.47	14.6	1	Пісковик с.гл.	Нафта
155	Ю1-3	2779.5	2780.9	0.96	16.5	1	Пісковик	Нафта
155	Ю1-3	2780.9	2782.6	0.99	16.6	1	Пісковик	Нафта
155	Ю1-3	2782.6	2783.8	0.81	16.1	1	Пісковик	Нафта
155	Ю1-3	2784.4	2785	0.69	15.9	1	Пісковик глин.	Нафта
155	Ю1-3	2785.6	2786.7	0.74	16.0	1	Пісковик глин.	Нафта
155	Ю1-4	2789	2789.6	0.58	15.5	1	Пісковик с.гл.	Нафта
155	Ю1-4	2790	2791	0.67	15.7	1	Пісковик глин.	Нафта
155	Ю1-4	2792.4	2793.9	0.74	16.0	1	Пісковик глин.	Нафта
155	Ю1-4	2793.9	2795	0.93	16.3	1	Пісковик	Нафта+Вода
155	Ю1-4	2796.1	2798.9	0.92	16.2	1	Пісковик	Вода
156	Ю1-1	2757.5	2758.3	0.35	13.6	1.06	Пісковик с.гл.	Газоконденсат
156	Ю1-1	2759.2	2761.3	0.73	15.8	1.14	Пісковик глин.	Газоконденсат
156	Ю1-1	2761.3	2764.6	0.81	16.1	1.06	Пісковик	Газоконденсат
156	Ю1-1	2764.6	2766.6	0.79	16.1	1.08	Пісковик глин.	Газоконденсат
156	Ю1-1	2766.6	2768	0.88	16.2	1.14	Пісковик	Газоконденсат
156	Ю1-1	2768	2770.1	0.95	16.4	1.14	Пісковик	Газоконденсат
156	Ю1-1	2770.1	2771	0.83	16.2	1.12	Пісковик	Газоконденсат
156	Ю1-1	2771	2772.2	0.70	15.8	1.06	Пісковик глин.	Газоконденсат
156	Ю1-2	2774	2775.3	0.67	15.8	1.08	Пісковик глин.	Газоконденсат
156	Ю1-2	2775.3	2777.3	0.86	16.2	1.12	Пісковик	Газоконденсат
156	Ю1-2	2777.3	2779.5	0.69	15.9	1.1	Пісковик глин.	Газоконденсат

156	Ю1-2	2781	2781.6	0.55	15.4	1.06	Пісковик с.гл.	Газоконденсат
156	Ю1-2	2781.6	2782.5	0.43	14.6	1.06	Пісковик с.гл.	Газоконденсат
156	Ю1-3	2788.9	2789.8	0.77	15.9	1.055	Пісковик глин.	Газоконденсат
156	Ю1-3	2789.8	2791.6	0.91	16.3	1.08	Пісковик	Газоконденсат
156	Ю1-3	2791.6	2795.2	0.94	16.4	1.1	Пісковик	Газоконденсат
156	Ю1-3	2795.2	2795.8	0.98	16.5	1.02	Пісковик	Газ+Нафта
156	Ю1-3	2795.8	2797.7	0.96	16.4	1	Пісковик	Нафта
156	Ю1-3	2797.7	2798.5	0.72	15.9	1	Пісковик глин.	Нафта
156	Ю1-4	2804.2	2805.3	0.52	15.0	1	Пісковик с.гл.	Нафта+Вода
156	Ю1-4	2806.3	2807.7	0.76	16.0	1	Пісковик глин.	Вода
171	Ю1-1	2759.2	2759.8	0.59	15.2	1.09	Пісковик с.гл.	Газоконденсат
171	Ю1-1	2759.8	2761.6	0.76	16.0	1.14	Пісковик глин.	Газоконденсат
171	Ю1-1	2761.6	2762.4	0.87	16.2	1.14	Пісковик	Газоконденсат
171	Ю1-1	2762.9	2764.3	0.88	16.2	1.15	Пісковик	Газоконденсат
171	Ю1-1	2764.3	2766	0.84	16.2	1.08	Пісковик	Газоконденсат
171	Ю1-1	2766	2767.1	0.86	16.2	1.13	Пісковик	Газоконденсат
171	Ю1-1	2767.8	2769.3	0.77	16.1	1.08	Пісковик глин.	Газоконденсат
171	Ю1-1	2769.3	2770.5	0.59	15.6	1.11	Пісковик с.гл.	Газоконденсат
171	Ю1-2	2773.7	2775.2	0.66	15.8	1.07	Пісковик глин.	Газоконденсат
171	Ю1-2	2775.2	2775.9	0.79	16.1	1.099	Пісковик глин.	Газоконденсат
171	Ю1-2	2775.9	2777.1	0.82	16.1	1.1	Пісковик	Газоконденсат
171	Ю1-2	2777.1	2778.7	0.63	15.8	1.09	Пісковик глин.	Газоконденсат
171	Ю1-2	2778.7	2779.3	0.47	14.9	1.05	Пісковик с.гл.	Газоконденсат
171	Ю1-3	2788.4	2789.1	0.74	15.8	1.07	Пісковик глин.	Газоконденсат
171	Ю1-3	2789.1	2790.7	0.96	16.3	1.07	Пісковик	Газоконденсат
171	Ю1-3	2791.3	2794.4	0.99	16.5	1.09	Пісковик	Газоконденсат
171	Ю1-3	2794.4	2795	0.85	16.2	1.04	Пісковик	Газ+Нафта
171	Ю1-3	2795	2796.8	0.77	16.0	1.01	Пісковик глин.	Нафта
171	Ю1-4	2800.4	2801.3	0.72	15.9	1	Пісковик глин.	Нафта
171	Ю1-4	2801.3	2803.5	0.79	16.1	1	Пісковик глин.	Нафта
171	Ю1-4	2805.1	2806.2	0.80	16.0	1	Пісковик глин.	Нафта
171	Ю1-4	2806.2	2808.3	0.85	16.2	1	Пісковик	Нафта
252	Ю1-1	2765.4	2766.6	0.49	15.0	1.09	Пісковик с.гл.	Газоконденсат
252	Ю1-1	2767.7	2768.5	0.54	15.6	1.05	Пісковик с.гл.	Газоконденсат
252	Ю1-1	2768.5	2772.1	0.85	16.2	1.08	Пісковик	Газоконденсат
252	Ю1-1	2772.1	2773.1	0.88	16.2	1.07	Пісковик	Газоконденсат
252	Ю1-1	2773.1	2775.2	0.74	16.0	1.15	Пісковик глин.	Газоконденсат
252	Ю1-2	2780.7	2782.1	0.50	15.0	1.06	Пісковик с.гл.	Газоконденсат
252	Ю1-2	2782.1	2783.5	0.75	15.8	1.047	Пісковик глин.	Газоконденсат
252	Ю1-2	2783.5	2784.1	0.68	15.9	1.1	Пісковик глин.	Газоконденсат
252	Ю1-2	2784.1	2785.3	0.60	15.6	1.07	Пісковик с.гл.	Газоконденсат
252	Ю1-3	2794.7	2796.9	0.75	15.8	0.985	Пісковик глин.	Нафта
252	Ю1-3	2798.1	2799.3	0.81	16.0	1	Пісковик	Нафта
252	Ю1-3	2800.3	2802.9	0.86	16.2	1	Пісковик	Нафта
252	Ю1-3	2802.9	2804.9	0.75	16.0	1	Пісковик глин.	Нафта
252	Ю1-4	2806.7	2809.5	0.84	16.2	1	Пісковик	Нафта
252	Ю1-4	2809.5	2811.3	0.98	16.4	1	Пісковик	Нафта
252	Ю1-4	2811.3	2812.4	0.99	16.5	1	Пісковик	Нафта
252	Ю1-4	2812.4	2813.6	0.90	16.3	1	Пісковик	Нафта+Вода
252	Ю1-4	2815.1	2816.3	0.83	16.1	1	Пісковик	Вода
252	Ю1-4	2816.3	2817.9	0.77	16.1	1	Пісковик глин.	Вода

Примітка: дані, показані в таблиці курсивом, відносяться до виміру ПНК, проведеному у свердловині № 155 через півтора місяця.

Наведені дані взято за результатами інтерпретації каротажу в чотирьох свердловинах, пробурених в одному тектонічному блоці. ФЄП характеризуються значеннями відносної величини кривої ПС і коефіцієнтом пористості. Виміри ПНК взяті у відносних одиницях: відношення значення кривої ПНК до кривої фонового виміру нейтронного каротажу.

Під час виділення інтервалів газонасичених колекторів застосовувалася методика нормування повторного виміру НК до фонового виміру. Опорні пласти для нормування вибиралися в інтервалах, де відсутні газопрояви. Це щільні пропластки, поза продуктивними інтервалами, не розмиті глини, каверни, водонасичені пласти. Нормування вимірів проводилося в модулі «Планшет» системи обробки «Геопошук».

Для нормування кривих використовується однотипний механізм відбиття опорних інтервалів способом установлення однієї або двох вертикальних границь. Під час нормування за опорними інтервалами створюється формула, ефективність якої залежить від кількості обраних інтервалів, а також від індивідуального підходу до вибору цих інтервалів. Автоматичний режим дає змогу розраховувати криву ПНК щораз під час вибору нового або видалення невідповідного опорного інтервалу. При цьому криву ПНК можна підмінювати розрахованою (нормованою) або просто додавати в базу даних нову криву. Таким чином, на полі кривих можна побачити для порівняння три криві: фоновий вимір НК, повторний вимір НК і нормована крива ПНК. Перевищення нормованої кривої ПНК над фоновою кривою НК дає можливість виділяти газонасичені інтервали.

Результати оброблення вимірів ПНК, проведених у свердловині №155 Південно-Харампурського родовища, показують залежність виявлення газонасичених інтервалів за повторним нейтронним каротажем від часового фактора, тобто від часу проведення досліджень. На рисунку 3.4 зображено діаграми фонового й повторного вимірів нейтронного каротажу, проведених у свердловині № 155. Фоновий і повторний виміри НК проведені нейтрон-нейтронним методом по теплових нейтронах у багатозондовому варіанті апаратури РКС-3М).

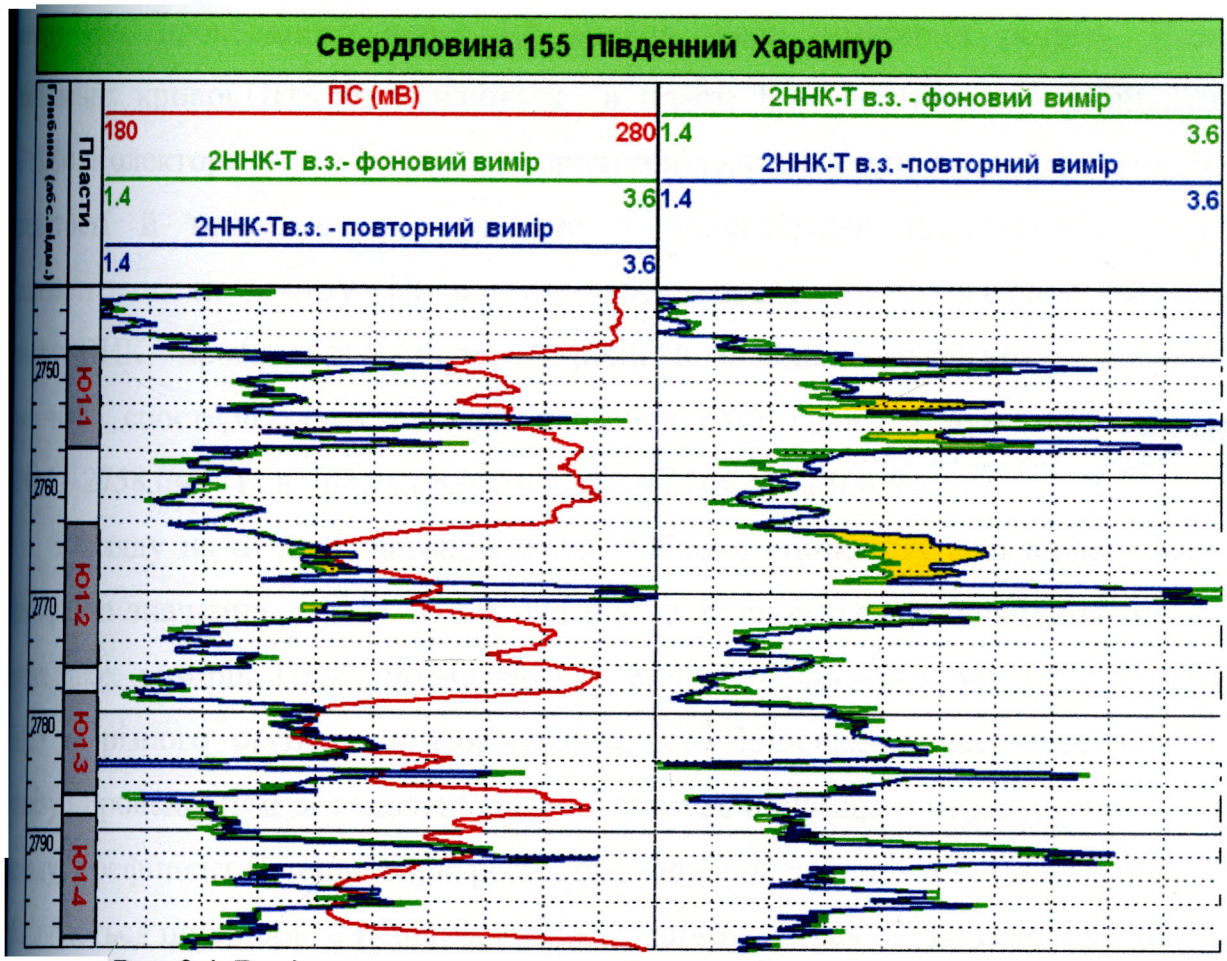


Рис. 3.4. Виділення газонасичених інтервалів за даними повторного нейтронного каротажу (ПНК) залежно від часового фактора

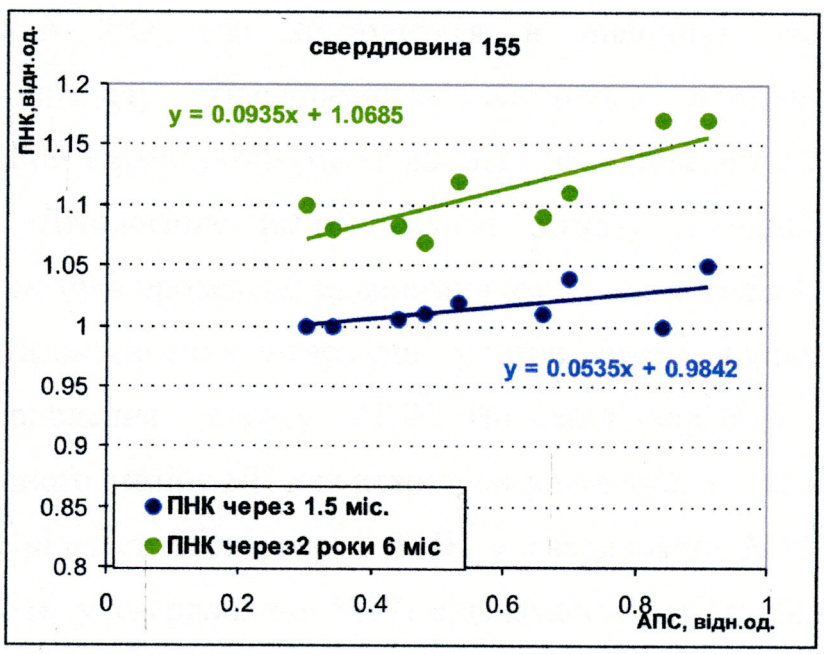


Рис. 3.5. Залежність показів ПНК від часового фактора

На першому треку представлені діаграми фонового виміру НК і повторного виміру НК, проведеного через 1,5 місяця після розкриття розрізу. Незначні збільшення кривої ПНК відзначаються в пласті $Ю_1^2$ в інтервалі глибин 2765,8 – 2768,8м. Колектори цього інтервалу характеризуються більш високими значеннями пористості й проникності порівняно з колекторами пластів $Ю_1^1$ і $Ю_1^2$, які залягають вище по розрізу. На другому треку представлена діаграма повторного виміру ПНК, проведеного через 2 роки 6 місяців після розкриття розрізу. Тут уже чітко спостерігається приріст показів кривої ПНК у пласті $Ю_1^1$ (інтервал 2749,4 – 2758,0м) і в пласті $Ю_1^2$ (інтервал 2764,6 – 2768,8м).

З огляду на ці дані, автором була зроблена оцінка ступеня впливу часового фактора на значення кривої ПНК. На рис. 3.5 зображено порівняння фактичних даних двох вимірів ПНК, проведених в одних геологічних умовах свердловини №155 за різного ступеня розформування ЗП. Збільшення часу між розкриттям розрізу і проведенням досліджень дає можливість підвищити інформативність цього методу. Коефіцієнти рівняння регресії, побудованої за даними другого виміру ПНК, збільшуються порівняно з першим виміром - відбувається більш повне й однозначне виділення газонасичених інтервалів.

На рисунку 3.6 зображено кореляційну схему розрізу, проведеного через експлуатаційні свердловини №156-171-252. Ці свердловини пробурені в тектонічному блоці 2Ю, що знаходиться в північній частині Південно-Карампурського покладу. Дослідження повторного нейтронного каротажу проводилися в різний термін розформування ЗП - час проведення вимірів наведено в таблиці 3.2. Літологічне розчленування розрізу й виділення інтервалів продуктивних колекторів проведено за даними комплексу методів ГДС: БКЗ-БК-ІК-РК. Виділення газонасичених інтервалів у цих свердловинах проведено за результатами оброблення методу ПНК. На схемі кореляції зображено криві фонового й повторного виміру НК для кожної свердловини, а також крива АПС, що характеризує ємнісні властивості розрізу. ГНК у свердловині №156 відзначається на глибині 2796,0 м, у свердловині №171 відзначається на глибині 2795,5 м, а в свердловині №252 на глибині 2786,0 м.

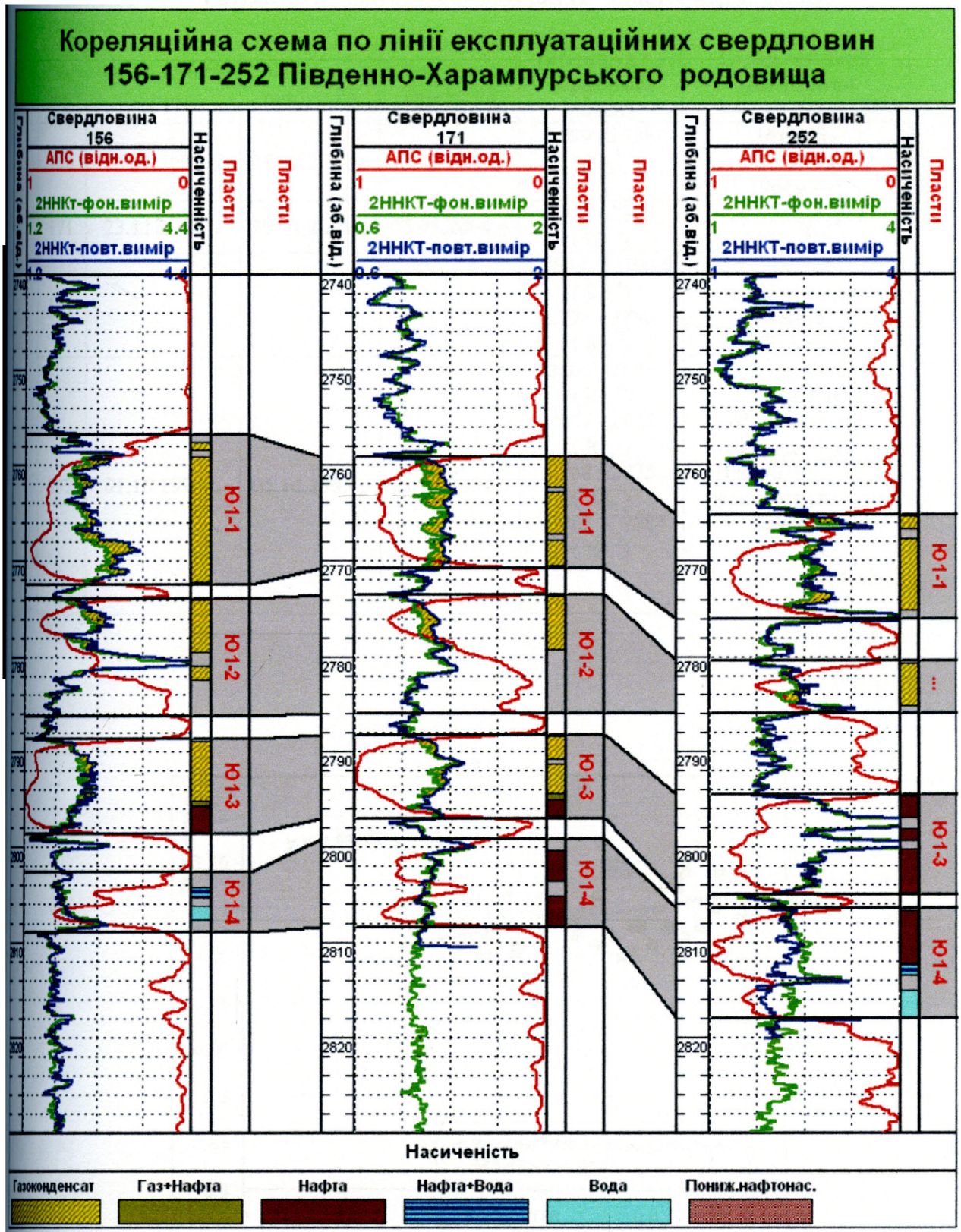


Рис. 3.6. Виділення газонасичених інтервалів за даними повторного нейтронного каротажу в юрському горизонті Харампурського родовища

Таблиця № 3.2 Результати повторного розкриття пластів перфорацією

№ свр.	Час розкриття розрізу	Час фон. виміру РК	Час повт. виміру РК	Інтервал(а.г.) перфорації (пласт)	Склад припливу (газ.фактор)
156	16.04.2002 р	18.04.2002 р	19.02.2003 р	2789 - 2798 ($Ю_1^1$)	16т/доб - газоконденсат (964м3/т)
171	23.11.2003 р	29.11.2001 р	03.05.2004 р	2800 - 2808 ($Ю_1^4$)	20т/доб нафта (365 м3/т)
171				2788.5 - 2796.5 ($Ю_1^3$) 2774 - 2780 ($Ю_1^2$)	26т/доб газоконденсат+ нафта (3348м3/т)
252	01.10.1995 р	05.10.1995 р	21.09.2004 р	2800 - 2805 ($Ю_1^3$) 2807 - 2812 ($Ю_1^4$) 2768 - 2775 ($Ю_1^1$) 2781 - 2784 ($Ю_1^2$)	По дослідженнях ПГД йде обводнювання продукції з $Ю_1^4$. Пласти $Ю_1^1$ $Ю_1^2$ працюють газоконденсатом Пласт $Ю_1^3$ працює нафтою

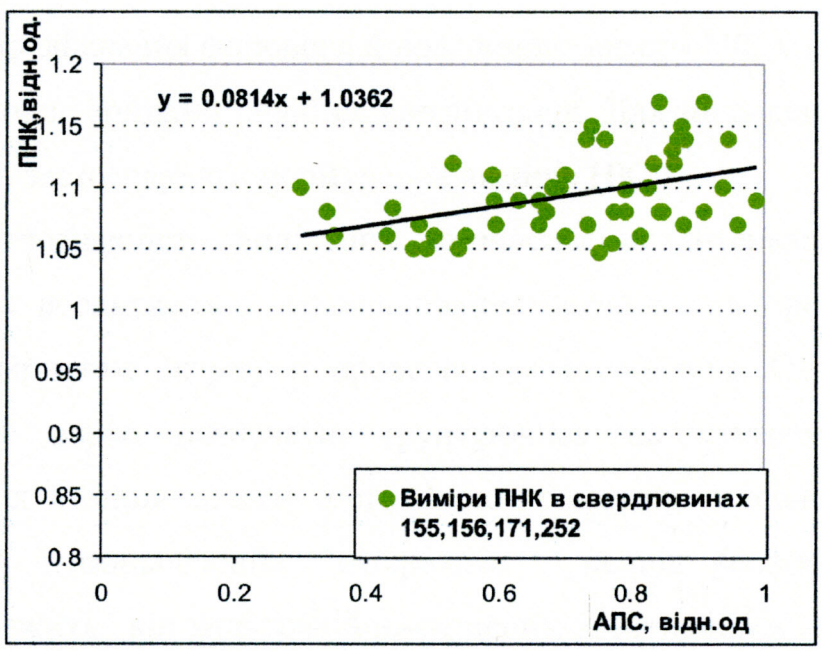


Рис. 3.7. Залежність значення кривих ПНК від фільтраційно-ємнісних властивостей коллекторів

Свердловини №156-171-252 мають різне гіпсометричне положення на структурному плані по покрівлі горизонту Ю1. Окрім цього, на положення ГНК впливає літологічна неоднорідність розрізу в інтервалі контакту. Результати оброблення даних ПНК підтверджуються результатами випробування після повторного розкриття пластів перфорацією (див. таблицю 3.2). Із пластів, які характеризуються, за виміром ПНК, високим газовмістом одержано приплив газоконденсату з газовим фактором 1000м3/т і вище.

Результати кількісного оброблення методу ПНК у свердловинах №156-171-252 наведено в таблиці № 3.1. У результаті аналізу цих даних одержано графік залежності значення кривих ПНК від ємнісних властивостей колекторів розрізу юрського горизонту Харампурського родовища (див. рис. 3.7). Як бачимо на графіку із збільшенням значення АПС, тобто під із покращенням ємнісних властивостей колекторів, відбувається збільшення значення кривої ПНК. Деяка розбіжність у значеннях викликана досить великою різницею в часі проведення вимірів ПНК і впливом технічного фактора під час проведення каротажу.

Таким чином, можна сформулювати універсальні критерії проведення досліджень повторного нейтронного каротажу в умовах теригенного розрізу.

По-перше, дослідження фонового й повторного виміру НК, у міру можливості, повинні проводитися зондами подібної конфігурації. Для збільшення ефективності методу ПНК варто застосовувати нормування вимірів НК.

По-друге, однозначність виділення газонасичених інтервалів залежить від якості проведених досліджень і ступеня розформування зони проникнення, тобто від часу між розкриттям розрізу й проведенням досліджень. Оптимальний час проведення ПНК варто визначати, ґрунтуючись на статистичному аналізі раніше проведених вимірів за цією методикою в однотипних геологічних умовах.

По-третє, у газонасичених інтервалах період розформування зони проникнення залежить від фільтраційно-ємнісних властивостей колектора. Чим більша проникність - тим менший період розформування зони проникнення. Для, більш однозначного, виділення інтервалу газонасичених колекторів варто використовувати залежність значення кривої ПНК від ФЄВ колекторів.

Кинське родовище

Родовище перебуває на етапі дорозвідки. На даний час на родовищі находиться 16 розвідувальних свердловин, пробурених у 1985 – 90 рр. і 20 експлуатаційних свердловин, пробурених у 2003-04 рр. Положення контакту газоконденсат - нафта в межах контура покладів по всіх пластах горизонту Ю1 встановлювалося за результатами випробування пластів після повторного розкриття перфорацією, виходячи з характерної питомої ваги газоконденсату – 0,721 г/см^3 і нафти >0,8 г/см^3. Питома вага газоконденсату і нафти визначена за результатами гирлових проб у розвідувальних свердловинах. Повторний вимір ІНК проведений тільки в одній свердловині. На Кинському родовищі актуальним завданням є впровадження нових методів для більш точного визначення положення ГНК.

Висновки:

1. Стандартна методика визначення положення водонафтового контакту за критичним значенням опору незміненої частини пласта $\rho_n^{кр}$ й коефіцієнта водонасиченості $K_в^{кр}$ дає змогу ефективно розділяти пласти – колектори на продуктивні й водонасичені. Розподіл продуктивних колекторів на нафтонасичені і газонасичені за цими параметрами неможливий.

2. Ефективність виділення газонасичених інтервалів за методом ПНК залежить від дотримання технології проведення досліджень і визначається наступними факторами: вибором оптимального часу проведення досліджень ПНК, що базується на статистичному аналізі раніше проведених вимірів в однотипних геологічних умовах, і обробленням даних ПНК за методикою нормування повторного виміру ІНК до фонового виміру НК.

3. За результатами фактичних досліджень у свердловинах було доведено, що визначення положення ГНК за методом ПНК в умовах теригенних відкладів юрського горизонту неоднозначне. Основними чинниками, які призводять до помилок у визначенні положення контакту, є складна тектонічна будова родовищ,

літологічна неоднорідність розрізу в інтервалі контакту, а також похибки у визначенні глибин за даними ГДС.

4. У зв'язку з низькою ефективністю методу ПНК на етапі оперативного підсновку, вирішення завдання з визначення положення ГНК вимагає впровадження нових приладів і технологій дослідження, а також створення нових інтерпретаційних моделей існуючих комплексів ГДС.

РОЗДІЛ 4
ПОБУДОВА ГЕОЕЛЕКТРИЧНОЇ МОДЕЛІ КОЛЕКТОРІВ ЗА ДАНИМИ ДОСЛІДЖЕННЯ СВЕРДЛОВИН КОМПЛЕКСОМ БКЗ-БК-ІК І МЕТОДОМ ВІКІЗ

Стандартний комплекс БКЗ-БК-ІК і метод ВІКІЗ є комплексами ГДС, за даними яких визначають величину ПЕО незміненої частини пласта і параметрів ЗП. Для цих методів розв`язання оберненої геологічної задачі полягає в побудові геоелектричної моделі пласта. Зіставлення результатів інтерпретації даних стандартного комплексу БКЗ+БК+ІК і методу ВІКІЗ є складовою частиною спеціальних досліджень, проведених у рамках представленої дисертаційної роботи. Мета таких досліджень - визначення співпадання результатів інтерпретації даних комплексу БКЗ-БК-ІК і методу ВІКІЗ та обґрунтування висновку про недоліки і переваги кожного із цих методів у процесі дослідження геоелектричних неоднорідностей присвердловинної зони, які утворюються під час розкриття «водоплавних» нафтогазоносних покладів, приурочених до теригенного розрізу [103,104,105].

4.1. Геолого-геофізична характеристика об'єктів дослідження і можливості методів ГДС у процесі визначення геоелектричної моделі пластів-колекторів.

Геолого-технологічні умови буріння розвідувальних і експлуатаційних свердловин на Харампурському і Кинському родовищах сприяють проникненню фільтрату бурового розчину в пласт, завдяки чому пласти-колектори впевнено виділяються за якісними ознаками: наявність глинистої кірки, яка фіксується на діаграмах кавернометрії й мікрокавернометрії, позитивне збільшення значень $\rho_к$ на діаграмах мікрозондів, наявність радіального градієнта опорів, який проявляється за даними різноглибинного обладнання дослідження опорів (БКЗ, БК, ІК, МБК). Крім того, колекторам відповідають від`ємні аномалії на кривій ПС і, як правило,

ншення природної радіоактивності відносно глин, що вміщають. На рисунках 1 і 4.2 зображено приклади геолого-геофізичного розрізу Харампурського й инського родовищ. На другому треку діаграми виведена літологія, яка визначалася даними комплексу методів ПС, БК, ГК, НКТ: тип колекторів оцінювався за ченнями відносного параметра $\alpha_{пс}$ і коефіцієнта пористості $K_п$. На третьому реку діаграми виведені криві ПС, бокового каротажу і індукційного каротажу, на твертому треку - криві ВІКІЗ, на п'ятому треку - криві БКЗ. Насичення значали виходячи з граничних значень ПЕО і результатів випробувань пластів. Свердловинами розкриті теригенні відклади юрського горизонту. До складу рського горизонту на Харампурському родовищі входить чотири пласти $Ю_1^1$, $Ю_1^2$, $Ю_1^3$, $Ю_1^4$ з насиченням: газоконденсат, нафта, вода. До складу юрського ризонту на Кинському родовищі входить шість пластів $Ю_1^1$, $Ю_1^{1-2}$, $Ю_1^2$, $Ю_1^3$, $Ю_1^4$, $Ю_1^5$ з насиченням: газоконденсат, нафта, вода. Загальні і ефективні товщини ластів змінюються в широкому діапазоні, при цьому чітких закономірностей у іні товщини по площі не спостерігається. Також сильно змінюється піщанистість ластів, складаючи в середньому 34,5-63,5%.

Кількісні критерії виділення пластів-колекторів ґрунтуються на визначенні итичних значень пористості, проникності, залишкової водонасиченості, які ержують у результаті вивчення зразків керна, відібраного з досліджуваного тервалу. Цей спосіб одержання граничних значень коллектор-неколлектор унтується на вивченні кореляційних зв'язків типу "керн-керн".

За даними лабораторних досліджень керна, виконаних у ВАТ «Тюменська нтральна лабораторія» були одержані залежності між ефективною і відкритою ористістю ($K_{п.еф.} = f(K_п)$), а також між проникністю і відкритою пористістю $K_{пр.} = f(K_п)$). Для розрахунку значень ефективної пористості $K_{п.еф.} = K_п(1 - K_{вз})$ користовувалася величина залишкової водонасиченості $K_{вз}$, одержана за зрахуванням водоутримуючої здатності ($K_{вц}$) по залежності, одержаній шляхом ставлення величин $K_{вз}$ за даними капілярометрії з $K_{вц}$ за даними на центрифузі ри стандартних режимах дослідження на тих самих зразках.

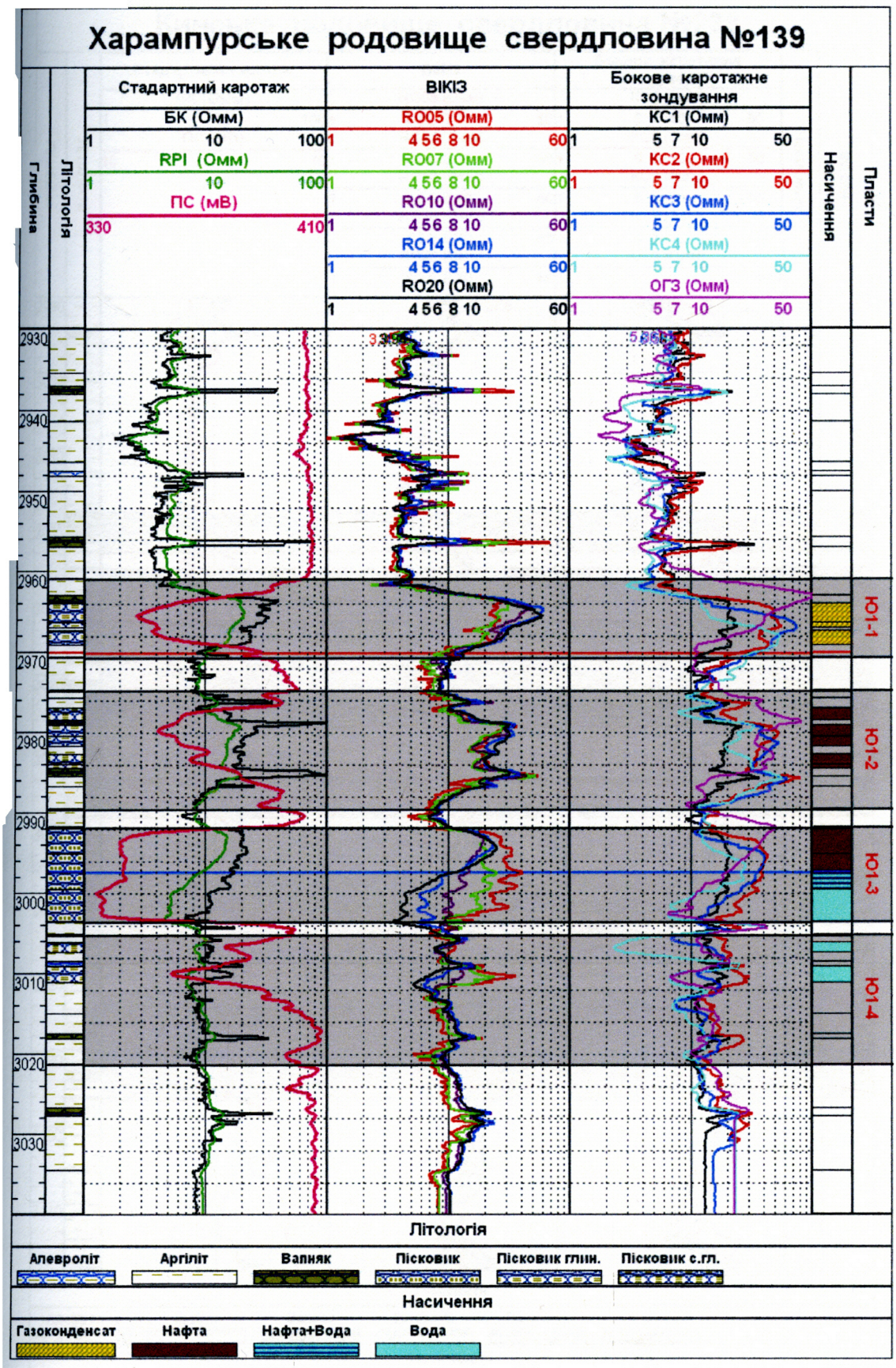


Рис.4.1 Приклад геолого-геофізичного розрізу Харампурського родовища

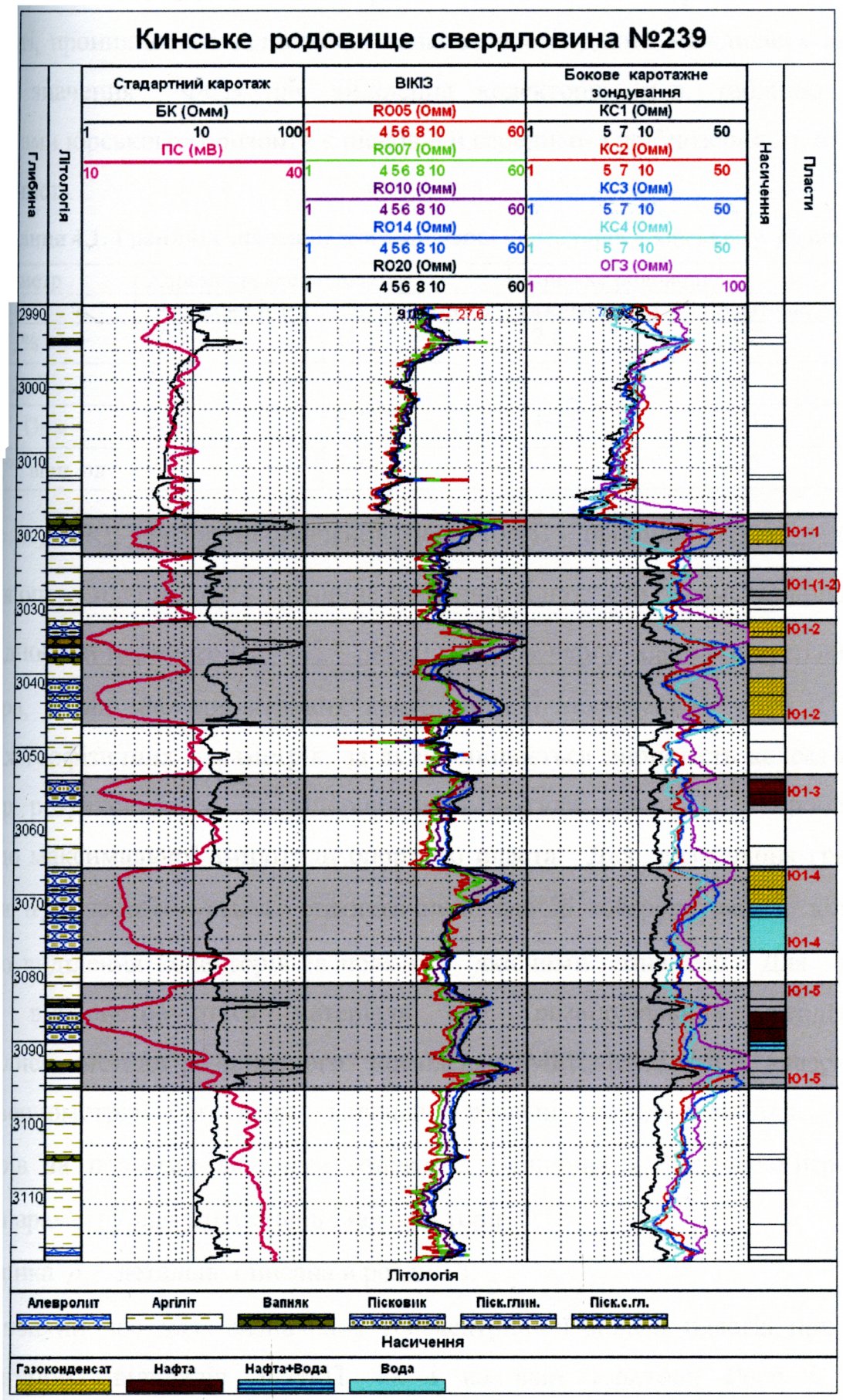


Рис.4.2 Приклад геолого-геофізичного розрізу Кинського родовища

Одержані залежності між коефіцієнтами відкритої пористості, ефективної ристості, проникності і залишкової вонасиченості дають можливість визначити ничні значення ФЄВ для виділення колекторів (див. таблицю № 4.1). лекторами юрського горизонту є пісковики середньо- і дрібнозернисті, алевроліти убозернисті.

Таблиця 4.1. Граничні значення для виділення колекторів у юрському горизонті

Параметр	Харампурське родовище		Кинське родовище	
	газонасич.інт-л	нафтонас.інт-л	газонасич.інт-л	нафтонас.інт-л
$K_n^{гр}$, %	10.7	11	12.8	13.2
$K_{пр}^{гр}$, мД	1	1	1	1.5
$\rho_n^{гр}$, Омм	6. 5-7	6. 5-7	11-12	11-12
$\alpha_{пс}^{гр}$, відн. од.	0.25	0.3	0.2	0.25

де $K_n^{гр}$, $K_{пр}^{гр}$ - граничні значення пористості і проникності; $\rho_n^{гр}$ - граничне чення опору пласта; $\alpha_{пс}^{гр}$ - граничне значення відносного параметра кривої ПС.

Відносний параметр ПС – $\alpha_{пс}^{гр}$, який у першу чергу характеризує глинистість лектора, а під час сприятливих геологічних і техногенних умов є одним з новних геофізичних параметрів, за яким оцінюється пористість колекторів. Цей раметр розраховується, як відношення амплітуди кривої ПС оброблюваного ласта до максимальної амплітуди опорного пласта. Для визначення граничного чення $\alpha_{пс}^{гр}$ застосовується статистичний спосіб обґрунтування кількісного итерію виділення колекторів за прямими якісними ознаками. Для побудови мулят використовуються матеріали ГДС розвідувальних свердловин, де оводилися методи розширеного комплексу (МБК, МПЗ, МГЗ, кавернометрія, крокавернометрія) і в яких існували реальні передумови для виділення лекторів за прямими якісними ознаками. Величина $\alpha_{пс}^{гр}$ є точкою перетинання бірки параметру для колекторів і неколекторів.

Оцінка $\rho_n^{гр}$ детально описана в розділі 3.

Тривалий час для визначення геоелектричної моделі пластів, приурочених теригенних відкладів ЗСНГП, як і на всій території Росії і України, стосовується стандартний комплекс електричного каротажу БКЗ-БК-ІК. Цей

мплекс включає шість градієнтів-зондів БКЗ (А0.4М0.1N, А1.0М0.1N, А2.0М0.5N, 5М2.0А, А4.0М0.5N, А8.0М1.0N), зонд БК, зонд ІК. Додатково в комплекс ліджень включено методи СП і резистивиметрії (оцінка опору БР).

Основна мета дослідження стандартним комплексом - це одержання кривої іни позірного опору як функції від зміни розміру зонда [106,107]. Ґрунтуючись даних дослідження стандартним комплексом БКЗ-БК-ІК у розвідувальних і сплуатаційних свердловинах Харампурського і Кинського родовищ, були роблено наступні висновки.

По-перше, оптимальна потужність пласта для достовірної інтерпретації них комплексу БКЗ-БК-ІК за ізорезистивною методикою повинна бути не ншою ніж 1,6 метра, що в природних умовах зустрічається рідко. На сліджуваних родовищах потужність однорідних продуктивних колекторів у редньому коливається в межах 1-1,5 метра (рис. 4.1 і 4.2).

По-друге, під час буріння похило-направлених свердловин часто користовують бурові розчини (БР) підвищеної мінералізації і в'язкості, що изводить до сильного спотворення даних вимірів малими зондами БКЗ. Це, у ою чергу, позначається на достовірності визначення параметрів зони никнення і ПЕО незміненої частини пласта.

По-третє, під час проникнення фільтрату бурового розчину в продуктивний лектор, на передньому фронті зони проникнення утвориться зона пониженого пору - облямовуюча зона (ОЗ). Наявність цієї зони є однією з характерних ознак родуктивності колектора. Комплекс БКЗ-БК-ІК виділити і визначити параметри ієї зони не може.

Застосування стандартного комплексу БКЗ-БК-ІК має свої мінуси, тому що а даний момент інтерпретаційні палетки комплексу не повністю забезпечують сі умови залягання і розкриття пластів, а також не повністю описують види хногенних неоднорідностей, які утворяться в присвердловинній зоні в процесі ріння, і зустрічаються в природних умовах. У зв'язку з цим інтерпретація в ряді падків може бути зроблена лише з деяким ступенем наближення.

З 2000 року в комплекс ГДС, який проводиться у відкритому стовбурі ердловин, що буряться на родовищах ЗСНГП включений метод ВІКІЗ. Фактичні міри у свердловинах Харампурського і Кинського родовищ показали, що довий комплекс ВІКІЗ оптимально поєднує вертикальні й радіально-кільцеві дільні здатності, завдяки чому є змога виділяти пласти з тонкою шаруватістю аномальними змінами в зоні проникнення фільтрату БР [60,61]. Ці рактеристики досягнуті не тільки зменшенням довжини зондів (від 2 до 0,5 м) їх вимірювальних баз (рівних 0,2 від максимальної довжини зонда), але і сокими робочими частотами, які збільшуються дискретно в міру зменшення жин зондів, що істотно покращує радіально-кільцеву локальність дослідження.

Вивчення практичного матеріалу і математичне моделювання сигналів КІЗ у циліндричних шаруватих середовищах стало основою для створення мплексу інтерпретаційних палеток, які охоплюють великий об'єм вивчених і рогнозованих геоелектричних неоднорідностей присвердловинної зони.

4.2. Зіставлення результатів оброблення даних дослідження комплексом КЗ-БК-ІК і методом ВІКІЗ

Оброблення даних стандартного комплексу БКЗ-БК-ІК проводилося в рограмі «Electra», яка є одним з інтерпретаційних модулів системи «ГеоПошук» розроблювачі - інститут УкрДГРІ і інститут кібернетики НАНУ, м. Київ). Під с інтерпретації даних стандартного комплексу БКЗ-БК-ІК відбувається оделювання тришарового середовища (свердловина, ЗП, пласт) і визначаються ступні параметри: ПЕО незміненої частини пласта - ρ_n , ПЕО і радіус зони роникнення - $\rho_{зп}, r_{зп}$.

Оброблення даних методу ВІКІЗ проводилося в програмі «МФС ВИКИЗ» розроблювачі інститут геофізики СВ РАН, м. Новосибірськ). У програмі алізована попластова інтерпретація даних ВІКІЗ, якість якої контролюється в ремому вікні інверсії з відображенням кривої зондування і поточної моделі. результаті оброблення даних у цій програмі одержують наступні значення: ПЕО

ста - ρ_n, радіус і ПЕО зони проникнення - $\rho_{зп}$, $r_{зп}$, радіус і ПЕО облямовуючої ни - $r_{оз}$, $\rho_{оз}$. Під час інтерпретації даних методу ВІКІЗ є можливість моделювання триширшарового середовища (свердловина, ЗП, ОЗ, пласт).

Щоб оцінити можливості стандартного комплексу БКЗ-БК-ІК і методу ВІКІЗ ід час розв`язання задачі визначення параметрів геоелектричної моделі пласта ито результати дослідження в трьох свердловинах Харампурського родовища і у ох свердловинах Кинського родовища. Так як параметри зони проникнення ежать від фільтраційно-ємнісних властивостей колектора (пористості і оникності), реологічних властивостей бурового розчину, а також від режиму ріння і термінів проведення каротажу, були вибрані свердловини з близькими раметрами бурового розчину і однаковим часом проведення каротажу.

Умови буріння в досліджуваних свердловинах:

- Діаметр долота 215,9 мм;
- Середня швидкість буріння становить 6-8 м/год. Повне розкриття інтервалу дослідження відбувається впродовж 24 - 30 годин;
- Пласти розкриваються на низькій репресії;
- Параметри бурового розчину - питома вага 1,12 -1,13 г/см3 - глинистий буровий розчин із крохмальними добавками в різній кількості;
- Дослідження проводилися в середньому через 6-8 годин після повного розкриття розрізу.

На рисунку 4.3 зображено гістограми, які характеризують середні значення отужності пластів геологічного розрізу свердловин, пробурених на Кинському і арампурському родовищах. Потужність пластів визначається літолого-атиграфічною характеристикою юрського горизонту і є характерною для ригенних відкладів ЗСНП. Для юрського горизонту Харампурського родовища еднє значення потужності оброблюваних пластів знаходиться в межах 1,5-2,0 м. я юрського горизонту Кинського родовища середнє значення потужності роблюваних пластів знаходиться в межах 1,0-1,5 м.

Похибка визначення ρ_n за результатами оброблення стандартного комплексу КЗ-БК-ІК зменшується зі збільшенням числа зондів, які приймають участь в

терпретації. Однак, у зв'язку з недостатньою роздільною здатністю методу БКЗ, ід час оброблення даних стандартного комплексу, проведеного в умовах логічного розрізу Харампурського і Кинського родовищ, використовувалися онди БК, ІК, A0.4M0.1N, A1.0M0.1N. У рідких випадках, коли потужність пласта сягала 2,0м, підключалися зонди A2.0M0.5N, N0.5M2.0A. Під час оброблення тоду ВІКІЗ використовувалися всі зонди. Результати оброблення комплексу БКЗ-К-ІК і методу ВІКІЗ у свердловинах Харампурського родовища наведено в блиці №4.2, у свердловинах Кинського родовища в таблиці №4.3.

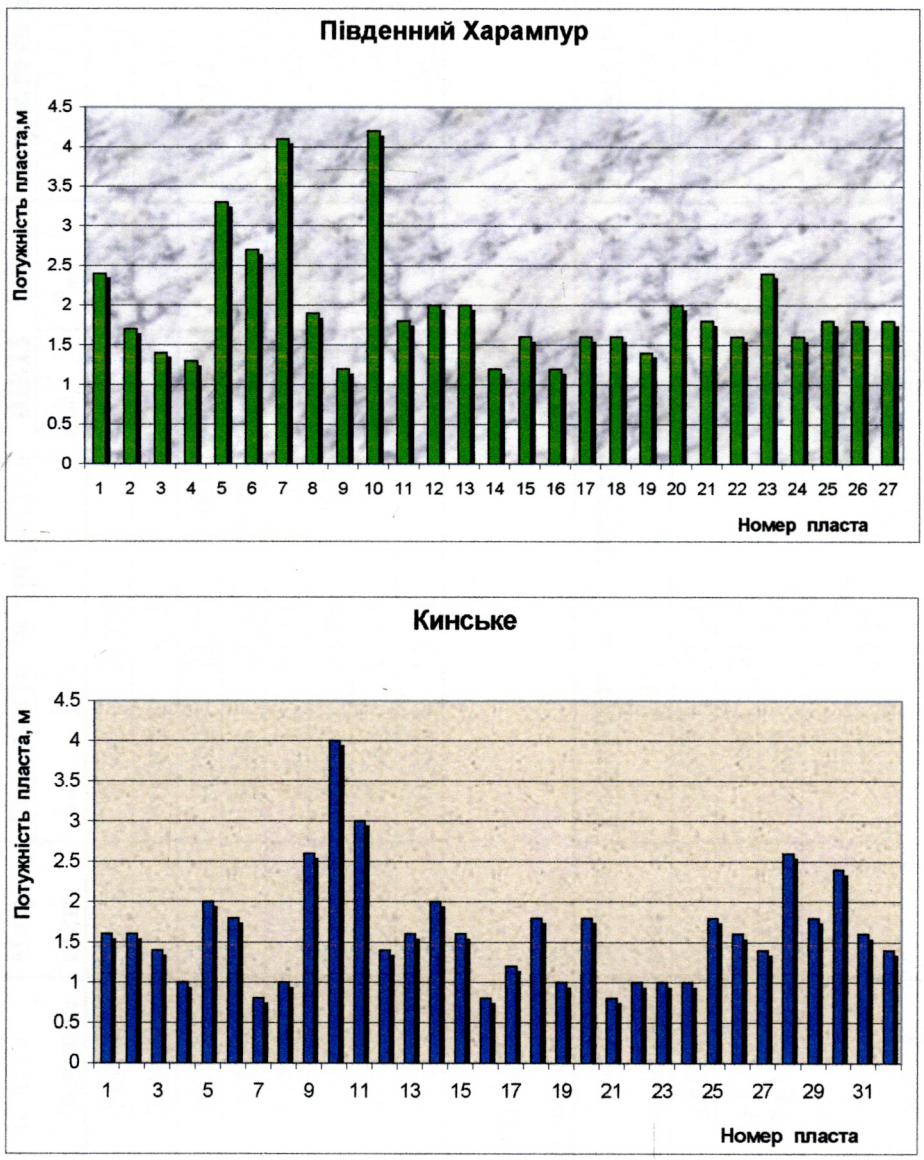


Рис. 4.3 Статистичний аналіз середньої потужності пластів юрського горизонту

свердловина № 158

Опір бурового розчину Rc = 0,76 Омм

№п\п	Інтервал пласта		Потуж-	Результати інтерпретації ВІКІЗ					Результати інтерпр. БКЗ			Літоло-	Наси-
	покрівля	підошва	ність	$r_{зп}$	$\rho_{зп}$	$r_{оз}$	$\rho_{оз}$	$\rho_{пл}$	$r_{зп}(D_{зп}/d_c)$	$\rho_{зп}$	$\rho_{пл}$	гія	чення
1	2941,2	2942,8	1,6	0,606	18,67			37,65	0,432 - (4)	80	31,8	ПГ	Газоконд.
2	2954,2	2955,6	1,4	0,244	14,15	0,423	7,67	12,15	0,324 - (3)	30	14	ПСГ	нафта
3	2956,0	2958,0	2	0,248	28,58	0,309	7,86	17,77	0,432 - (4)	45	14,7	ПГ	нафта
4	2959,6	2961,4	1,8	0,256	17,83	0,323	6,02	12,45	0,324 - (3)	33	14,4	ПСГ	нафта
5	2961,4	2963,0	1,6	0,276	24,18	0,219	4,37	11,11	0,324 - (3)	36	13,8	ПСГ	нафта
6	2971,4	2973,8	2,4	0,227	50,59			2,93	0,432 - (4)	25	3,9	П	вода
7	2973,8	2975,4	1,6	0,261	27,23			3,71	0,432 - (4)	30	3,7	П	вода
8	2977,4	2979,2	1,8	0,249	40,82			2,84	0,432 - (4)	25	4,5	П	вода
9	2984,2	2986,0	1,8	0,234	27			4,81	0,324 - (3)	35	4,1	ПСГ	вода
10	2986,0	2987,8	1,8	0,282	33,34			4,39	0,54 - (5)	28	5,8	ПГ	вода

Умовні позначення:

$r_{зп}$ (м) - радіус зони проникнення;

$\rho_{зп}$ (Ом·м) - ПЕО зони проникнення;

$r_{оз}$ (м) - радіус облямовуючої зони;

$\rho_{оз}$ (Ом·м) - ПЕО облямовуючої зони;

$\rho_{пл}$ (Ом·м) - ПЕО незміненої частини пласта;

$D_{зп}/d_c$ - відношення діаметра ЗП до діаметра свердловини.

Літологія:

П - пісковик

ПГ – пісковик глинистий

ПСГ – пісковик сильно глинистий

свердловина № 158

Опір бурового розчину Rc = 0,76 Омм

№п\п	Інтервал пласта		Потуж-	Результати інтерпретації ВІКІЗ					Результати інтерпр. БКЗ			Літоло-	Наси-
	покрівля	підошва	ність	$r_{зп}$	$\rho_{зп}$	$r_{оз}$	$\rho_{оз}$	$\rho_{пл}$	$r_{зп}(D_{зп}/d_c)$	$\rho_{зп}$	$\rho_{пл}$	гія	чення
1	2941,2	2942,8	1,6	0,606	18,67			37,65	0,432 - (4)	80	31,8	ПГ	Газоконд.
2	2954,2	2955,6	1,4	0,244	14,15	0,423	7,67	12,15	0,324 - (3)	30	14	ПСГ	нафта
3	2956,0	2958,0	2	0,248	28,58	0,309	7,86	17,77	0,432 - (4)	45	14,7	ПГ	нафта
4	2959,6	2961,4	1,8	0,256	17,83	0,323	6,02	12,45	0,324 - (3)	33	14,4	ПСГ	нафта
5	2961,4	2963,0	1,6	0,276	24,18	0,219	4,37	11,11	0,324 - (3)	36	13,8	ПСГ	нафта
6	2971,4	2973,8	2,4	0,227	50,59			2,93	0,432 - (4)	25	3,9	П	вода
7	2973,8	2975,4	1,6	0,261	27,23			3,71	0,432 - (4)	30	3,7	П	вода
8	2977,4	2979,2	1,8	0,249	40,82			2,84	0,432 - (4)	25	4,5	П	вода
9	2984,2	2986,0	1,8	0,234	27			4,81	0,324 - (3)	35	4,1	ПСГ	вода
10	2986,0	2987,8	1,8	0,282	33,34			4,39	0,54 - (5)	28	5,8	ПГ	вода

Умовні позначення:

$r_{зп}$ (м) - радіус зони проникнення;

$\rho_{зп}$ (Ом·м) - ПЕО зони проникнення;

$r_{оз}$ (м) - радіус облямовуючої зони;

$\rho_{оз}$ (Ом·м) - ПЕО облямовуючої зони;

$\rho_{пл}$ (Ом·м) - ПЕО незміненої частини пласта;

$D_{зп}/d_c$ - відношення діаметра ЗП до діаметра свердловини.

Літологія:

П - пісковик

ПГ – пісковик глинистий

ПСГ – пісковик сильно глинистий

РЕЗУЛЬТАТИ ІНТЕРПРЕЦІЇ ДАНИХ ГДС у свердловинах Кинського родовища

свердловина № 103

Опір бурового розчину Rc = 0,76 Омм

№п\п	Інтервал пласта		Потуж-	Результати інтерпретації ВІКІЗ					Результати інтерпр. БКЗ			Літоло-	Наси-
	покрівля	підошва	ність	$r_{зп}$	$\rho_{зп}$	$r_{оз}$	$\rho_{оз}$	$\rho_{пл}$	$r_{зп}(D_{зп}/d_c)$	$\rho_{зп}$	$\rho_{пл}$	гія	чення
1	3384,8	3386,4	1,6	0,228	28,36	0,297	9,29	15,36	0,432 - (4)	36	16,66	ПСГ	нафта+вода
2	3396,8	3398,4	1,6	0,844	17,06			50,67	0,648 - (6)	45	26,4	П	Газоконден.
3	3398,4	3399,8	1,4	0,891	17,96			39,39	0,648 - (6)	40	22,1	П	Газоконден.
4	3399,8	3400,8	1	0,279	26,94	0,213	7,21	29,05	0,432 - (4)	45	24	П	нафта
5	3400,8	3402,8	2	0,304	37,73	0,239	7,12	22,65	0,432 - (4)	45	20,6	П	нафта
6	3408	3409,8	1,8	0,212	42,35			12,8	0,324 - (3)	42	21	ПГ	вода
7	3419,8	3420,6	0,8	0,674	15,24			23,98	0,432 - (4)	40	21,9	П	Газоконден.
8	3420,6	3421,6	1	0,846	18,56			37,24	0,54 - (5)	40	23,5	П	Газоконден.
9	3423,4	3426	2,6	0,274	37,98	0,21	8,08	13,11	0,432 - (4)	35	14,6	П	нафта+вода
10	3426	3430	4	0,177	77,59			10,83	0,432 - (4)	35	11	П	вода
11	3430	3433	3	0,218	25,16			8,69	0,432 - (4)	25	13,3	П	вода
12	3441,2	3442,6	1,4	0,261	24,38	0,185	7,67	14,79	0,432 - (4)	30	13	ПСГ	нафта+вода
13	3444,2	3445,8	1,6	0,254	17,83	0,229	7,03	13,68	0,432 - (4)	28	11,2	ПСГ	вода

свердловина № 239

Опір бурового розчину Rc = 0,815 Омм

№п\п	Інтервал пласта		Потуж-	Результати інтерпретації ВІКІЗ					Результати інтерпр. БКЗ			Літоло-	Наси-
	покрівля	підошва	ність	$r_{зп}$	$\rho_{зп}$	$r_{оз}$	$\rho_{оз}$	$\rho_{пл}$	$r_{зп}(D_{зп}/d_c)$	$\rho_{зп}$	$\rho_{пл}$	гія	чення
1	3020,6	3022,6	2	0,705	9,55			18,15	0,216 - (2)	40	15,12	ПГ	Газоконден.
2	3032,8	3034,4	1,6	0,592	13,08			21,7	0,432 - (4)	32	14,34	ПГ	Газоконден.
3	3034,4	3035,2	0,8	0,804	17,18			46,16	0,432 - (4)	40	21,93	ПГ	Газоконден.

Продовження таблиці № 4.3

4	3036,6	3037,8	1,2	0,599	12,84			34,27	0,324 - (3)	98,5	31,76	ПСГ	Газоконден.
5	3040,8	3042,6	1,8	0,711	14,7			31	0,324 - (3)	28	15,73	П	Газоконден.
6	3042,6	3043,6	1	0,722	13,5			33,31	0,432 - (4)	37	21	П	Газоконден.
7	3043,6	3045,8	1,8	0,611	13,1			34,1	0,432 - (4)	43,9	20,89	П	Газоконден.
8	3054,6	3055,4	0,8	0,237	30,06	0,286	9,04	20,39	0,216 - (2)	40,21	19,35	П	нафта
9	3055,4	3056,4	1	0,298	25,46	0,235	6,95	18,69	0,54 - (5)	28	17,7	П	нафта
10	3056,4	3057,4	1	0,277	18,56	0,248	5,91	14,38	0,216 - (2)	38	16,8	ПГ	нафта
11	3066,8	3067,8	1	0,839	16,93			32,7	0,324 - (3)	62	25,3	ПГ	Газоконден.
12	3067,8	3069,6	1,8	0,619	17,83			38,52	0,220-(2,04)	59,65	21,8	П	Газоконден.
13	3069,6	3071,2	1,6	0,823	15,26			29,51	0,324 - (3)	55,88	18,9	ПГ	Газоконден.
14	3071,2	3072,6	1,4	0,249	18,38	0,365	10,17	15,41	0,216 - (2)	50	14,04	ПГ	нафта+вода
15	3072,6	3075,2	2,6	0,257	21,77	0,173	6,98	10,66	0,324 - (3)	32,3	11,9	ПГ	вода
16	3075,2	3077	1,8	0,197	18,03			9,36	0,324 - (3)	26,4	10,23	ПГ	вода
17	3086	3088,4	2,4	0,283	25,16	0,237	8,5	19,42	0,324 - (3)	33,11	16,07	П	нафта
18	3088,4	3090,2	1,6	0,293	16,13	0,181	7,9	15,39	0,324 - (3)	28	13,36	ПГ	нафта
19	3090,2	3091,4	1,4	0,209	20,79	0,313	9,31	12,84	0,324 - (3)	32,44	12,03	ПСГ	нафта+вода

Умовні позначення:

$r_{зп}$ (м) - радіус зони проникнення;

$\rho_{зп}$ (Ом·м) - ПЕО зони проникнення;

$r_{оз}$ (м) - радіус облямовуючої зони;

$\rho_{оз}$ (Ом·м) - ПЕО облямовуючої зони;

$\rho_{пл}$ (Ом·м) - ПЕО незміненої частини пласта;

$D_{зп} / d_c$ - відношення діаметра ЗП до діаметра свердловини.

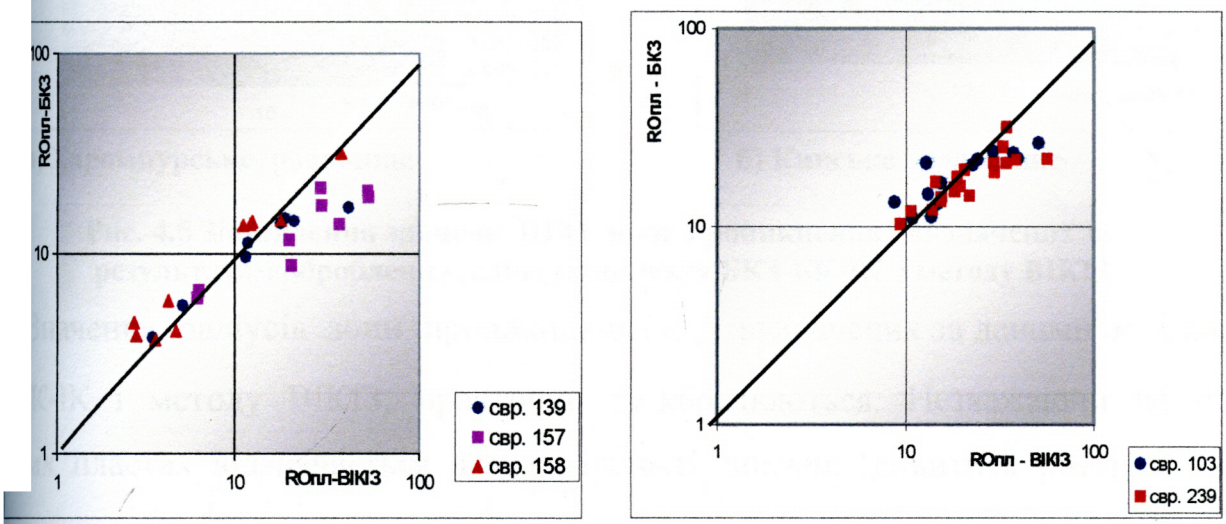
Літологія:

П - пісковик

ПГ – пісковик глинистий

ПСГ – пісковик сильно глинистий

На рисунку 4.4 зображено результати зіставлення значень ПЕО незміненої стини пласта (ρ_n), одержаних у результаті оброблення даних стандартного мплексу БКЗ-БК-ІК і методу ВІКІЗ. Збіжність результатів відмічається для до- і нафтонасичених пластів у діапазоні опорів до 40 Ом·м. Коефіцієнт кореляції цій області дорівнює 0,8. У діапазоні опорів від 40 Ом·м і вище відмічається ниження значень ρ_n пластів, визначених за даними комплексу БКЗ-БК-ІК. Ця яденція простежується на Харампурському і Кинському родовищах (рис.4.4).



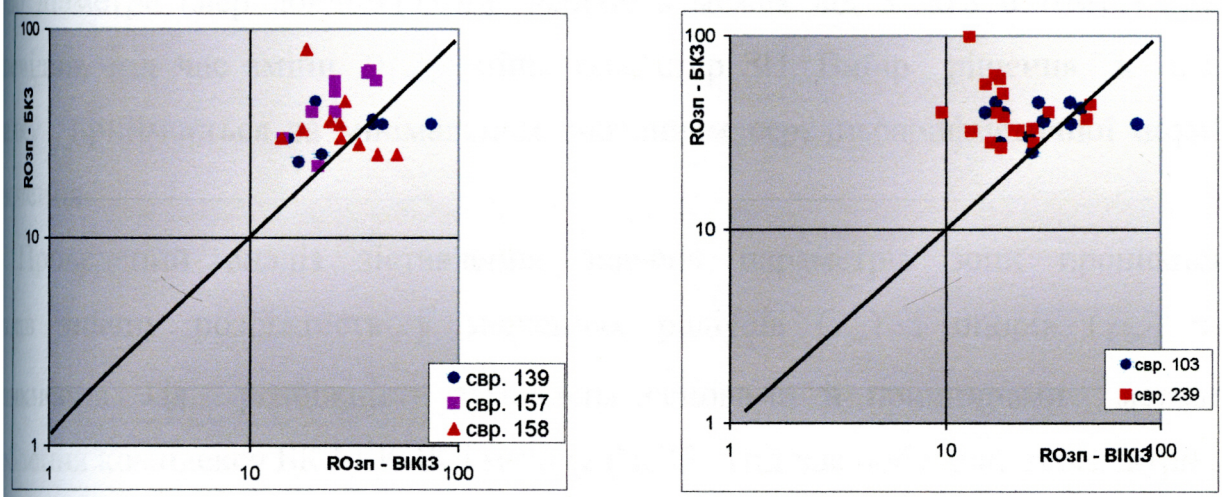
а) Харампурське родовище б) Кинське родовище

Рис. 4.4. Зіставлення значень ПЕО пластів, визначених за результатами оброблення даних комплексу БКЗ-БК-ІК і методу ВІКІЗ

Інтервалу опорів від 40 Ом·м і вище відповідають нафто- і газонасичені асти. Заниження значення опорів, визначених за даними комплексу БКЗ-БК-ІК, ймовірніше, пов'язано з меншою, порівняно з методом ВІКІЗ, вертикальною здільною здатністю методу БКЗ. Під час оброблення методу БКЗ значення ких зондів в інтерпретації участі не беруть, хоч саме ці зонди найбільш кватно визначають ПЕО незміненої частини пласта. Фактор недостатньої ужності пластів для стандартного комплексу призводить до похибки під час значення ρ_n.

На рисунку 4.5 зображено результати зіставлення значень ПЕО зони роникнення ($\rho_{зп}$), які одержані в результаті оброблення даних комплексу З-БК-ІК і методу ВІКІЗ. Ці графіки говорять про систематичне заниження

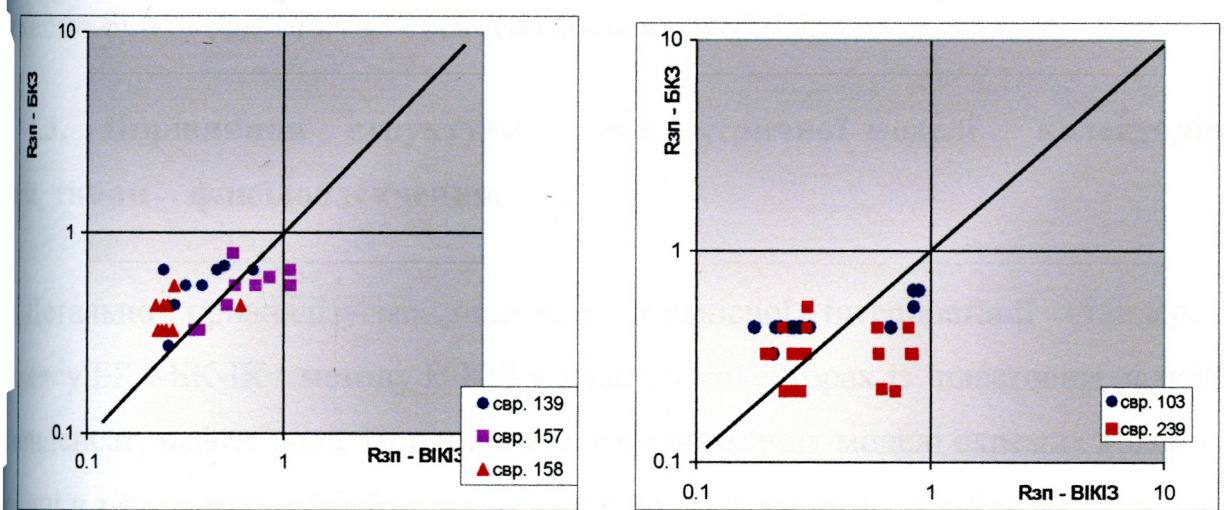
ого параметра, визначеного за результатами інтерпретації досліджень методом ІЗ, порівняно з комплексом БКЗ-БК-ІК. Кореляція на цих графіках відсутня.



а) Харампурське родовище б) Кинське родовище

Рис. 4.5 Зіставлення значень ПЕО зони проникнення, визначених за результатам оброблення даних комплексу БКЗ-БК-ІК і методу ВІКІЗ

Значення радіусів зони проникнення ($r_{зп}$), визначених за даними комплексу -БК-ІК і методу ВІКІЗ, практично не корелюються. Незважаючи на це, в мих пластах відзначається деяка збіжність значень (дивитися рисунок 4.6).



а) Харампурське родовище б) Кинське родовище

Рис. 4.6 Зіставлення значень радіуса зони проникнення, визначених за результатами оброблення даних комплексу БКЗ-БК-ІК і методу ВІКІЗ

Обґрунтувати результати зіставлення даних, зображених на рисунках 4.4, 4.5 6 можна таким чином. За результатами роботи програми «МФС ВИКИЗ» чення радіуса та опору зони проникнення визначається з більшою вірогідністю.

за результатами роботи програми «Electra» значення радіуса та опору зони никнення визначається з певним ступенем наближеності. Відношення діаметра до діаметра свердловини (D/d) - варіює в межах від 3 до 8 в тому ж пласті. ідповідно, під час зміни D/d, змінюється опір ЗП. Вибір рішення в цьому падку приймається за мінімальним значенням середньоарифметичної похибки начення.

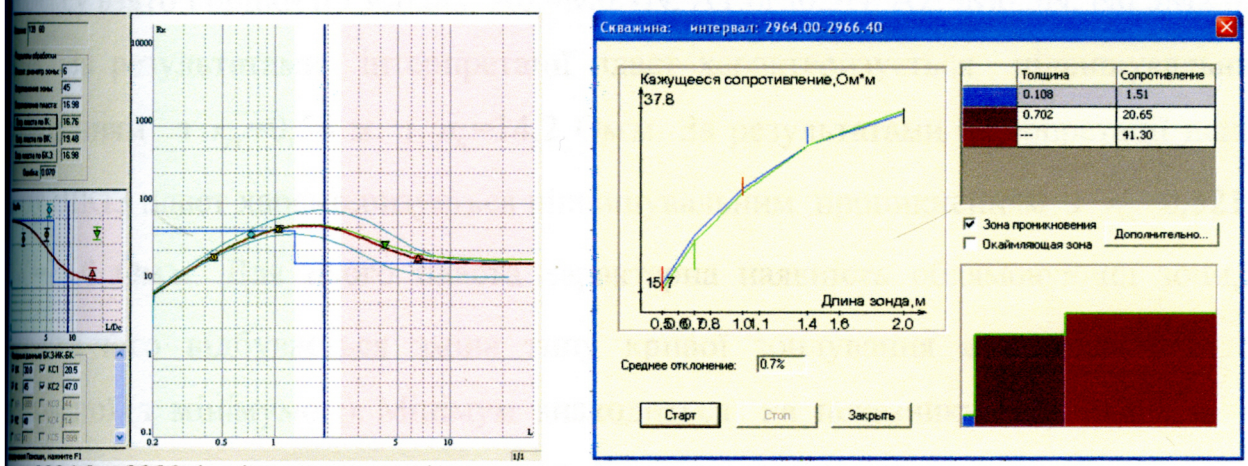
Проведений аналіз зіставлення значень параметрів зони проникнення казав значну розбіжність у значеннях радіусів ($r_{зп}$) і опорів ($\rho_{зп}$) зони никнення. Ця розбіжність зумовлена основами й принципами методики роблення комплексу БКЗ-БК-ІК і методу ВІКІЗ. Під час побудови геоелектричної делі пласта за даними комплексу БКЗ-БК-ІК застосовують тришарову модель редовища (свердловина, ЗП, пласт), виключаючи облямовуючу зону, що значно ливає на значення параметрів не тільки незмінної частини пласта, але і зони никнення. Використання даних методу ВІКІЗ для побудови геоелектричної делі пласта дає можливість моделювати чотиришарове середовище (свердловина, ЗО, пласт). Таким чином, використовуючи дані дослідження методом ВІКІЗ, можемо більш однозначно оцінити геоелектричні параметри пласта.

4.3. Порівняння структури геоелектричної моделі колекторів з ним типом флюїдонасичення.

Детально проаналізуємо приклади кількісної інтерпретації стандартного плексу БКЗ-БК-ІК і методу ВІКІЗ у пластах-колекторах із пластовим флюїдом: оконденсат, нафта, вода. Порівнюючи геоелектричні моделі окремих колекторів, ержані в результаті оброблення цих методів, ми оцінимо їх ефективність під час начення положення ГНК і ВНК на «водоплавних» нафтогазових покладах.

Розглянемо дані дослідження комплексом БКЗ-БК-ІК і методом ВІКІЗ у ердловині №139 Харампурського родовища, геолого-геофізичний розріз якої ображено на рисунку 4.1. Свердловина бурилася на глинистому БР з питомим ором 1,5 Ом·м.

Інтервал 2964,0 - 2966,4 м - колектор, пісковик глинистий, насичений газоконденсатом. Фактичні криві зондування за даними стандартного комплексу і методу ВІКІЗ зображено на рисунку 4.7.



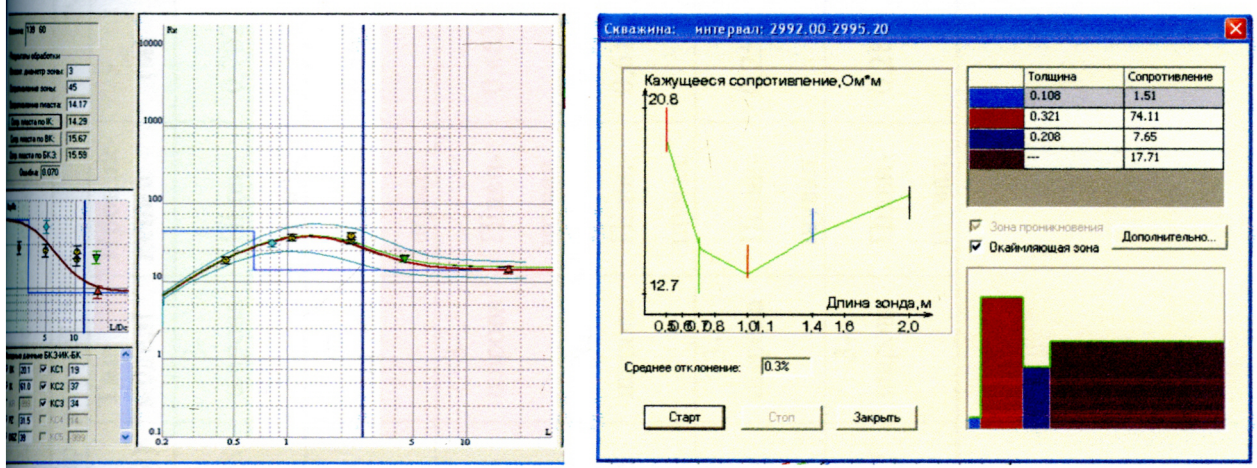
пласт 2964.0 – 2966.4 м (газоконденсат)

а) комплекс БКЗ-БК-ІК **б) метод ВІКІЗ**

Рис. 4.7. Фактичні криві зондування комплексу БКЗ-БК-ІК і методу ВІКІЗ у газонасиченому колекторі Харампурського родовища

Під час оброблення стандартного комплексу БКЗ-БК-ІК були взяті відліки зондах: А0.4М0.1N, А1.0М0.5N, БК, ІК. За даними комплексу БКЗ-БК-ІК цей інтервал характеризується підвищувальним проникненням з $r_{зп}$=0,648 м і =16,98 Ом·м. За даними інтерпретації методу ВІКІЗ інтервал характеризується ижувальним проникненням з $r_{зп}$=0,702 м і $\rho_п$=41,3 Ом·м. Крива зондування етоду ВІКІЗ відображає підвищення опору від свердловини до незміненої стини пласта. Показники двох довгих зондів практично збігаються й значають ПЕО пласта - $\rho_п$. Геоелектричні моделі колектора, побудовані за ними цих комплексів, відрізняються типом проникнення й значенням $\rho_п$ ивитися таблицю 4.4). Значення $\rho_п$ пласта, визначене за даними стандартного плексу, не відповідає дійсному значенню тому, що великі зонди, які струють позірний опір незміненої частини пласта, в обробленні участі не уть за рахунок чинника потужності пласта.

Інтервал 2992,0 – 2995,2 м – колектор, пісковик, пластовий флюїд – нафта. ктичні криві зондування даних комплексу БКЗ-БК-ІК і методу ВІКІЗ цього ектора зображено на рисунку 4.8. Під час оброблення даних стандартного мплексу взято відліки по зондах: A0.4M0.1N, A1.0M0.5N, A2.0M0.5N, N0.5M2.0A, К. За результатами інтерпретації пласт характеризується підвищувальним роникненням з $r_{зп}$=0,54 м і $\rho_п$=14,2 Ом·м. За результатами інтерпретації даних тоду ВІКІЗ пласт характеризується підвищувальним проникненням з $r_{зп}$=0,321 м $\rho_п$=18,0 Ом·м. Для цього пласта характерна наявність облямовуючої зони, у зультаті чого відбувається зміна типу кривої зондування від монотонної до ертованої (з мінімумом). Мінімум знаходиться на показнику зонда 1,0 м.



аст 2992.0 – 2995.2 м (нафта)

а) комплекс БКЗ-БК-ІК **б) метод ВІКІЗ**

Рис. 4.8. Фактичні криві зондування комплексу БКЗ-БК-ІК і методу ВІКІЗ у нафтонасиченому колекторі Харампурського родовища

порівнюючи результати інтерпретації ми бачимо, що геоелектричні делі цього пласта мають різну структуру: тришарову (свердловина, ЗП, пласт) даними комплексу БКЗ-БК-ІК і чотиришарову (свердловина, ЗП, ОЗ, пласт) за ними методу ВІКІЗ. Опори пласта $\rho_п$, визначені за цими двома методами, лизькі за значенням (див. таблицю 4.4).

Інтервал 2999,4 – 3003,4 м – колектор, пісковик, пластовий флюїд – вода. ктичні криві зондування за даними комплексу БКЗ-БК-ІК і методу ВІКІЗ ображені на рисунку 4.9.

Значення параметрів геоелектричної моделі пластів-колекторів

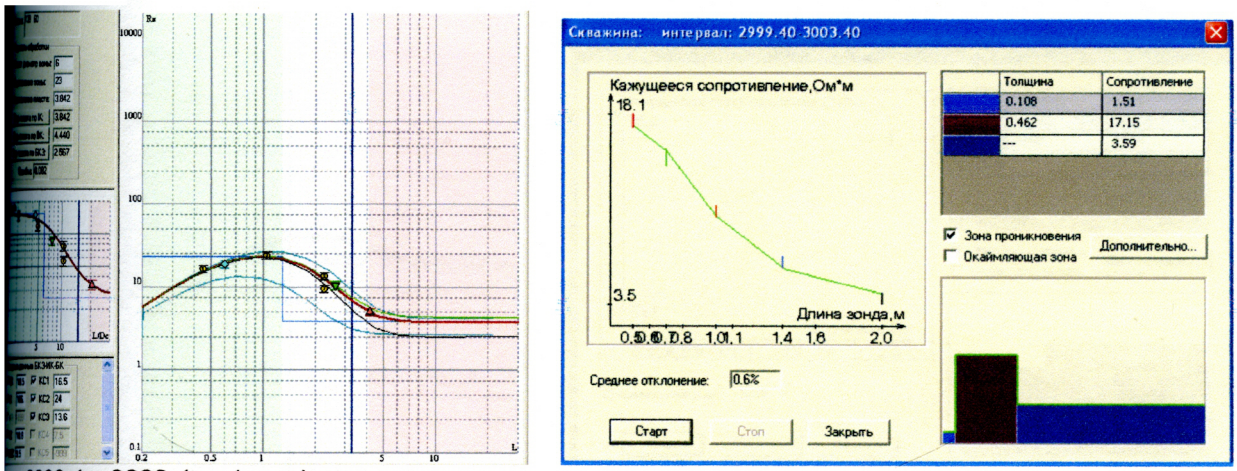
Свердлов. (Родовище)	Інтервал колектора (пласт)	Результати інтерпретації БКЗ					Результати інтерпретації ВІКІЗ					Насичення
		$r_{зп}$ (м)	$\rho_{зп}$ (Омм)	$\rho_{п}$ (Омм)	Тип моделі	Проникнення	$r_{зп}$ (м)	$\rho_{зп}$ (Омм)	$\rho_{п}$ (Омм)	Тип моделі	Проникнення	
139 Харампур	2964,0-2966,4 $Ю_1^1$	0,648	45	16,98	3-шарова	Підвищувал.	0,702	20,65	41,3	3-шарова	Знижувальне	ГК
	2992,0 - 2995,2 $Ю_1^3$	0,54	35	14,2	3-шарова	Підвищувал.	0,321	74,11	17.7	4-шарова	Підвищувал.	Нафта
	2999,5 - 3003,6 $Ю_1^3$	0,648	23	3,84	3-шарова	Підвищувал.	0,463	17,15	3,59	3-шарова	Підвищувал.	Вода
239 Кинське	3067,8 - 3069,6 $Ю_1^4$	0,220	59,65	21,8	3-шарова	Підвищувал.	0,619	17,83	38,52	3-шарова	Знижувальне	ГК
	3072,6 - 3075,2 $Ю_1^4$	0,324	32,3	11,9	3-шарова	Підвищувал.	0,257	21,77	10,66	4-шарова	Підвищувал.	Вода
	3086,0 - 3088,4 $Ю_1^5$	0,324	33,11	16,07	3-шарова	Підвищувал.	0,283	25,16	19,42	4-шарова	Підвищувал.	Нафта

Умовні позначення

$r_{зп}$ (м) – радіус зони проникнення;

$\rho_{зп}$ (Ом· м) – опір зони проникнення;

$\rho_{п}$ (Ом· м) – опір незміненої частини пласта.



ст 2999.4 – 3003.4 м (вода)

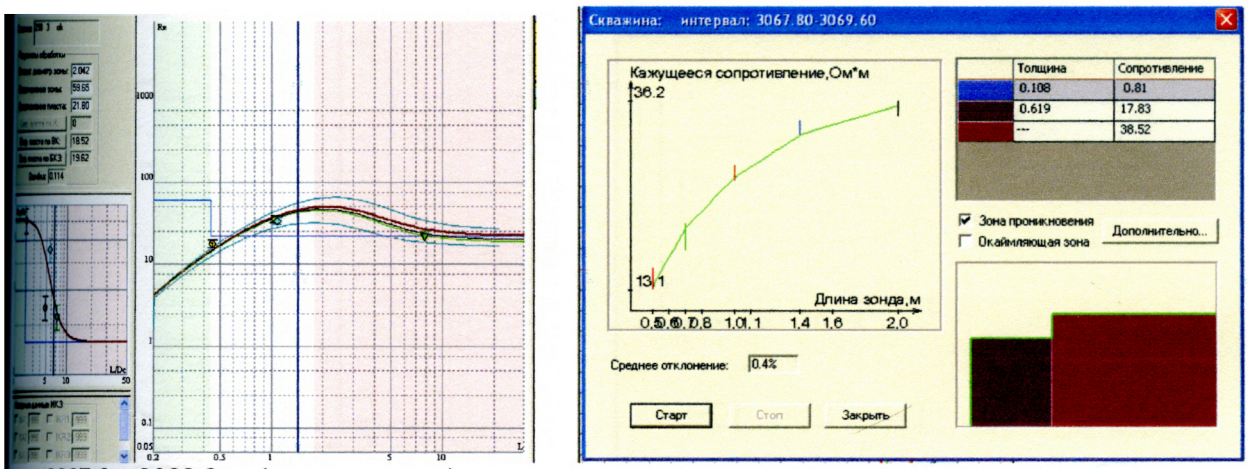
а) комплекс БКЗ-БК-ІК **б) метод ВІКІЗ**

Рис. 4.9. Фактичні криві зондування комплексу БКЗ-БК-ІК і методу ВІКІЗ у водонасиченому колекторі Харампурського родовища

Геоелектричні моделі, побудовані за результатами оброблення цих двох плексів, мають однакову структуру (свердловина, ЗП, пласт), один тип никнення (підвищувальний) і близькі значення $r_{зп}$ і ρ_n (див.таблицю 4.4). За ультатами інтерпретації БКЗ-БК-ІК $r_{зп}$=0,648 м, ρ_n=3,84 Ом·м. За даними оду ВІКІЗ $r_{зп}$=0,463 м, ρ_n=3,58 Ом·м. Для методу ВІКІЗ цей пласт є типовим кладом водонасичених колекторів. Зондування характеризується монотонною вою питомого опору, значення якої зменшується з довжиною зонда. Показники ть для довгих зондів різняться між собою, що свідчить про наявність растної і досить широкої ЗП.

Розглянемо приклади порівняння геоелектричних моделей пластів-лекторів, побудованих за результатами оброблення даних стандартного плексу БКЗ-БК-ІК і методу ВІКІЗ, проведених в експлуатаційній рдловині №239 Кинського родовища. Геолого-геофізичний розріз цієї рдловини зображено на рисунку 4.2. Розкриття розрізу проводилося на нистому буровому розчині з крохмальними добавкам, питомий опір якого івнював 0,815 Ом·м.

Інтервал 3067,8 – 3069,6 м – колектор, пісковик, насичений газоконденсатом. актичні криві зондування стандартного комплексу БКЗ-БК-ІК і методу ВІКІЗ бражено на рис. 4.10.



пласт 3067.8 – 3069.6 м (газоконденсат)

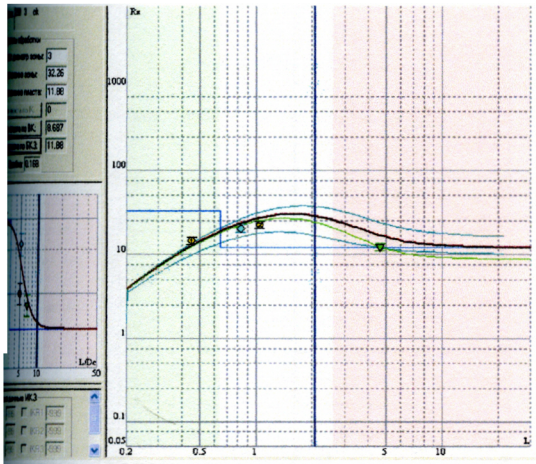
а) комплекс БКЗ-БК-ІК **б) метод ВІКІЗ**

Рис. 4.10 Фактичні криві зондування комплексу БКЗ-БК-ІК і методу ВІКІЗ у газонасиченому колекторі Кинського родовища

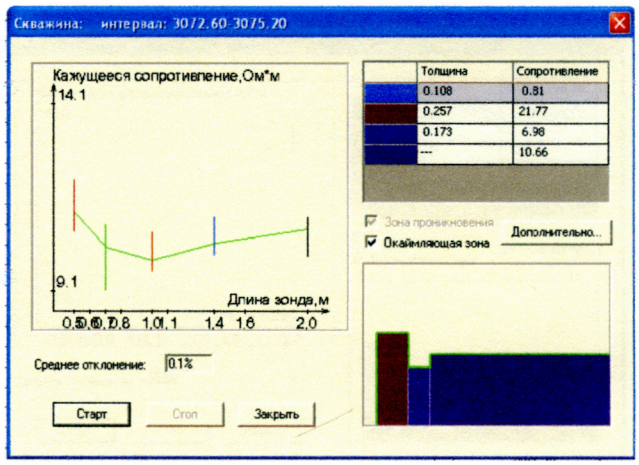
Під час інтерпретації комплексу БКЗ-БК-ІК взято відліки по зондах: M0.1N, A1.0M0.5N, БК, ІК. Геоелектричні моделі, одержані за результатами роблення стандартного комплексу і методу ВІКІЗ, мають однакову структуру ришарову (свердловина, ЗП, пласт). За даними комплексу БКЗ-БК-ІК для пласта рактерно підвищувальне проникнення з $r_{зп}$=0,216 м і ρ_n=21,8 Ом·м, за даними тоду ВІКІЗ - понижувальне проникнення з $r_{зп}$=0,619 м і ρ_n=38,52 Ом·м витися таблицю 4.4). Спостерігається розбіжність параметрів ЗП і ПЕО ста, а також типу проникнення. Недостатня потужність пласта для методу З спричинила помилку у визначенні параметрів геоелектричної моделі. За ими методу ВІКІЗ крива зондування відображає підвищення опору від рдловини до незміненої частини пласта.

Інтервал 3072,6 – 3075,2 м - колектор, пісковик, водонасичений. Фактичні ві зондування за даними стандартного комплексу і методу ВІКІЗ зображено рисунку 4.11.

Під час інтерпретації комплексу БКЗ-БК-ІК взято відліки по зондах: 4M0.1N, A1.0M0.5N, A2.0M0.5N, N0.5M2.0A, БК, ІК. За результатами ерпретації стандартного комплексу для цього пласта характерна тришарова уктура геоелектричної моделі (свердловина, ЗП, пласт) і підвищувальне никнення з $r_{зп}$=0,324 м і ρ_n=11,9 Ом·м.



ст 3072.6 – 3075.2 м (вода)
омплекс БКЗ-БК-ІК

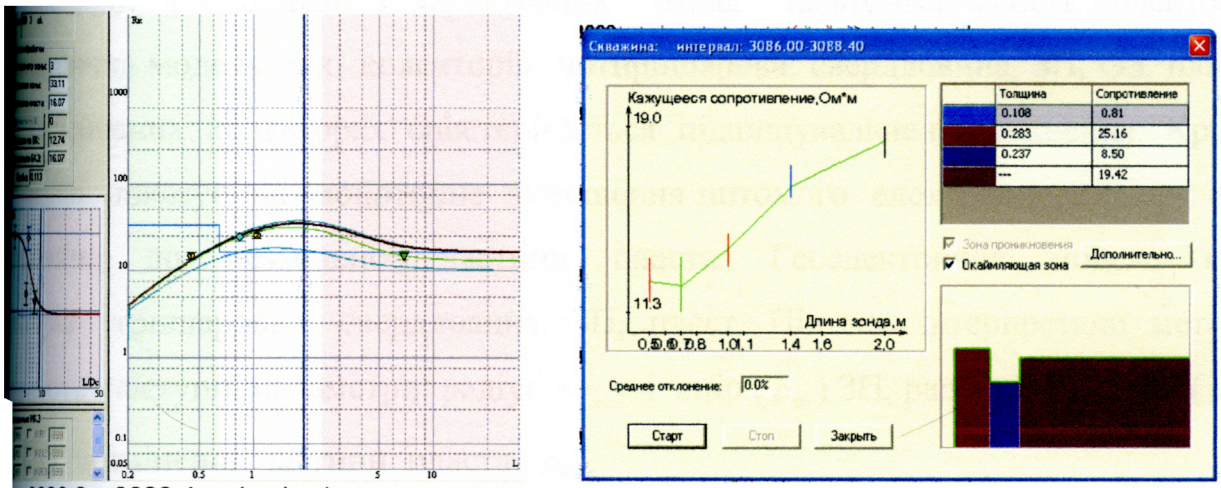


б) метод ВІКІЗ

Рис. 4.11. Фактичні криві зондування комплексу БКЗ-БК-ІК і методу ВІКІЗ в водонасиченому колекторі Кинського родовища

За результатами інтерпретації даних методу ВІКІЗ для пласта характерні ришарова геоелектрична модель (свердловина, ЗП, ОЗ, пласт), підвищувальне никнення з $r_{зп}$=0,257 м і $\rho_п$=10,66Ом·м (див. таблицю 4.4). Крива зондування КІЗ має інвертований вигляд з мінімумом на показнику зонда 1,0 м. Такий д кривої зондування характерний для нафтонасичених колекторів. Але опір міненої частини пласта нижчий від граничного значення насичення $\rho_п^*$. Цю тину пласта можна розглядати як водонасичену з незначним вмістом нафти. ймовірніше, склад припливу з цього інтервалу буде вода з плівкою нафти.

Інтервал 3086,0 – 3088,4 м – колектор, пісковик, насичення – нафта. Фактичні ві зондування за даними комплексу БКЗ-БК-ІК і методу ВІКІЗ зображено на унку 4.12. Під час оброблення стандартного комплексу взято відлік по зондах: 4M0.1N, A1.0M0.5N, A2.0M0.5N, N0.5M2.0A, БК, ІК. За результатами ерпретації комплексу БКЗ-БК-ІК пласт характеризується тришаровою уктурою геоелектричної моделі і підвищувальним проникненням з $r_{зп}$=0,324 м і =16,07 Ом·м. За результатами обробки даних методу ВІКІЗ для пласта характерна ришарова модель і підвищувальне проникнення з $r_{зп}$=0,283 м і $\rho_п$=19,42 Ом·м . табл. 4.4). Крива зондування має інвертований вигляд з мінімумом на знику зонда 0,7 м і свідчить про наявність ОЗ. Радіус ЗП і ПЕО пласта, чені за двома комплексами близькі за значеннями.



т 3086.0 – 3088.4 м (нафта)

) комплекс БКЗ-БК-ІК **б) метод ВІКІЗ**

Рис. 4.12 Фактичні криві зондування комплексу БКЗ-БК-ІК і методу ВІКІЗ у нафтонасиченому колекторі Кинського родовища

Аналізуючи вище наведені результати оброблення даних комплексу БКЗ-К і методу ВІКІЗ з визначення структури і параметрів геоелектричної елі пластів-колекторів можна зробити наступні висновки.

Результати оброблення даних стандартного комплексу БКЗ-БК-ІК свідчать підвищувальне проникнення фільтрату бурового розчину в породу-колектор, алежно від фільтраційно-ємнісних параметрів і характеру флюїдонасичення екторів. Структура геоелектричних моделей тришарова: свердловина, ЗП, ст. Під час інтерпретації визначають наступні параметри: радіус ($r_{зп}$) і опір) ЗП, ПЕО незміненої частини пласта (ρ_n). ρ_n - є основним параметром, який ористовується для подальшої інтерпретації під час виділення інтервалів дуктивних колекторів і визначення коефіцієнта нафтогазонасиченості.

Результати оброблення даних методу ВІКІЗ свідчать про наявність у розрізі дловин як підвищувального, так і знижувального проникнення фільтрату ового розчину в породу-колектор. Знижувальне проникнення спостерігається в екторах, де відбувається заміщення фільтратом газоконденсату, щільність якого че від щільності нафти в середньому на 0,2 г/см^3. У цих колекторах електрична модель пласта тришарова: свердловина, ЗП, пласт. У нафтонасичених екторах спостерігається підвищувальне проникнення і облямовуюча зона. вність ОЗ у пласті свідчить про присутність не тільки рухливої нафти, але і

ливої води, і є однією з характерних ознак нафтонасиченості колектора. лектрична модель цих колекторів чотиришарова: свердловина, ЗП, ОЗ, пласт. водонасичених колекторах спостерігається підвищувальне проникнення. Крива дування показує на монотонне зменшення питомого електричного опору від дловини до незміненої частини пласта. Геоелектрична модель цих екторів тришарова: свердловина, ЗП, пласт. Під час інтерпретації методу ачають наступні параметри: радіус ($r_{зп}$) і опір ($\rho_{зп}$) ЗП, радіус ($r_{оз}$) і опір ($\rho_{оз}$) ПЕО незміненої частини пласта (ρ_n).

Проведений аналіз дав можливість встановити, що метод ВІКІЗ має більш оку локальну вибірковість і радіальну роздільну здатність [104]. Застосування ого методу дає змогу підвищити ефективність дослідження присвердловинних сторів, в тому числі більш однозначно визначати параметри зони проникнення 3,105]. За результатами оброблення даних методу ВІКІЗ ми бачимо, що ектори з різним типом флюїдонасичення характеризуються певною уктурою геоелектричної моделі: тип проникнення (знижувальний, ищувальний), параметри ЗП ($r_{зп}, \rho_{зп}$), наявність або відсутність ОЗ ($r_{оз}, \rho_{оз}$), незміненої частини пласта (ρ_n).

Висновки.

1. Проведено аналіз ефективності застосування комплексу БКЗ-БК-ІК для начення геоелектричної моделі колекторів в умовах теригенних відкладів ського горизонту на родовищах ЗСНГП. Встановлено, що стандартний плекс володіє недостатньою вертикальною роздільною здатністю для умов кошаруватого розрізу і відсутністю на даний час інтерпретаційних палеток, б дали можливість однозначно оцінювати параметри геоелектричних днорідностей присвердловинної зони колекторів у покладах з токомпонентним складом пластового флюїду.

2. Ґрунтуючись на проведеному аналізі результатів оброблення даних плексу БКЗ-БК-ІК і методу ВІКІЗ, було встановлено, що геоелектричні делі одного пласта, визначені за результатами інтерпретації цих методів, різняються не тільки параметрами, але і структурою моделі. Доведено, що

час визначення параметрів і структури геоелектричної моделі пластів ике значення мають технологія проведення досліджень, методичні особливості плексу досліджень і спосіб та методика оброблення даних.

3. Для підвищення вірогідності визначення параметрів геоелектричної елі колекторів пропонується застосовувати метод ВІКІЗ, який володіє високою тикальною і радіальною роздільною здатністю в умовах геологічного розрізу генних відкладів. Ґрунтуючись на результатах інтерпретації методу ВІКІЗ, зроблений висновок, що колектори з різним типом пластового флюїду актеризуються певним видом геоелектричної моделі.

4. Доведено, що оцінка параметрів геоелектричної моделі колектора, значена за даними дослідження методу ВІКІЗ, дає можливість із більшим ступенем вірогідності оцінювати характер насичення.

ходиться суміш пластових рідин і фільтрату, а іще дальше - незачеплена оникненням зона, де властивості пласта не змінилися.

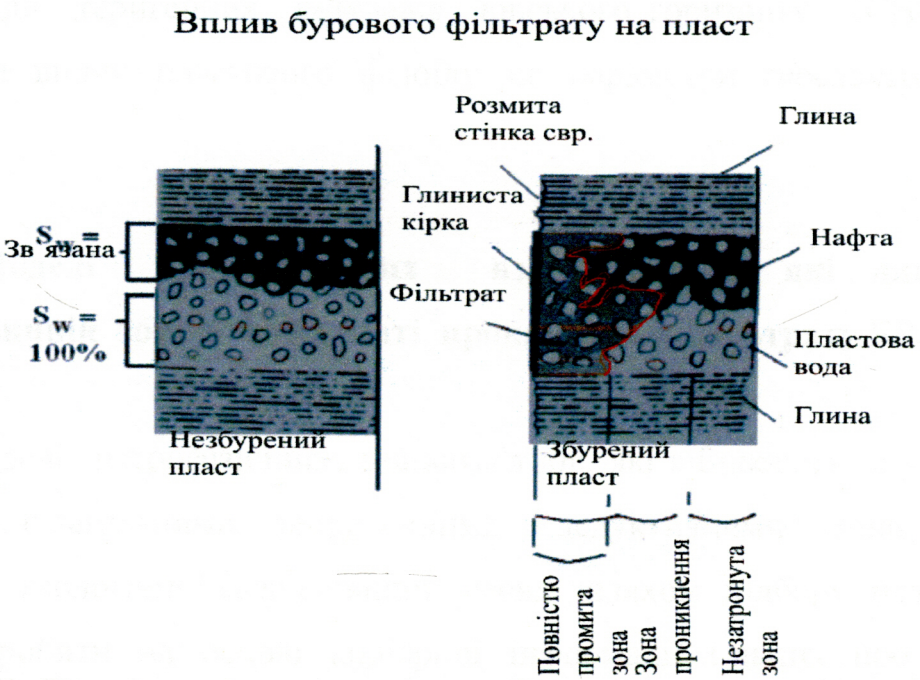


Рис. 5.1. Утворення техногенних неоднорідностей у присвердловинній зоні

Одним із головних аспектів визначення параметрів геоелектричної моделі лекторів є дослідження природи джерела, у результаті якого виникають ектричні неоднорідності в присвердловинній зоні. Лабораторні розробки і актичні дослідження дають можливість по-новому глянути на геоелектричні однорідності, які утворюються у присвердловинному просторі і оцінити вплив х неоднорідностей на показання методів ГДС і результати їх інтерпретації 10,111,112,113,114,115]. Практично всі методи ГДС традиційно орієнтовані на вчення незміненої частини пласта. Зона проникнення весь час розглядалася як решкода, вплив якої на результати інтерпретації треба виключати. Метод КІЗ забезпечує більш детальне вивчення розподілу електричних властивостей ме у присвердловинному просторі. Практичний досвід застосування методу КІЗ у тонкошаруватих теригенних відкладах ЗСНГП показує його переваги в рівнянні з іншими вітчизняними багатозондовими комплексами, які вивчають присвердловинний простір. Висновки про переваги і недоліки методу викладено багатьох статтях, які висвітлюють питання впровадження його у виробничу рактику [103,104,105,108,109].

У цьому розділі за результатами фактичних досліджень методом ВІКІЗ у рдловинах, які розкрили «водоплавні» нафтогазоконденсатні поклади, урочені до теригенних відкладів юрського горизонту ЗСНГП, детально глядається вплив пластового флюїду на параметри геоелектричної моделі екторів.

5.1 Моделі петрофізичних взаємозв'язків, які виникають у свердловинній зоні в результаті проникнення фільтрату БР.

Всі моделі петрофізичних взаємозв'язків, які виникають в утвореній зоні никнення є загальними, теоретичними і дедуктивними. Вони настроюються конкретні геологічні і свердловинні умови шляхом підбору ряду параметрів. можна зробити на основі апріорної інформації і даних про свердловинні ови (пластова температура, питомий опір пластової води і фільтрату БР, кість і дифузія пластового флюїду). Результати створення подібних трофізичних взаємозв'язків описані в літературі, присвяченій цьому питанню 9,50,100,111,112,113].

У колекторах з багатокомпонентним складом пластового флюїду фільтрат Р, який надходить у пори колектора, витісняє в першу чергу газ, нафту, а тім і пластову воду. На рисунку 5.2 зображено залежність коефіцієнта донасиченості від глибини свердловини і потужності продуктивного пласта-лектора, а також характер зміни водонасиченості у результаті впливу фільтрату У лівій частині рисунка зображено графік зміни водонасиченості в одуктивному пласті з підошовною водою. У підошві пласта, в інтервалі донасичених колекторів, водонасиченість S_w постійна і рівняється 100%. ище за глибиною розрізу - перехідна зона, де S_w змінюється, монотонно убуває ти, поки не стане рівною залишковій водонасиченості S_{wo} (для гідрофобних лекторів S_{wo} рівняється 25%). В інтервалі гранично насиченої зони донасиченість залишається постійною і дорівнює залишковій водонасиченості.

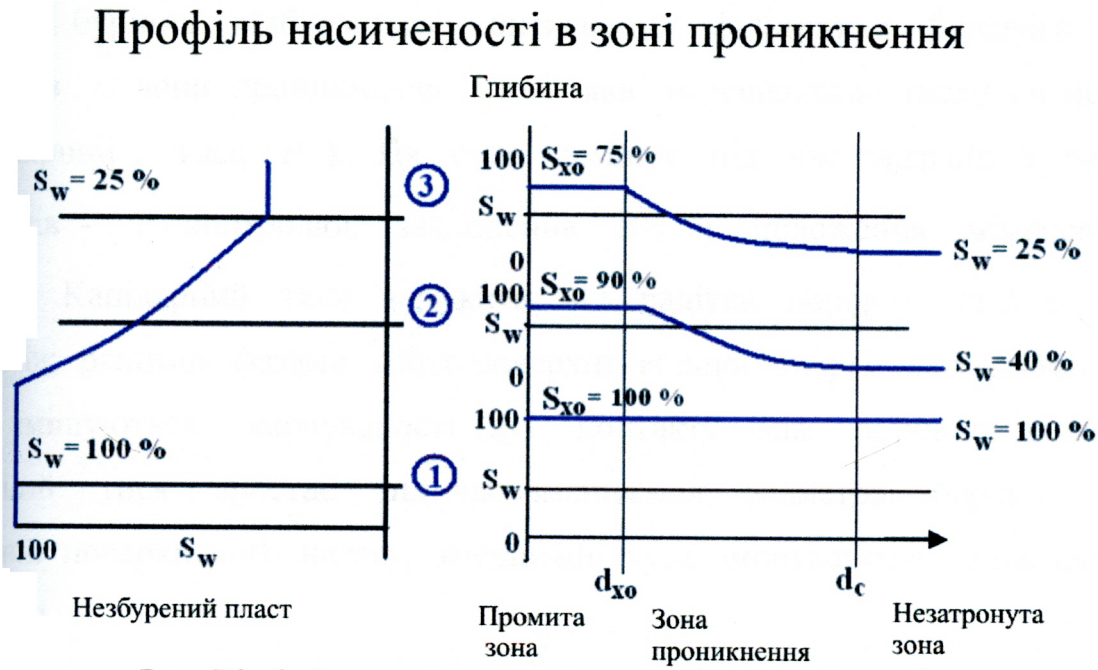


Рис. 5.2. Зміна водонасиченості в присвердловинній зоні

У правій частині рисунка показано як змінюється профіль водонасиченості в трьох різних точках за глибиною пласта після проникнення в пласт фільтрату 2. У нижній частині пласта - водонасиченість у промитій зоні, зоні проникнення і незміненій зоні однакова і рівняється 100%. Середня область – перехідна зона – де прослідкується зміна водонасиченості, викликана наявністю в пласті нафти, частина якої була промита проникненням фільтрату БР. Через наявність залишкової нафти водонасиченість промитої зони менше 100%, а у ЗП менше ніж у промитій зоні, водонасиченість у незачепленій зоні приблизно рівняється S_w=40%. У покрівельній частині пласта водонасиченість промитої зони дорівнює 100% і менше ніж у перехідній області (90%). Водонасиченість незачепленої зони у покрівельній частині пласта дорівнює залишковій водонасиченості S_w=25%.

Водонасиченість породи впливає на коефіцієнт водонасиченості зони проникнення. Емпіричне вираження цього зв'язку запропонував А.Пупон:

$$K_{взп} = A * K_в + 1 - A \qquad (5.1)$$

$K_в$ - коефіцієнт водонасиченості породи (див. рис. 5.2),

$K_{взп}$ - коефіцієнт водонасиченості зони проникнення,

A - параметр рівний 0,3-0,5 (визначається геологічними умовами)

РОЗДІЛ 5
ОСОБЛИВОСТІ ГЕОЕЛЕКТРИЧНОГО МОДЕЛЮВАННЯ ПРИСВЕРДЛОВИННОЇ ЗОНИ «ВОДОПЛАВНИХ» НАФТОГАЗОКОНДЕНСАТНИХ ПОКЛАДІВ

Під час буріння свердловини відбувається взаємодія фільтрату бурового чину з пластами і в присвердловинному просторі утворюється динамічна тема зон, фізичні властивості яких відрізняються між собою. У процесі никнення фільтрату БР в присвердловинний простір відбувається витиснення фти, газу, газоконденсату і води. В інтервалі колекторів утворюється глиниста ка, зона кольматації, промита зона і зона входження фільтрату - зона никнення (ЗП) (див. рис. 5.1.). Питанню проникнення фільтрату бурового чину в пласт присвячені дослідження багатьох учених: Б.Ю. Вендельштейна, О.Резванова, В.М.Добриніна, С.С.Ітенберга, Л.І.Орлова, О.В.Ручкіна, М.Свіхнушина, М.М.Михайлова, М.М.Іванової, а також С.Дж.Пірсона, Маскета та багато інших [17, 46-53]. Від перших дослідників до нашого часу, луючі уявлення про взаємодію свердловини і колекторів під час буріння постійно лися і розвивалися.

На рисунку 5.1 зображено схему продуктивного пласта до і після проникнення пласт фільтрату БР. У лівій частині рисунка ми бачимо вихідні характеристики аста. Верхня частина пласта продуктивна (водонасиченість рівняється шковій водонасиченості породи $S_w = S_{wo}$), нижня частина пласта водонасичена онасиченість S_w = 100%). Існує перехідна зона між покрівлею і підошвою та, де водонасиченість росте від залишкової до 100%.

У правій частині рисунка показано той же пласт після проникнення у нього льтрату БР. Фільтрат заміщає пластові флюїди, проштовхуючи їх углиб аста, і займаючи їх місце біля стінки свердловини. Пластова вода практично іщається фільтратом, а частина нафти залишається в присвердловинній і, яка промита фільтратом. Далі вглиб пласта - зона проникнення, де

Під час буріння відбувається витиснення фільтратом бурового розчину глеводнів із зони проникнення. Сила, яка перешкоджає тиску витиснення, - капілярний тиск (P_c). Ця сила домінує під час міграції і акумуляції глеводнів - P_c контролює захоплення ВВ і положення міжфлюїдальних нтактів. Капілярний тиск залежить від радіуса порових каналів, напруги резії між різними фазами, тобто поверхні вільної енергії між двома фазами, не змішуються, змочуваності (кут контакту між рідиною і породою). пілярний тиск зростає під час зменшення діаметра порових каналів, льшенні поверхневого натягу, зменшенні кута змочуваності і вираховується за рмулою:

$$P_c = 2\gamma * \cos\theta / r_t, \qquad (5.2)$$

γ - поверхневий натяг,

r_t - радіус порового каналу,

θ - змочуваність (дивитися рис. 5.3) .



$0 < \theta < 90$ - фаза, яка не змочує $90 < \theta < 180$ - фаза, яка змочує

Рис. 5.3. Зміна кута змочуваності в породах різного типу

За результатами лабораторних досліджень даних тискового витиснення і ведених до пластових умов, можна розрахувати капілярний тиск, який кто позначають як «висоту над рівнем вільної води» через формулу:

$$P_c = (\rho_w - \rho_{hc}) * 0.098 * h, \qquad (5.3)$$

ρ_w - щільність пластової води в г/см^3 ,

ρ_{hc} - щільність нафти в г/см^3,

0,098 - градієнт тиску прісної води в атм/м,

h - висота над рівнем вільної води в метрах.

Функція Леверетта (J-функція) – це засіб нормалізації значення P_c за допомогою проб з різними значеннями пористості і проникності. Виражається вона через формулу:

$$J = \frac{3.183 * P_c * \sqrt{K_{пр} / K_п}}{\gamma * \cos\theta}, \qquad (5.4)$$

J - функція Леверетта від водонасиченості (безрозмірна),

- капілярний тиск (атм.),

- проникність в (мД),

$K_п$ - пористість (долі од.),

γ - поверхневий натяг ВВ/пластова вода (дин/см),

θ - кут змочуваності.

Використовуючи формулу Леверетта можна перетворити ряд кривих P_c, що відповідають певному колектору, в криву обчислювання водонасиченості S_w через функцію Леверетта. В результаті одержують відношення між водонасиченістю, пористістю, проникністю для будь-якого значення h вище дзеркала вільної води.

$$J(S_w) = J = \frac{3.183 * (\rho_w - \rho_{hc}) * 0.098 * h * \sqrt{K_{пр} / K_п}}{\gamma * \cos\theta} \qquad (5.5)$$

З цієї формули видно, що водонасиченість породи залежить не тільки від висоти продуктивного покладу і ФЄВ колекторів, але і від властивостей флюїду, який насичує пори колектора.

Відмінність проб нафти різної в'язкості, а також нафти і газу (або конденсату) виражається через безрозмірний параметр відносної в'язкості:

$$\mu_o f_2(k_в^*) / f_1(k_{во}) \qquad (5.6)$$

а також залежить від відносних фазових проникностей змочувальної і не змочувальної фаз.

За результатами великої кількості лабораторних досліджень було доведено, що відносна в'язкість флюїду, який насичує пори колектора (відносна в'язкість -

кість у порівнянні з в'язкістю фільтрату бурового розчину), має великий вплив коефіцієнт рухливого водонасичення присвердловинної зони пласта, отже, водонасиченість ЗП. В свою чергу водонасиченість ЗП і незміненої частини ста є одним із вирішальних чинників, які впливають на параметри електричної моделі колектора і розподіл опору в присвердловинній зоні.

5.2. Удосконалення геолого-геофізичної моделі присвердловинної зони екторів для обґрунтування ВНК за геоелектричними параметрами.

Для того, щоб оптимально враховувати зміну фізичних властивостей ста в ЗП потрібен детальний аналіз процесів, які відбуваються в цій зоні і ників, які впливають на ці процеси. В четвертому розділі детально описано ники, які впливають на зміну електричних властивостей пластів в свердловинному просторі. Це фільтраційно-ємнісні параметри колекторів, д флюїду, який насичує пори колектора, реологічні властивості бурового чину, а також режими буріння і терміни проведення каротажу. При однакових овах буріння і термінах проведення каротажу, основними причинними кторами, які впливають на параметри геоелектричної моделі колекторів ишаються фільтраційно-ємнісні властивості колекторів і пластовий флюїд 4,115]. Суттю подальших досліджень дисертаційної роботи є визначення ежності параметрів зони проникнення від типу пластового флюїду, який ниться за величиною густини, відносної в'язкості і дифузії (газ, газоконденсат, фта, вода) [60,61,62,63] .

«Водоплавні» нафтгазоконденсатні поклади є об'єктами з дуже складними ектричними властивостями присвердловинного простору [115,116,117]. За сотою покладу електричні властивості піддаються різким змінам. Результати слідження методом ВІКІЗ є основою для визначення геоелектричних раметрів присвердловинної зони пластів, а саме: питомого електричного опору ЕО) пласта, зони проникнення (ЗП) і облямовуючої зони (ОЗ), радіусів ЗП і ОЗ. оелектрична модель окремих пластів дає змогу одержати в сукупності

електричнии розріз свердловини. За даними дослідження методом ВІКІЗ у кількох десятках свердловин Харампурської групи родовищ автором побудовані електричні моделі розрізу родовища. Досліджувані свердловини пробурені в них тектонічних блоках, які зміщені між собою по вертикалі і мають різну ову покладу.

В тектонічних блоках, які зазнали порівняно більшого підняття, присутня ова шапка і поклад складається з наступних зон: газонасичена зона, перехідна а ГНК, нафтова зона, перехідна зона ВНК, водонасичена частина пласта. В щених тектонічних блоках газова шапка відсутня, і поклад складається з тупних зон: нафтонасичена зона, перехідна зона ВНК, водонасичена частина. На унку 5.4 зображено геоелектричні розрізи свердловин, які пробурені в різних тонічних блоках родовища. Свердловина № 234 пробурена в склепінній частині ктонічного блоку 1Ю, а свердловина № 114 на крилі структури того же блоку, ердловина № 419 пробурена в сусідньому тектонічному блоці 6Ю, який зміщений вертикалі вниз у порівнянні з тектонічним блоком 1Ю. У цих свердловинах ложення ВНК відзначається на різній глибині і в різних стратиграфічних астах, в свердловині № 234 відзначається наявність газової шапки.

Дослідження нафтогазових родовищ ЗСП показало, що визначення ложення ВНК у цих покладах дуже часто ускладнено, тому що крім впливу инників пористості і проникності колектора, капілярного тиску, фазових роникностей для нафти і води, властивостей нафти, значний вплив мають також исота покладу, літологічна неоднорідність та багато інших. Одним із факторів, ливу на визначення положення контактів, є технічний фактор, пов'язаний з роведенням геофізичних робіт: якість записаного матеріалу і визначення бсолютних позначок. В зв'язку із цим, існує необхідність окрім критичних ачень ПЕО незміненої частини пласта ρ_n^* і коефіцієнта водонасиченості $K_в^*$ ести додаткові параметри, які дають змогу однозначніше оцінити положення НК. Такими параметрами є параметри геоелектричної моделі колектора. На сунку 5.5 зображено геоелектричний розріз «водоплавного» нафтового покладу газовою шапкою на прикладі Харампурского родовища.

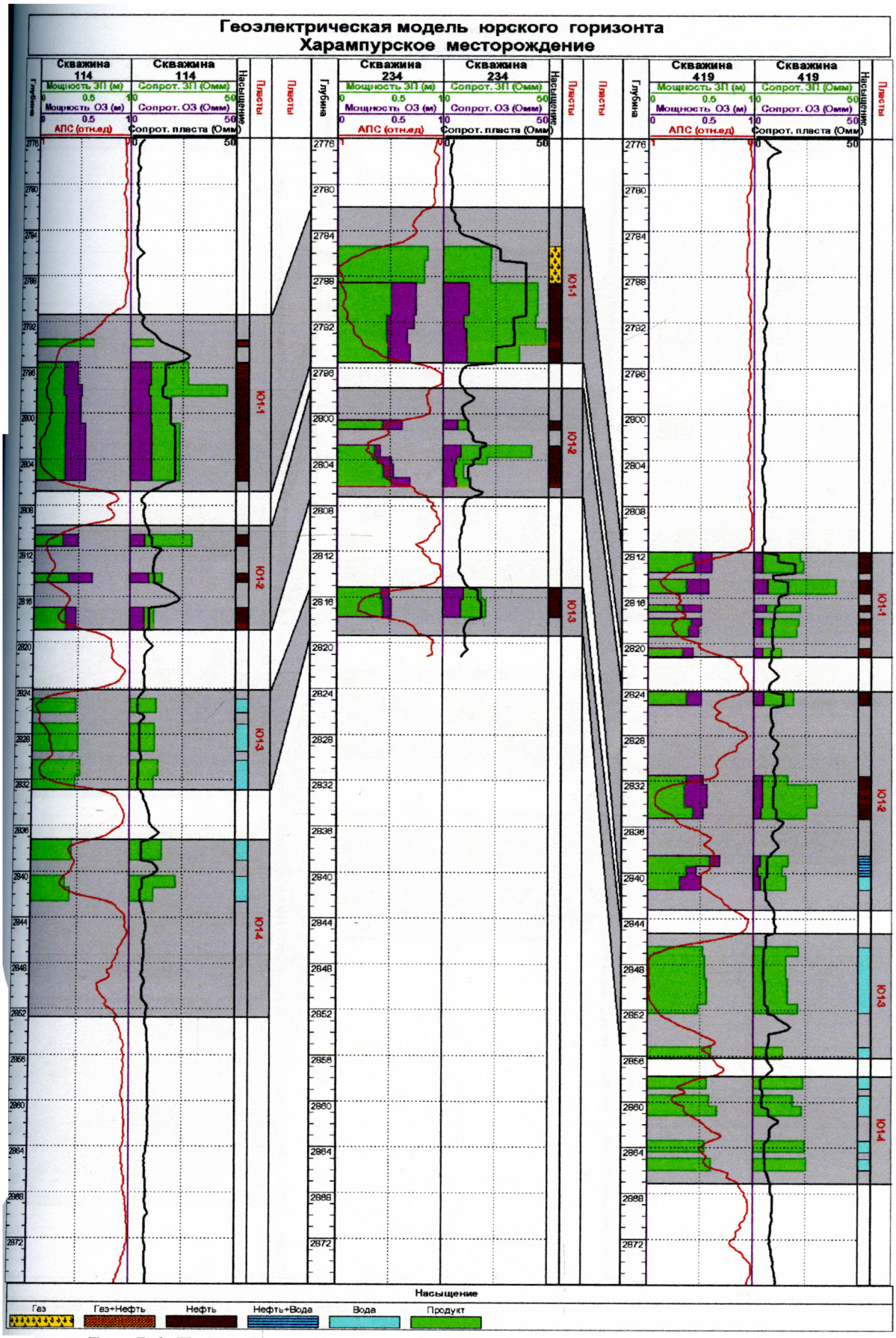


Рис.5.4 Геоелектричний розріз свердловин, пробурених у різних тектонічних блоках Харампурського родовища

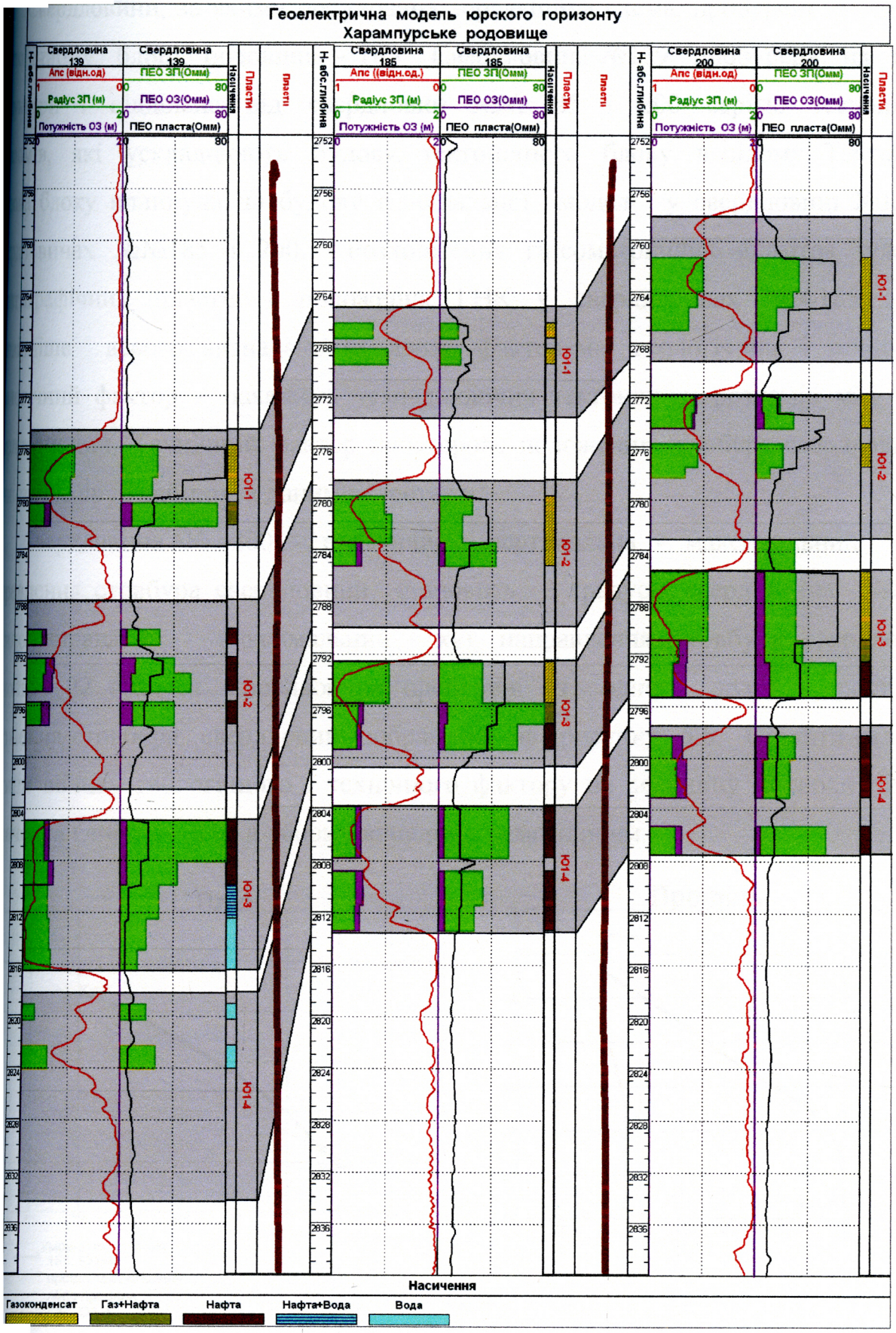


Рис.5.5. Геоелектрична модель нафтового покладу з газовою шапкою Харампурського родовища

Свердловини, за якими побудована кореляційна схема, пробурені в одному тонічному блоці родовища - 1Ю. Свердловина №139 пробурена на крилі уктури і відділена від свердловин №№ 185 і 200 серією тектонічних ломів, які ускладнюють будову тектонічного блоку в цілому. Тектонічна дова блоку вплинула на будову флюїдальної моделі у свердловині №139 і рдловинах №№185 і 200. Розходження гіпсометричних відміток покрівлі атиграфічних пластів і положення ГНК у свердловинах №№185 і 200 вірніше всього визначаються двома факторами: геологічним і технічним. логічний фактор – наявність ускладнюючих тектонічних розломів між цими рдловинами. Технічний фактор просторове положення стовбура свердловини і ність виміру глибини за даними каротажу.

Свердловина № 200 - практично вертикальна - максимальний кут правлення стовбура свердловини становить 3 градуси, свердловина №185 – кило-направлена - максимальний кут направлення стовбура свердловини новить 22 градуса. Свердловини пробурені з одного куща - просторове ження стовбура свердловин зображено на рисунку 5.6. Оцінити складові тини впливу геологічного і технічного фактору на величину похибки під час начення глибини ВНК в даному випадку є неможливим.

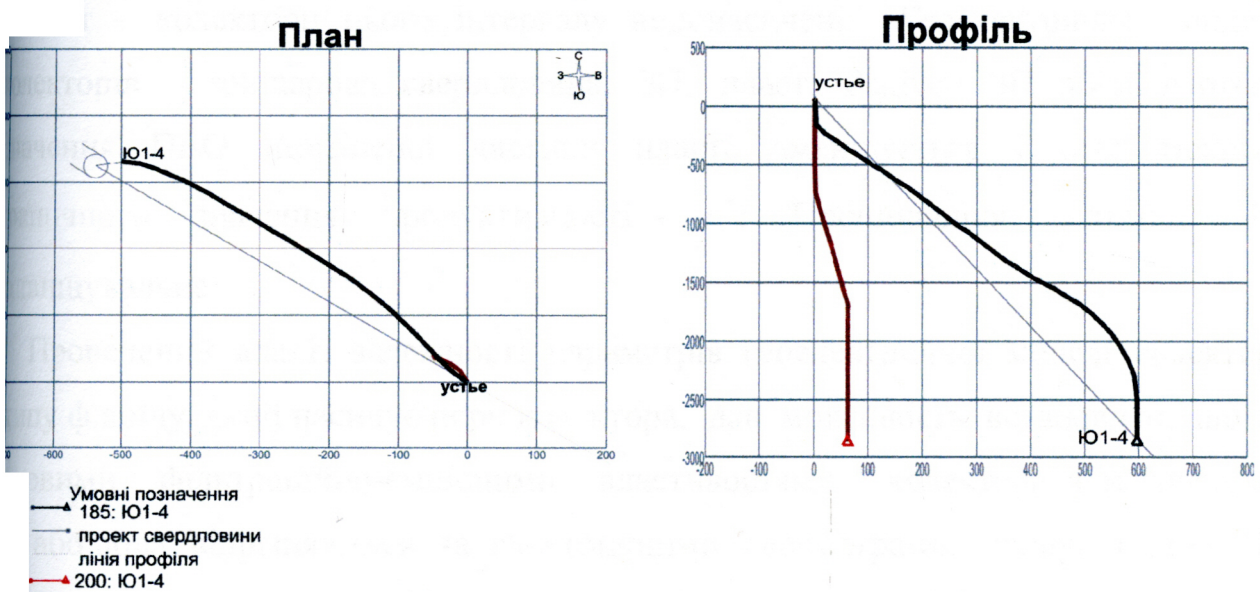


Рис.5.6. Просторове положення стовбура свердловин № 185 і № 200

У таблиці 5.1 наведено фрагмент геолого-геофізичної моделі взаємозв'язку ьтраційно-ємнісних властивостей колекторів (відносний параметр за кривою α_{nc}, розрахований за даними ГДС коефіцієнт пористості - K_n), параметрів лектричної моделі колекторів (розрахованих за даними методу ВІКІЗ радіусів і ОЗ), типу насичуючого флюїду колекторів в свердловинах Харампурського овища (див. рис. 5.5). Дослідження ГДС проведені в перші 6-10 годин після ного розкриття розрізу.

Аналізуючи дані у свердловинах №№ 139, 185 і 200 встановлено наступні ономірності в зміні параметрів геоелектричного розрізу покладу:

Інтервали колекторів, де відзначається наявність ОЗ, відповідають афтонасиченій частині покладу. Цей інтервал колекторів знаходиться над контактом нафти з підошовною водою і містить воду, підняту силами капілярного тиску на всю його товщу. Входження в пласт «з-під долота» слабко солоного фільтрату БР витісняє в першу чергу рухливу нафту, а потім сильно солону пластову воду і її суміш з фільтратом. У цьому інтервалі розрізу геоелектрична модель колекторів чотиришарова: свердловина, ЗП, ОЗ, пласт. Проникнення фільтрату БР підвищувальне.

Нижче за глибиною розрізу, де зникає ОЗ, відзначається водонафтовий контакт – колектори цього інтервалу водонасичені. Геоелектрична модель колекторів - тришарова: свердловина, ЗП, пласт. Радіуси ЗП збільшуються. Значення ПЕО незміненої частини пласта зменшується і стає меншим граничного значення продуктивності - ρ_n^*. Проникнення фільтрату БР підвищувальне.

Проведений аналіз залежності параметрів геоелектричної моделі колектора типу флюїду, який насичує пори колектора, дав можливість встановити, що за наковими фільтраційно-ємнісними властивостями, колектора з насиченням фта або вода відрізняються за електричними параметрами: радіус і опір ЗП, ір незміненої частини пласта, наявність або відсутність ОЗ [126,128].

Таблиця №5.1

Взаємозв`язок фільтраційно-ємнісних властивостей і електричних параметрів колекторів Харампурського родовища

№ свр.	Інтервал колектора	АПС (відн.од)	Кп (%)	Радіус ЗП (м)	Радіус ОЗ (м)	Насиченість
139	2775.8 - 2778.2	0,72	16,7	1,07		Газоконденсат
	2778.2 - 2779.7	0,76	16,6	0,97		Газоконденсат
	2780,3 - 2782.1	0,7	16	0,39	0,54	Газ+Нафта
	2790.0 - 2791.4	0,61	15,4	0,37	0,48	Нафта
	2792.3 - 2793.5	0,71	16,3	0,46	0,66	Нафта
	2793.5 - 2795.0	0,63	15,8	0,41	0,63	Нафта
	2795.7 - 2797.5	0,57	15,2	0,38	0,56	Нафта
	2805.0 - 2808.2	0,89	17,4	0,48	0,59	Нафта
	2808.2 - 2809.9	0,88	17,4	0,56	0,69	Нафта
	2809.9 - 2812.5	0,93	17,5	0,56		Нафта+Вода
	2812.5 - 2814.9	0,98	18	0,6		Вода
	2814.9 - 2816.5	0,98	18	0,64		Вода
	2819.1 - 2820.3	0,41	14,3	0,3		Вода
	2822.3 - 2824.1	0,65	15,8	0,59		Вода
185	2766.4 - 2767.6	0,55	15,1	0,74		Газоконденсат
	2968.4 - 2968.6	0,28	14	1,02		Газоконденсат
	2779.8 - 2781.2	0,82	16,1	0,96		Газоконденсат
	2781.2 - 2783.4	0,71	15,9	1,1		Газоконденсат
	2783.4 - 2785.2	0,56	15,2	0,54		Газоконденсат
	2792.6 - 2795.8	0,95	16,2	1,05		Газоконденсат
	2795.8 - 2797.4	0,83	16,1	0,47	0,58	Газ+Нафта
	2797.4 - 2799.4	0,72	15,7	0,45	0,54	Нафта
	2803.8 - 2807.8	0,81	16	0,43	0,54	Нафта
	2808.8 - 2811.4	0,69	14,5	0,43	0,57	Нафта
	2811.4 - 2813.4	0,43	13,8	0,41	0,51	Нафта
200	2761.3 - 2763.9	0,63	15,4	0,99		Газоконденсат
	2763.9 - 2765.1	0,45	15,4	0,88		Газоконденсат
	2765.1 - 2766.9	0,2	12,2	0,71		Газоконденсат
	2771.9 - 2773.3	0,68	15,8	0,71	0,86	Газоконденсат
	2773.3 - 2774.5	0,68	15,8	0,7	0,82	Газоконденсат
	2775.7 - 2777.5	0,54	14,8	0,89		Газоконденсат
	2785.5 - 2790.1	0,95	16,2	1,09		Газоконденсат
	2790.1 - 2793.1	0,76	15,9	0,54	0,7	Газ+Нафта
	2793.1 - 2795.3	0,76	15,9	0,43	0,68	Нафта
	2798.3 - 2800.1	0,7	15,8	0,41	0,61	Нафта
	2800.1 - 2803.1	0,75	15,8	0,5	0,69	Нафта
	2805.3 - 2807.5	0,63	15,2	0,48	0,6	Нафта

Результати визначення флюїдальної моделі покладу за даними лідження методу ВІКІЗ у свердловинах зображених на рисунку 5.5 тверджуються результатами проведення дослідження профілю припливу із стів, розкритих свердловинами. У свердловині №185 перфорацією розкриті чотири пласти: $Ю_1^1$, $Ю_1^2$, $Ю_1^3$, $Ю_1^4$. За методами визначення складу пливу (вологометрія і резистивиметрія), що проводяться під час контролю за робкою родовища, із пласта $Ю_1^1$ і $Ю_1^2$, а також із покрівлі пласта $Ю_1^3$ - іде конденсат, а із пласта $Ю_1^4$ - нафта. У свердловині №139 перфоровані пласти ^{1} і $Ю_1^2$. За результатами вивчення складу припливу - з пласта $Ю_1^1$ іде конденсат, а з пласта $Ю_1^2$ - нафта.

На рисунку 5.7 зображено гістограму, побудовану за даними із таблиці 5.1. По Х розміщені номери пластів: інтервал 1-15 відповідає пластам з насиченням конденсат, інтервал 17-32 відповідає пластам з насиченням нафта+вода, рвал 33-37 відповідає водонасиченим пластам.

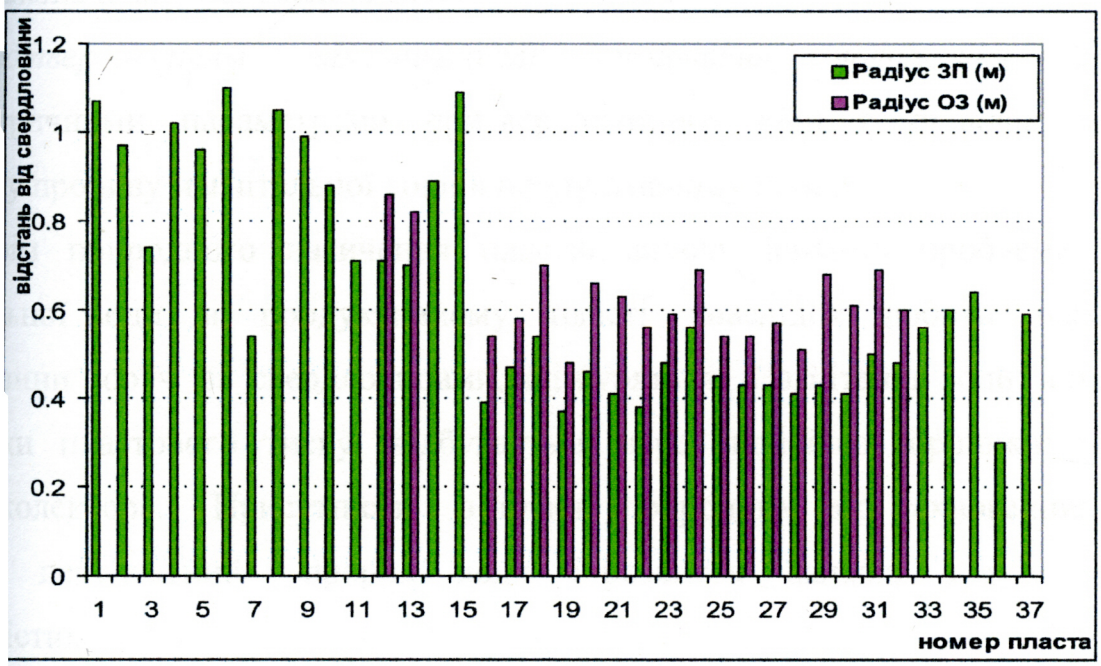


Рис.5.7. Радіуси ЗП і ОЗ в пластах з різним типом пластового флюїду Харампурського родовища

По осі У показано відстань від свердловини, де за даними метода ВІКІЗ мічається збурення пласта, що відповідає значенням радіусів ЗП і ОЗ. На радіуси

зон значний вплив також мають ФЄВ колекторів, чим і пояснюється деякая біжність в значеннях параметрів. Інтервал нафтонасичених колекторів ктеризується наявністю ОЗ з потужністю 0,1 - 0,25 м і дещо пониженими еннями радіусів ЗП порівняно з залягаючою нижче водонасиченою частиною зу

За результатами дослідження в декількох десятках свердловин мпурського родовища встановлено, що завдання по визначенню положення К можна вирішувати не тільки, ґрунтуючись на граничні значення дуктивності ρ_n^* і $K_в^*$. Структура геоелектричної моделі колекторів з різним ом пластового флюїду має свої характерні ознаки, які дають змогу діляти колектора на продуктивні і водонасичені.

Запропонований напрямок геолого-геофізичного моделювання, який ористовує фактор адекватності параметрів геоелектричної моделі колектора типу пластового флюїду, значно підвищує вірогідність інтерпретації ГДС час визначення положення ВНК.

Підтвердженням ефективності визначення положення ВНК за лектричними параметрами присвердловинної зони є приклад виділення рвалу прориву нагнітальної води в продуктивному пласті.

Крім природного насичення пластів водою, існують проблеми прориву нітальної води в продуктивному пласті внаслідок роботи нагнітальної рдловини поруч зі свердловинами, які буряться. Нагнітання води в пласт для тримки пластового тиску, відбувається через найбільш проникні інтервали роди-колектора. Присутність в пласті природних або техногенних тріщин орює передчасний прорив води і розвиток каналів з дуже високою никністю.

Виділення інтервалу прориву нагнітальної води за комплексом методів З-БК-ІК-ПС-РК, дослідження якими проводяться у відкритому стовбурі, є адним завданням. Звичайно, мінералізація нагнітальної води нижча, ніж нералізація «рідної» пластової води. Це пов`язано з тим, що нагнітання води водять із залягаючих вище пластів або із ближніх поверхневих водойм

ки, озера). Під час дослідження пласта, де має місце прорив нагнітальної ди в інтервалі продуктивних колекторів, за результатами інтерпретації тодів ГДС проявляються наступні закономірності:

- спотворення кривої ПС;
- понижені значення ПЕО породи-колектора.

Під час прориву нагнітальної води у водонасиченій частині пласта ервали прориву можна виділити приблизно за спотворенням кривої ПС. Методи діоактивного каротажу це завдання не вирішують, за винятком того випадку, коли стова вода характеризується високою мінералізацією (до 300 г/см3). Визначення ервалу прориву нагнітальної води вирішується на етапі контролю за розробкою довища під час проведення часових досліджень метода природної діоактивності (ГК).

На рисунку 5.8 зображено приклад дослідження геоелектричного розрізу ердловини, під час буріння якої відбувся прорив нагнітальної води. Нагнітання оводилося в свердловині сусіднього куща в інтервалі пластів $Ю_1^1$ і $Ю_1^2$. орив нагнітальної води в досліджуваній свердловині № 319 відбувся у пласті ^{2} в інтервалі колектора 2823,0-2825.0 м, що характеризується високими ченнями ФЄП.

За даними геоелектричного розрізу свердловини №319 встановлено, що ервал прориву нагнітальної води відрізняється структурою геоелектричної делі колектора від колекторів, залягаючих вище і нижче. Для інтервалу ориву характерні наступні ознаки:

- понижені значення ПЕО породи-колектора - ρ_n;
- низькі значення радіуса ЗП - $r_{зп}$ і ПЕО ЗП- $\rho_{зп}$ (у колекторах нафтонасиченої частини покладу);
- поява ОЗ (в інтервалі газонасичених колекторів).

За результатами дослідження в свердловині № 319 та іншими ближніми ердловинами отримано додаткову інформація не тільки для визначення інтервалу ориву нагнітальної води, але і для вирішення задачі визначення положення ВНК.

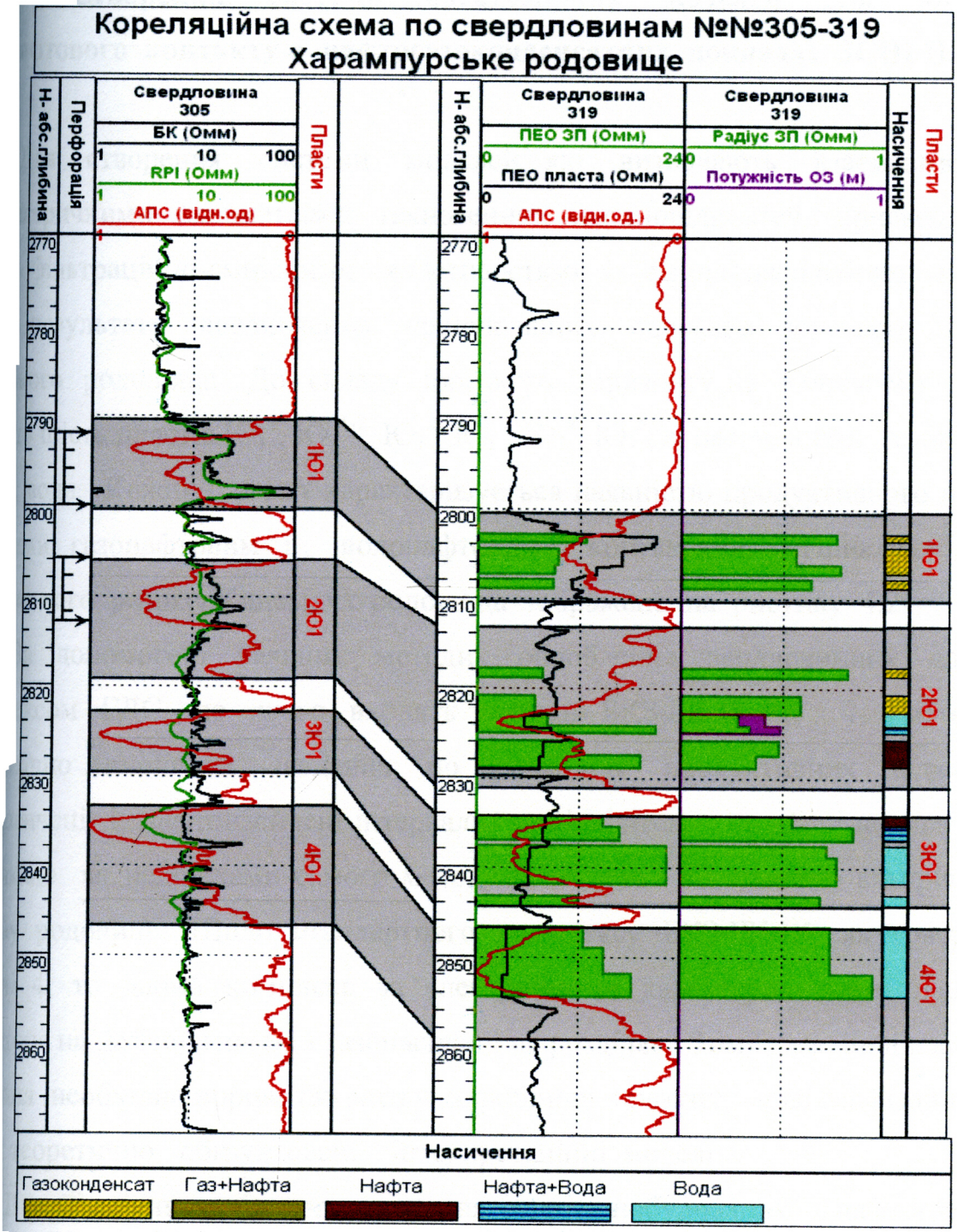


Рис.5.8. Виділення інтервалу прориву нагнітальної води у продуктивному пласті юрського горизонту Харампурського родовища

5.3. Створення системи багатомірних моделей для визначення нафтового контакту в нафтогазоконденсатних покладах ЗСНГП.

Для створення системи моделей, які визначають взаємозв'язки між електричними параметрами техногенних неоднорідностей присвердловинної ни, фільтраційно-ємнісними властивостями і флюїдонасиченням колекторів то результати дослідження продуктивних відкладів юрського горизонту нського родовища. До складу юрського горизонту на Кинському родовищі дить шість пластів $Ю_1^1$, $Ю_1^{1-2}$, $Ю_1^2$, $Ю_1^3$, $Ю_1^4$, $Ю_1^5$, з насиченням: газоконденсат, фта, вода. Кожний пласт характеризується наявністю продуктивного покладу із сними газонафтовим і водонафтовим контактами. Приклад геолого-фізичного розрізу Кинського родовища зображено на рисунку 4.2.

За допомогою наявних методик оброблення свердловинних досліджень мплексом ГДС, до якого входять методи БКЗ-БК-ІК-РК і метод ПНК, нозначно вирішити завдання по розподілу продуктивних відкладів на онасичені і нафтонасичені інтервали у відкритому стовбурі не вдається. Це кликано як недоліками самого методу ПНК, так і відсутністю вимірів ПНК на ному родовищі. Щодо стандартного комплексу БКЗ-БК-ІК, як говорилося в діді 4, то даний комплекс за електричними характеристиками продуктивні ектора на нафтонасичені і газонасичені не розділяє. Тому для вирішення цього дання необхідно впроваджувати у виробничу практику нові геофізичні методи ові, теоретично обґрунтовані, інтерпретаційні моделі.

Для більш поглибленого вивчення складнопобудованих нафтогазоконден-тних покладів Кинського родовища взято результати дослідження свердловин тодом ВІКІЗ. За результатами інтерпретації даних метода ВІКІЗ у кожній рдловині побудовано геоелектричні розрізи відкладів, розкритих свердловинами.

Умови буріння в досліджуваних свердловинах на Кинському родовищі:

- Діаметр долота 215,9 мм;
- Середня швидкість буріння становить 6-8 м/год. Повне розкриття інтервалу дослідження відбувається впродовж 24-30 годин.

Пласти розкриваються на низькій репресії;

Параметри бурового розчину - питома вага 1,12 -1,13 г/см3 - глинистий буровий розчин із крохмальними добавками у різній кількості, в'язкість 35-40 сек;

Опір БР у свердловинах (з врахуванням температурного градієнту родовища) в інтервалі юрського горизонту дорівнює 0,6 – 1,2 Ом·м;

Дослідження методом ВІКІЗ проводилися в середньому через 6-10 годин після повного розкриття розрізу, тобто на етапі початкового формування зони проникнення.

На рисунку 5.9 зображено геоелектричний розріз родовища, який будовано за результатами інтерпретації методу ВІКІЗ, проведеного в плуатаційних свердловинах, які розкрили відклади центрального тонічного блоку Кинського родовища. У кожній свердловині на першому еку винесено радіус зони проникнення і радіус облямовуючої зони, на ругому треку винесені опори ЗП, ОЗ і незміненої частини пласта. Насичення в их пластах визначалося за результатами інтерпретації методу ВІКІЗ, а також лучалися дані результатів випробування і вивчення складу припливу в сусідніх звідувальних свердловинах. Результати випробування пластів після перфорації, виведеними на схемі кореляції експлуатаційними свердловинами, наведені у блиці 5.2. Проведено якісну і кількісну оцінку параметрів геоелектричної моделі лекторів у відкладах юрського горизонту і встановлено характерні особливості ни параметрів геоелектричного розрізу в границях кожного пласта.

Пласт $Ю_1^1$. Колекторами пласта є сильно глинисті пісковики з низькими ченнями коефіцієнта пористості (14 – 15%). Загальна потужність пласта новить 6 – 10 м. По родовищу пласт місцями сильно заглинизований, тологічно виклинюється. Ефективна потужність колекторів становить від 2 до 4 трів. За результатами випробування в сусідніх розвідувальних свердловинах чення цього пласта складає газоконденсат і нафта з газом. В плуатаційних свердловинах пласт $Ю_1^1$ не випробовувався.

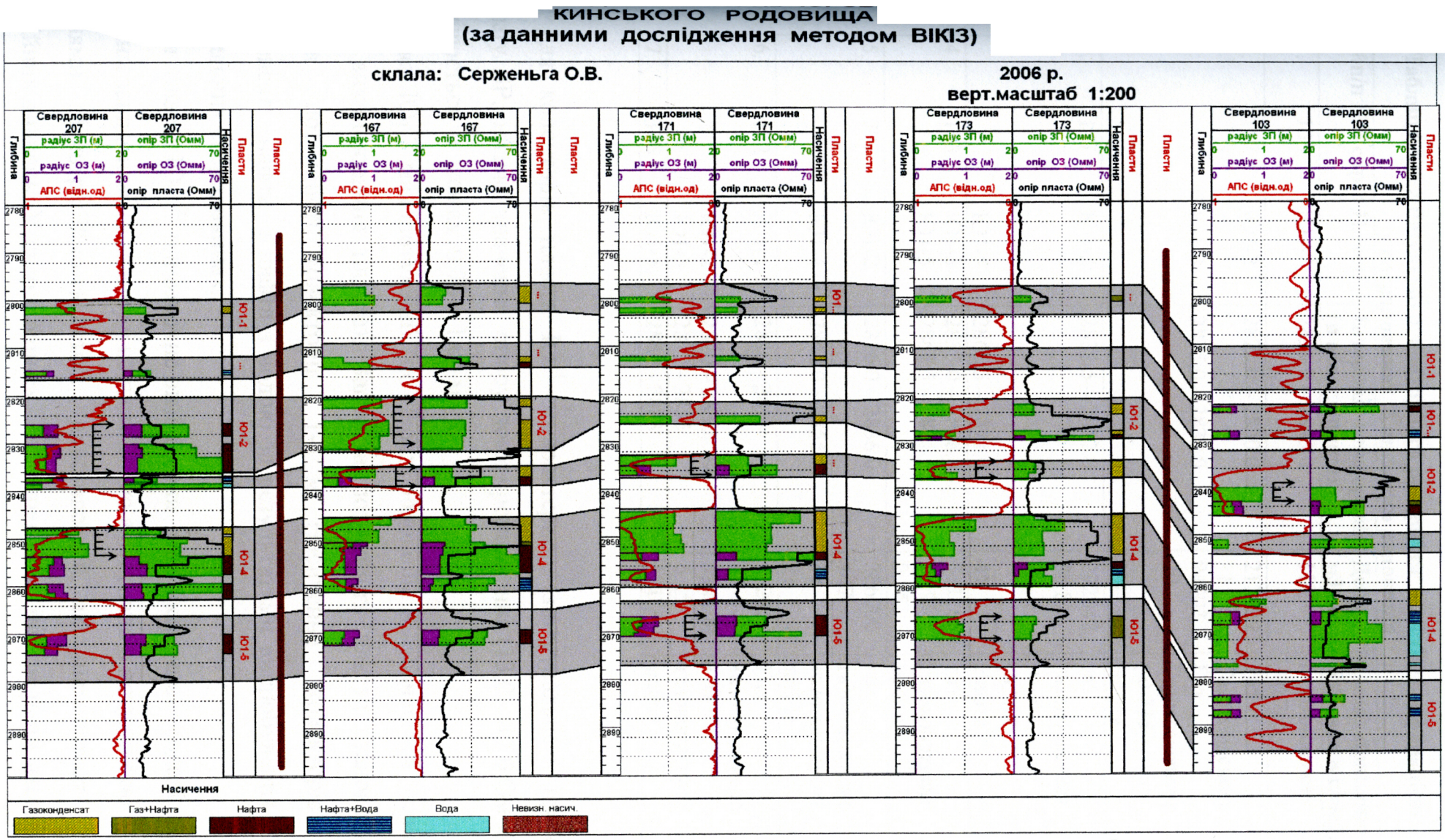


Рис. 5.9. Геоелектричний розріз газоконденсатних покладів центрального блоку Кинського родовища

Таблиця №5.2 Результати повторного розкриття пластів перфорацією у свердловинах Кинського родовища

№п/п	№ свр.	Пласт	Інтервал перфорації (в абс. глибинах)	Дебіт м3/добу	Склад припливу (густина в г/см3)
1.	103	Ю1-2	2839.0 – 2843.0	110	газоконденсат (0.765)
2.	167	Ю1-2	2823.0 – 2830.0	217109 31	Газ Газоконденсат
		Ю1-3	2835.0 – 2839.0	94003 20 3.5	Газ Газоконденсат (0.735) Нафта
3.	171	Ю1-3	2832.5 – 2837.0	292842 85.8 15	газ газоконденсат нафта (0.768)
		Ю1-5	2866.5 – 2871.0	41	Нафта
4.	173	Ю1-3 Ю1-5	2835.0 – 2838.5 2867.5 – 2871.5	311160 75.9 0.75	газ газоконденсат нафта
5.	207	Ю1-2	2826.0 – 2836.0	366000 107	газ газоконденсат
		Ю1-4	2848.0 – 2855.0	32 21	газоконденсат нафта
6.	132	Ю1(1-2)	2810 - 2813	71225 42	Газ газоконденсат
		Ю1-2 Ю1-3	2820 – 2830 2832 - 2834	134100 61,5	Газ газоконденсат
7.	175	Ю1-5	2880 - 2883	121	нафта

Для колекторів пласта $Ю_1^1$ характерно знижувальне проникнення ьтрату БР, низькі значення опору зони проникнення (13,0 – 17,0 Ом·м), радіус змінюється в межах 0,78 – 1,06 м.

Пласт $Ю_1^{1-2}$ малопотужний (по площі родовища відзначається глинизація і ткове виклинювання пласта). Загальна потужність пласта становить 4-6 м, ективна потужність колекторів 1-3 м. Насичення колекторів складає оконденсат, нафта і нафта з водою за результатами випробування в сусідніх відувальних свердловинах.

Для пласта $Ю_1^{1-2}$ однозначне визначення геоелектричної моделі колекторів кладним завданням, в зв'язку з недостатньою ефективною потужністю і низькими ченнями фільтраційно-ємнісних властивостей, які знаходяться на границі лишійних значень. У свердловинах, пробурених в центральній частині блоку,

ктора цього пласта характеризуються знижувальним проникненням. В дловинах, пробурених у крайовій частині блоку, де абсолютна відмітка рівлі пласта нижче, для колекторів характерно підвищувальне проникнення.

Потужність пласта $Ю_1^2$ по площі родовища змінюється від 4 до 16 м. повідно ефективна потужність колекторів пласта змінюється від 1,5 до 9 м. В логічному відношенні пласт значно неоднорідний. Колекторами пласта $Ю_1^2$ є овики, пісковики глинисті і пісковики сильно глинисті. У покладі цього ста в межах центрального тектонічного блоку відмічається газонафтовий такт (ГНК).

Геоелектрична модель пласта $Ю_1^2$ має наступний вид. У свердловинах, бурених в центральній частині тектонічного блоку, для колекторів характерно жувальне проникнення, опір ЗП змінюється в межах 15–30 Ом·м, опір міненої частини пласта високий і становить 30-80 Ом·м, радіуси ЗП нюються в межах 0,9 – 1,3 м. У свердловинах №№ 207 і 103, пробурених у йових частинах блоку, гіпсометрична відмітка покрівлі пласта нижче, так як ріторіально вони знаходяться за ускладнюючими тектонічними розломами, які рактерні для кожного тектонічного блоку Кинського родовища. Колектори пласта ^{2} в цих свердловинах характеризуються підвищувальним проникненням, опір збільшується до 40-70 Ом·м, опір незміненої частини пласта падає і становить 30 Ом·м, радіуси ЗП зменшуються до значень 0,36-0,40 м, з'являється ямовуюча зона. Поява ОЗ характерна для інтервалу нафтонасичених колекторів.

Пласт $Ю_1^3$ територіально витриманий. Потужність його становить близько м. Однорідний пласт за фільтраційно-ємнісними властивостями. Колектора ставлені пісковиками. У цьому пласті явно простежується залежність радіуса колекторів від характеру насичення.

У свердловинах №№ 171, 173 і 167, пробурених у центральній частині оку, з глибиною відзначається зміна типу проникнення в колекторах із жувального на підвищувальний, радіуси ЗП зменшуються від 0,8-1,2 м до м при чому фільтраційно-ємнісні властивості не змінюються. Зміна лектричних параметрів викликана зміною типу пластового флюїду: в

рівельни частині пласта колектори насичені газоконденсатом, у підошовній тині пласта колектори - нафтонасичені. Крайові свердловини № 103 і 207 по сту $Ю_1^3$ обводнені.

Пласт $Ю_1^4$ – потужний пласт, загальна потужність становить 14-16 м, ктивна потужність колекторів 12 – 14 м. Пласт практично однорідний за траційно-ємнісними властивостями, колектори представлені пісковиками. У у пласті за даними дослідження в розвідувальних і в експлуатаційних дловинах відзначаються ГНК і ВНК.

Пласт $Ю_1^4$ - істотно диференційований за електричними властивостями. на електричних властивостей за всією товщиною пласта імовірніше всього язана з типом насичуючого пластового флюїду, який різниться за своїми ико-хімічними властивостями (газконденсат, нафта, нафта з водою, вода), а ож з процесами, які супроводжують витиснення пластового флюїду бсоленим фільтратом БР. У покрівельній частині пласта відзначається жувальне проникнення, високі опори незміненої частини пласта (35 – 90 м), понижені значення опору зони проникнення (20-40 Ом·м), значні радіуси проникнення (у межах 0,8-1,3 м). У цьому інтервалі витиснення конденсату фільтратом БР приводить до зменшення питомого опору в зоні икнення.

На певній глибині, яка прийнята за ГНК, проникнення фільтрату БР нюється на підвищувальне, опір колекторів падає і становить від 35 до 16 м у підошовній частині пласта, різко зменшуються радіуси ЗП (в межах 2 - 0,45 м) і з'являється облямовуюча зона. Всі ці ознаки свідчать про заповнення колекторів нафтою і про появу в породі певної кількості вільної пластової ди. У підошовній частині пласта опір незміненої частини пласта зменшується тає нижче граничного значення продуктивності, збільшується кількість ливої пластової води. Насичення в цьому інтервалі становить нафта з водою. жче ВНК облямовуюча зона зникає (свердловина № 103).

Пласт $Ю_1^5$. Загальна потужність пласта в межах блоку становить 12-14 м. ективна потужність колекторів становить 3 – 4 м. Колекторами є - пісковики

ності. Під час випробування цього пласта в розвідувальних свердловинах був жаний приплив нафти з високим газовим фактором.

Геоелектрична модель пласта $Ю_1^5$ має наступний вид. Для колекторів актерно підвищувальне проникнення, опір ЗП змінюється в межах 35-40 Ом·м, р незміненої частини пласта змінюється в межах 20-30 Ом·м, відзначається вність ОЗ, радіуси ЗП знаходяться в межах 0,36-0,48 м. Параметри електричної моделі колекторів характерні для колекторів з насиченням нафта. ий висновок підтверджують результати перфорації пласта (див. табл. №5.2).

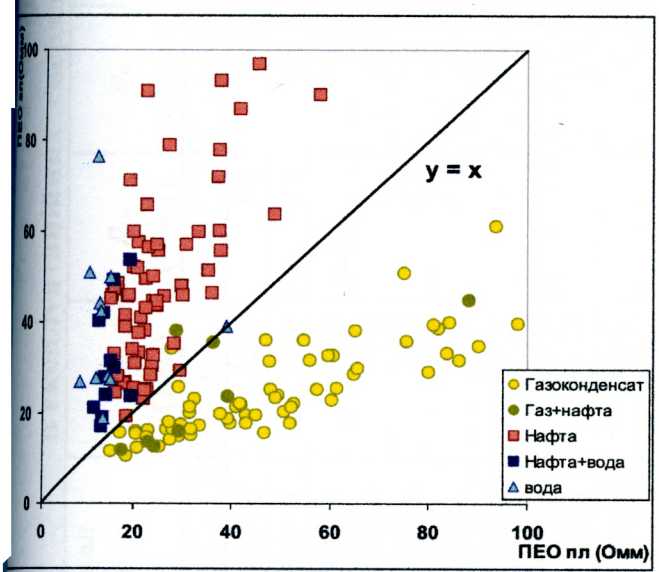
На підставі аналізу відповідності параметрів геоелектричної моделі і втраційно-ємнісних параметрів колекторів, а також типу пластового флюїду, ий насичує пори цих колекторів, для газоконденсатних покладів з нафтовою мівкою, з особливостями будови Кинського родовища, розроблено методику ики впливу флюїдонасичення колектора на структуру геоелектричних однорідностей присвердловинної зони. В основі методики лежить адекватність рахованих, за фактичними матеріалами дослідження методом ВІКІЗ, значень діуса зони проникнення і співвідношення опору ЗП і незміненої частини ста для колекторів з різним типом пластового флюїду. Тип пластового флюїду тверджується іншими методами промислової геофізики (метод повторного ітронного каротажу, результати випробування пластів після перфорації, лідження складу припливу з пласта) [126,128].

За результатами гирлових проб, проведених в розвідувальних свердловинах нського родовища, газоконденсат і нафта юрського горизонту характеризуються ступними властивостями: густина газоконденсата – 0,777 – 0,790 г/см^3, нафти – 19 г/см^3; кінематична в'язкість при 20^{0}С для газоконденсата змінюється в роких границях 1,29 – 1,987 мм^2/с, для нафти вона дорівнює – 2,61 мм^2/с. Крім го, для нафти характерний високий вміст парафінів (9,63 %) в порівнянні з оконденсатом (1,8 – 5,02 %). Мінералізація пластових вод становить 7-10 г/л. пластових умовах прийнятий опір води становить 0,24 Ом·м (температурний ієнт в інтервалі юри змінюється у діапазоні 76 - 80 град.С).

Газоконденсат і нафта відрізняються між собою не тільки густиною, але і матичною (а значить і відносною) в'язкістю, яка безпосередньо впливає на деси, що супроводжують формування зони проникнення.

Встановлено, що газ або газоконденсат, нафта або вода, які насичують пори ктора, мають різний вплив на параметри техногенних неоднорідностей свердловинної зони. Виходячи з вище наведеного, можна вивести наступні номірності: для колекторів, насичених газоконденсатом характерно кувальне проникнення, і збільшені радіуси ЗП (0,8-1,2 м); колектори, чені нафтою характеризуються підвищувальним проникненням, невеликими исами ЗП (0,36 - 0,5м) і наявністю облямовуючої зони.

Для порівняльного аналізу параметрів геоелектричної моделі колекторів і пластового флюїду, який насичує пори цих колекторів, було обрано адцять свердловин, в яких дослідження методом ВІКІЗ проводилися через годин після повного розкриття розрізу, де були схожі реологічні тивості бурового розчину і умови буріння, а також задовільна якість ізичного матеріалу. Результати інтерпретації в цих свердловинах наведені в иці № 5.3.



ис. 5.10. Зіставлення значень параметрів $\rho_{зп}$ і ρ_n, визначених за результатами терпретації метода ВІКІЗ у колекторах з різним типом пластового флюїду

Взявши за основу дані таблиці №5.3 проведено зіставлення результатів інтерпретації, а саме: опору ЗП ($\rho_{зп}$) і опору незміненої частини пласта (ρ_n) при різному типі пластового флюїду. Результат зіставлення зображено на рисунку 5.10. Порівнюючи отримані дані, ми бачимо, що масив точок, які відповідають колекторам, розділяється на дві групи.

Результати інтерпретації метода ВІКІЗ
в експлуатаційних свердловинах Кинського родовища

№ свр.	Інтервал колектора	$\rho_{зп}$ (Омм)	$\rho_{оз}$ (Омм)	$\rho_{п}$ (Омм)	$r_{зп}$ (м)	$r_{оз}$ (м)	Пласт	$\alpha_{пс}$ (відн.ед.)	Літологія	Насичення
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
103	3379.6 - 3380.8	48.7	6.3	16.9	0.37	0.49	Ю1-(1-2)	0.56	ПСГ	Нафта
	3384.8 - 3386.4	31.6	7.6	15.3	0.35	0.54		0.59	ПСГ	Нафта+Вода
	3396.8 - 3398.4	17.9		51.9	1.01		Ю1-2	0.95	П	Газоконден.
	3398.4 - 3399.8	17.9		39.6	1			0.93	П	Газоконден.
	3399.8 - 3400.8	38.3	6.9	28.9	0.39	0.59		0.92	П	Газ+Нафта
	3400.8 - 3402.8	38.3	6.1	22.4	0.43	0.62		0.94	П	Нафта
	3408.0 - 3409.8	44.1		13.2	0.32		Ю1-3	0.74	ПГ	Вода
	3418.8 - 3419.8	15.7		17.4	0.91		Ю1-4	0.5	ПСГ	Газоконден.
	3419.8 - 3420.6	16.4		23.2	0.77			0.8	П	Газоконден.
	3420.6 - 3421.6	19.6		42.9	1.09			0.95	П	Газоконден.
	3421.6 - 3422.2	15.3		31.8	0.95			0.81	П	Газоконден.
	3423.4 - 3426.0	40.4	7.6	12.9	0.37	0.54		0.8	П	Нафта+Вода
	3426.0 - 3430.0	50.8		10.9	0.3			0.81	П	Вода
	3430.0 - 3433.0	26.9		8.9	0.3			0.83	П	Вода
	3434.4 - 3435.0	38.9		38.9	0.5			0.71	ПГ	Вода
	3441.2 - 3442.6	24.1	8.2	14.4	0.36	0.56	Ю1-5	0.45	ПСГ	Нафта+Вода
	3444.2 - 3445.8	19.2	6.4	13.6	0.37	0.56		0.46	ПСГ	Нафта+Вода
132	2977.6 - 2979.2	36.1		46.8	0.92		Ю1-(1-2)	0.65	ПГ	Газоконден.
	2979.8 - 2981.2	22.1		52.6	0.7			0.49	ПСГ	Газоконден.
	2988.0 - 2989.0	16.5		26.9	0.6		Ю1-2	0.59	ПСГ	Газоконден.
	2989.0 - 2990.8	28.7		64.8	0.86			0.76	ПГ	Газоконден.
	2991.6 - 2995.0	25.5		61.3	0.96			0.9	П	Газоконден.
	2995.0 2995.8	25.4		57.2	1.06			0.6	ПГ	Газоконден.
	2996.8 - 2998.8	24.1		49.3	0.87			0.76	ПГ	Газоконден.
	3003.6 - 3005.2	27	6.6	18.3	0.43	0.61	Ю1-3	0.9	П	Нафта

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
132	3012.2 - 3015.0	38.3		65	0.74		Ю1-4	0.73	ПГ	Газоконден.
	3015.8 - 3017.4	33.3		83.6	1.06			0.72	ПГ	Газоконден.
	3017.4 - 3019.2	29.9		65.5	1.01			0.69	ПГ	Газоконден.
	3019.2 - 3021.4	60	12.8	33.2	0.44	0.73		0.84	П	Нафта
	3022.2 - 3024.2	43.6	8.4	24.7	0.43	0.57		0.97	П	Нафта
	3024.2 - 3027.0	46.1	9.8	15.6	0.36	0.59		0.93	П	Нафта
	3035.2 - 3037.6	29.5	10.4	29.5	0.43		Ю1-5	0.98	П	Нафта
	3037.6 - 3039.6	33.3	10.7	21	0.67			0.84	П	Нафта
137	2921.2 - 2921.8	23.2		22.2	0.57		Ю1-1	0.5	ПСГ	Нафта
	2922.6 - 2923.4	30.6	5.8	23.8	0.45	0.58		0.55	ПСГ	Нафта
	2933.2 - 2933.8	30	9.9	16.1	0.33	0.61	Ю1-(1-2)	0.43	ПСГ	Нафта+Вода
	2944.0 - 2944.8	49.5	10.9	22.6	0.37	0.67	Ю1-2	0.52	ПСГ	Нафта
	2946.8 - 2948.8	93.4	11.8	37.7	0.46	0.77		0.75	ПГ	Нафта
	2948.8 - 2951.2	87.2	7.9	41.6	0.52	0.71		0.8	П	Нафта
	2951.2 - 2954.0	72.1	10.1	37.1	0.52	0.79		0.73	ПГ	Нафта
	2957.8 - 2059.8	57.5	10.8	21.1	0.41	0.75	Ю1-3	0.83	П	Нафта
	2959.9 - 2960.8	33.1	7.9	16.2	0.46	0.68		0.72	ПГ	Нафта
	2968.4 - 2969.6	21.4		40.9	1.33		Ю1-4	0.76	ПГ	Газоконден.
	2969.6 - 2972.0	32.8		60.6	0.96			0.99	П	Газоконден.
	2972.0 - 2974.2	63.7	12.6	48.7	0.52	0.8		0.88	П	Нафта
	2974.2 - 2976.4	79	14.8	27.2	0.5	0.8		0.88	П	Нафта
	2976.4 - 2980.2	50		15.4	0.43			0.92	П	Вода
	2987.8 - 2989.0	25.2	12.7	22.8	0.38	0.74	Ю1-5	0.31	ПСГ	Нафта
	2990.8 - 2993.0	55.9	10.5	25.1	0.43	0.7		0.86	П	Нафта
	2993.0 - 2995.0	41.6	9.3	18.4	0.41	0.59		0.54	ПСГ	Нафта
167	3362.4 - 3363.8	17.7		29.7	0.88		Ю1-1	0.33	ПСГ	Газоконден.
	3363.8 - 3365.6	15.1		29.4	1.06			0.22	ПСГ	Газоконден.
	3376.8 - 3378.0	34.3		27.9	0.43		Ю1-(1-2)	0.53	ПГ	Газоконден.
	3378.0 - 3379.2	23.8		39.3	0.97			0.48	ПСГ	Газ+Нафта

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
167	3385.6 - 3387.4	32.7		59.6	1.2		Ю1-2	0.45	ПСГ	Газоконден.
	3390.2 - 3393.4	31.8		86.1	1.34			0.58	ПСГ	Газоконден.
	3393.4 - 3396.2	29.3		80	1.2			0.72	ПГ	Газоконден.
	3400.0 - 3402.2	22		42	1.06		Ю1-3	0.84	П	Газоконден.
	3402.2 - 3404.0	50.2	9.5	24.1	0.31	0.59		0.76	ПГ	Нафта
	3410.6 - 3412.2	31.4		47.7	1.38		Ю1-4	0.82	П	Газоконден.
	3412.2 - 3413.4	38.7		82	1.1			0.96	П	Газоконден.
	3413.4 - 3416,0	35		90	1.13			0.85	П	Газоконден.
	3416.0 - 3416.8	44.9	16.6	88	0.6	0.9		0.79	ПГ	Газ+Нафта
	3416.8 - 3418.6	60.3	15.6	37.5	0.43	0.77		0.83	П	Нафта
	3418.6 - 3422.6	71.3	13	19.3	0.44	0.68		0.87	П	Нафта
	3423.6 - 3424.8	52.1	8.5	20.2	0.45	0.7		0.91	П	Нафта
	3424.8 - 3426.4	47.2	6.2	16.1	0.45	0.58		0.69	ПГ	Нафта
	3434.6 - 3436.0	46.5	12.1	35.9	0.43	0.73	Ю1-5	0.37	ПСГ	Нафта
	3436.0 - 3437.6	44.7	11.7	24.1	0.47	0.63		0.32	ПСГ	Нафта
171	2970.8 - 2972.0	17.9		43	1.07		Ю1-1	0.57	ПСГ	Газоконден.
	2973.6 - 2974.4	15.9		20.7	1.08			0.31	ПСГ	Газоконден.
	2984.0 - 2984.8	17.3		33.5	1.08		Ю1-(1-2)	0.45	ПСГ	Газоконден.
	2996.4 - 2997.4	31.7		55.9	1.07		Ю1-2	0.36	ПСГ	Газоконден.
	3004.4 - 3006.4	23.2		32.4	1.18		Ю1-3	0.86	П	Газоконден.
	3006.4 - 3008.6	43.9	9.9	24.6	0.39	0.86		0.82	П	Нафта
	3016.2 - 3018.6	61.2		93.5	1.16		Ю1-4	0.88	П	Газоконден.
	3018.6 - 3021.0	39.9		98	1.13			0.99	П	Газоконден.
	3021.0 - 3022.8	39.6		81	1.27			0.85	П	Газоконден.
	3022.8 - 3024.8	35.9		75.5	1.33			0.82	П	Газоконден.
	3024.8 - 3026.6	90.1	14.6	57.8	0.44	0.84		0.79	ПГ	Нафта
	3028.2 - 3030.8	38.9	8.5	18.4	0.62	0.97		0.86	П	Нафта
	3038.6 - 3040.2	35.6	14.3	36.2	0.46	0.81	Ю1-5	0.81	П	Газ+Нафта
	3040.2 - 3041.6	32.8	14.3	24.1	0.38	0.72		0.85	П	Нафта
	3041.6 - 3042.4	60	13	20	0.3	0.65		0.66	ПГ	Нафта

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
173	2971.8 - 2973.0	12.6		24.4	0.74		Ю1-1	0.54	ПСГ	Газ+Нафта
	2994.6 - 2996.8	14.3		27.5	0.71		Ю1-2	0.61	ПГ	Газоконден.
	3000.2 - 3001.2	18.8		39.1	0.82			0.67	ПГ	Газоконден.
	3001.2 - 3002.0	57.1	8.5	30.8	0.33	0.54		0.68	ПГ	Нафта
	3006.6 - 3009.0	15.6		20.7	0.63		Ю1-3	0.83	П	Газоконден.
	3009.0 - 3010.4	10.5		18.5	0.86			0.81	П	Газоконден.
	3018.0 - 3019.4	14.8		22.8	0.8		Ю1-4	0.6	ПГ	Газоконден.
	3019.4 - 3021.2	36.2		54.7	1.23			0.97	П	Газоконден.
	3021.2 - 3023.8	20.4		50.7	0.71			0.92	П	Газоконден.
	3023.8 - 3026.4	21.5		52	0.8			0.89	П	Газоконден.
	3028.0 - 3029.4	28.4	9.9	23.5	0.33	0.66		0.89	П	Нафта
	3029.4 - 3030.8	21.2	3.9	11.9	0.41	0.52		0.89	П	Нафта+Вода
	3030.8 - 3033.0	2		11.8	0	0		0.9	П	Вода
	3039.4 - 3041.0	15.9		29.4	0.87		Ю1-5	0.75	ПГ	Газ+Нафта
	3041.0 - 3042.6	13.59		23.1	0.98			0.76	ПГ	Газ+Нафта
	3042.6 - 3044.0	11.9		17.6	0.9			0.67	ПГ	Газ+Нафта
175	3011.4 - 3013.6	16.6		28.1	0.98		Ю1-1	0.63	ПГ	Газоконден.
	3024.4 - 3026.0	18.9	7.7	13.9	0.37	0.57	Ю1-(1-2)	0.45	ПСГ	Вода
	3035.0 - 3035.6	45.8	10.7	18.9	0.32	0.61	Ю1-2	0.43	ПСГ	Нафта
	3046.0 - 3048.0	45.9	10.5	19	0.38	0.67	Ю1-3	0.94	П	Нафта
	3048.0 - 3049.8	45.1	8.5	15.4	0.39	0.6		0.81	П	Нафта
	3058.0 - 3061.6	25.2		47.9	0.84		Ю1-4	0.99	П	Газоконден.
	3061.6 - 3063.2	56.7	11.2	23.2	0.41	0.67		0.9	П	Нафта
	3063.2 - 3065.8	42.1	10.8	14	0.35	0.71		0.97	П	Нафта+Вода
	3065.8 - 3069.4	42.4		13.5	0.36			0.93	П	Вода
	3071.2 - 3074.2	97		12.6	0.29			0.9	П	Вода
	3081.2 - 3082.8	41	11.4	21.5	0.37	0.68	Ю1-5	0.78	ПГ	Нафта
	3082.8 - 3084.2	26.6	9.3	18	0.41	0.62		0.66	ПГ	Нафта
	3084.2 - 3085.8	28.2	9.7	16.9	0.32	0.56		0.52	ПСГ	Нафта

1	2	3	4	5	6					
207	3032.6 - 3034.0	12.5		20.9	0.73		Ю1-1	0.58	ПСГ	Газоконден.
	3046.0 - 3047.0	17.1	8.1	13.3	0.32	0.63	Ю1-(1-2)	0.46	ПСГ	Нафта+Вода
	3054.8 - 3055.6	11.6		15.5	0.84		Ю1-2	0.35	ПСГ	Газоконден.
	3057.2 - 3059.8	45.8	13.3	26.4	0.36	0.67		0.68	ПГ	Нафта
	3061.4 - 3062.2	48.1	10.6	29.8	0.41	0.69		0.7	ПГ	Нафта
	3062.2 - 3064.2	51.5	13.5	35.3	0.42	0.72		0.76	ПГ	Нафта
	3064.2 - 3067.6	78.1	9.6	37.4	0.41	0.62		0.88	П	Нафта
	3068.4 - 3069.4	23.8	7.2	19.6	0.55	0.77	Ю1-3	0.71	ПГ	Нафта+Вода
	3069.8 - 3070.8	76.6		12.6	0.35			0.67	ПГ	Вода
	3079.0 - 3080.6	25.9		29.4	1.07		Ю1-4	0.65	ПГ	Газоконден.
	3081.0 - 3082.2	51		75	0.76			0.83	П	Газоконден.
	3082.2 - 3085.0	40		84	1.28			0.89	П	Газоконден.
	3085.0 - 3086.6	97	10.8	45.5	0.56	0.74		0.89	П	Нафта
	3086.6 - 3089.0	128	16.5	22	0.46	0.78		0.96	П	Нафта
	3090.6 - 3092.8	91	12.7	22.8	0.44	0.77		0.99	П	Нафта
	3092.8 - 3094.0	31	12.9	20.4	0.59	0.85		0.79	ПГ	Нафта
	3101.4 - 3103.6	35.3	15.1	28.3	0.41	0.8	Ю1-5	0.95	П	Нафта
	3103.6 - 3105,6	37.8	11.7	21.1	0.37	0.64		0.59	ПСГ	Нафта
239	3020.6 - 3022.6	12.7		25.2	0.92		Ю1-1	0.46	ПСГ	Газоконден.
	3032.8 - 3034,4	18		27.2	0.91		Ю1-2	0.68	ПГ	Газоконден.
	3034.4 - 3035.2	22.9		60.4	0.92			0.83	П	Газоконден.
	3036.6 - 3037.8	15.8		46.7	0.7			0.63	ПГ	Газоконден.
	3040.8 - 3043.0	16.5		31.7	1.02			0.84	П	Газоконден.
	3043.0 - 3046.0	19.6		45	0.88			0.8	П	Газоконден.
	3054.6 - 3056.6	66	7.7	22.8	0.37	0.52	Ю1-3	0.9	П	Нафта
	3056.6 - 3058.0	19.5	11.4	18.6	0.26	0.96		0.8	П	Нафта
	3066.8 - 3069.4	23.6		48.9	0.74		Ю1-4	0.82	П	Газоконден.
	3069.4 - 3071.4	22.2		41.6	1.2			0.79	ПГ	Газоконден.
	3071.4 - 3073.2	53.7	9.6	19.3	0.39	0.61		0.79	ПГ	Нафта+Вода
	3073.2 - 3078.0	27.7		12.4	0.33			0.75	ПГ	Вода

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
239	3086.0 - 3088.4	57.2	13.4	24.7	0.33	0.68	Ю1-5	0.98	П	Нафта
	3088.4 - 3090.2	25.7	11.5	20	0.37	0.61		0.86	П	Нафта
283	2929.6 - 2930.6	20.1		31.4	1.1		Ю1-1	0.38	ПСГ	Газоконден.
	2948.6 - 2951.2	19.9		37.8	1.04		Ю1-2	0.78	ПГ	Газоконден.
	2951.2 - 2954.6	21.5		31.4	1.08			0.71	ПГ	Газоконден.
	2954.6 - 2957.4	55.8	12.5	37.7	0.4	0.73		0.74	ПГ	Нафта
	2957.4 - 2961.2	46.1	8.9	30.1	0.45	0.66		0.85	П	Нафта
	2965.2 - 2966.2	24.5	10.6	16.3	0.36	0.59	Ю1-3	0.65	ПГ	Нафта
	2966.2 - 2968.0	28	7.9	14.2	0.34	0.54		0.65	ПГ	Нафта+Вода
	2976.0 - 2977.8	25	11.4	22.4	0.43	0.65	Ю1-4	0.74	ПГ	Нафта
	2977.8 - 2878.8	49.4	12.4	15.8	0.27	0.82		0.86	П	Нафта+Вода
	2978.8 - 2980.6	28.1	12	15	0.33	0.64		0.83	П	Вода
	2980.6 - 2982.4	27.4	10.9	15.3	0.36	0.71		0.76	ПГ	Вода
	2994.0 - 2996.8	44.6	10.5	24.7	0.36	0.6	Ю1-5	0.99	П	Нафта
	2996.8 - 2998.4	52	8.63	20.9	0.33	0.52		0.85	П	Нафта
	2998.4 - 2999.8	34.2	8.7	19.8	0.33	0.5		0.56	ПСГ	Нафта
	3000.8 - 3001.4	43.2	9.7	22.7	0.34	0.59		0.46	ПСГ	Нафта

Умовні позначення:

$\rho_{зп}$ (Ом·м) - ПЕО зони проникнення

$\rho_{оз}$ (Ом·м) - ПЕО облямовуючої зони

$\rho_{п}$ (Ом·м) – ПЕО незміненої частини пласта

$r_{зп}$ (м) - радіус зони проникнення

$r_{оз}$ (м) - радіус облямовуючої зони

$\alpha_{пс}$ (відн.од.) – відносний параметр методу СП

Літологія:

П - пісковик

ПГ – пісковик глинистий

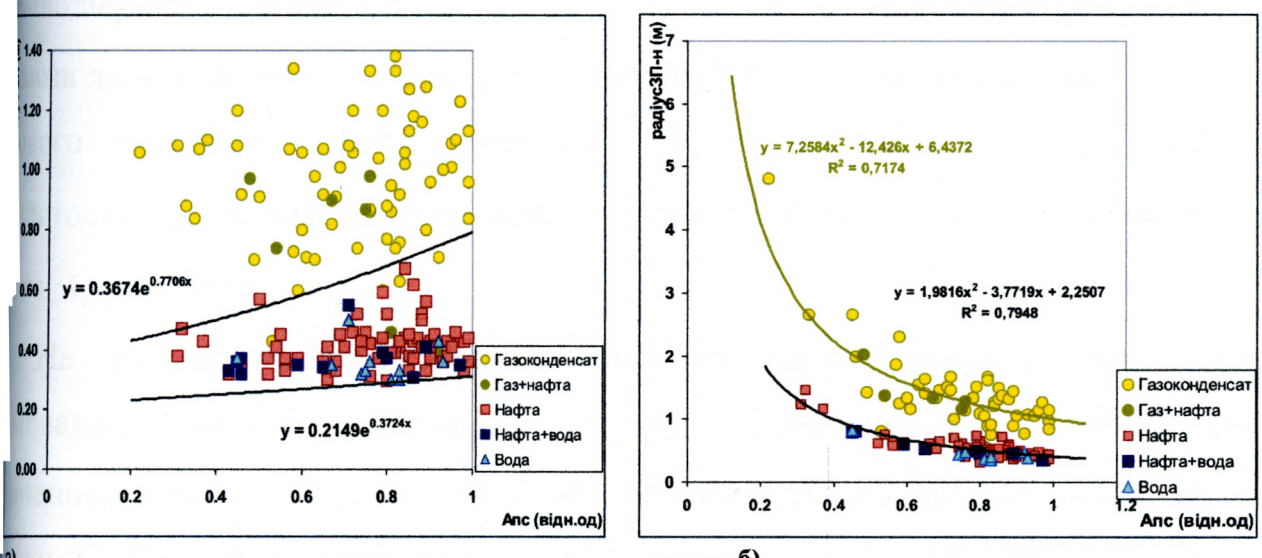
ПСГ – пісковик сильно глинистий

Лінія розподілу цього масиву точок характеризується рівнянням - $\rho_{зп}/\rho_п = 1$. лектори з насиченням нафта, нафта+вода і вода займають одну область и кореляції і знаходяться вище лінії $\rho_{зп}/\rho_п = 1$. А колектора з насиченням ондонденсат і газ+нафта групуються в іншій області поля кореляції і знаходяться ще лінії $\rho_{зп}/\rho_п = 1$. Для колекторів з насиченням нафта, нафта+вода і вода актерно підвищувальне проникнення, коли опір ЗП вище опору пласта, а для екторів з насиченням газоконденсат і газ+нафта характерно знижувальне никнення, коли опір ЗП нижче опору незміненої частини пласта.

Двомірна геолого-геофізична модель, яка відображає залежність радіуса проникнення від ємнісних властивостей колекторів зображена на рисунку 5.11. рисунку 5.11а зображено взаємозв'язок геофізичних параметрів: радіуса ЗП – одержаного за результатами інтерпретації методу ВІКІЗ, і відносного раметра $\alpha_{пс}$. Відносний параметр $\alpha_{пс}$ - це відношення показників методу ПС досліджуваному і опорному пластах:

$$\alpha_{пс} = \Delta U_{пс} / \Delta U_{пс}^{\max}$$

За опорний пласт вибирається найбільш чистий колектор з максимальною плітудою кривої ПС. Для юрських відкладів опорним служить найменш истий колектор у горизонті $Ю_1$.



а) б)

Рис. 5.11. Зіставлення значень відносної аномалії $\alpha_{пс}$ і параметра $r_{зп}$, одержаного за результатами інтерпретації методу ВІКІЗ (а), $\alpha_{пс}$ і нормованого значення параметра $r_{зп}$ (б)

Аналізуючи дані, які є основою для рисунку 5.11а, слід відмітити наступні номірності: масив точок, які відповідають колекторам з насиченням нафта, та+вода, вода знаходиться в межах області, яка обмежена двома лініями з поненціальною залежністю. Під час переходу від більш глинистих колекторів и значення $\alpha_{пс} \approx 0{,}3$) до більш чистих колекторів з високими ємнісними ливостями ($\alpha_{пс} \approx 1{,}0$), відбувається збільшення радіуса зони проникнення. цьому, збільшення радіуса не лінійне. Радіус ЗП цих колекторів ється в межах 0,27 – 0,55 м. Область знаходження масиву точок, які овідають колекторам з насиченням газоконденсат і газ+нафта нічим не жена. Цей масив точок розкиданий по всьому полю кореляції. Межі асті знаходження точок відповідають граничним значенням $\alpha_{пс}$, що яються 0,2 – 1,0 відн.од. і лінії мінімального значення радіусів зони никнення, яка є загальною для всіх колекторів незалежно від типу ичення. Максимальні значення радіусів досягають 1,3 м. За однаковими ченнями відносного параметра $\alpha_{пс}$ радіус зони проникнення сильно ється в колекторах з різним типом флюїдонасичення. Простежується тупна закономірність: у колекторах з насиченням газоконденсат і газ+нафта чення радіусів ЗП більші, ніж у колекторах з насиченням нафта і вода. е водночас, однозначної залежності $r_{зп}$ від $\alpha_{пс}$ вивести не вдалося. На емозв`язок між цими параметрами впливає багато факторів – це структура рового простору – тобто коефіцієнт відкритої пористості $k_{по}$ і об'ємної нистості $k_{гл}$, а також коефіцієнт водонасиченості в присвердловинній зоні ста $k_{взп}$ та інші.

На рисунку 5.11б зображена палетка, на якій показано взаємозв'язок рмованого значення радіуса ЗП ($r_{зп}$ /$\alpha_{пс}$) і значення $\alpha_{пс}$ для колекторів з иченням газоконденсат і нафта, вода. Залежність - поліноміальна, коефіцієнт еляції для обох типів колекторів дорівнює 0,7 - 0,8. На палетці чітко ображене розмежування областей розміщення масиву точок, які відповідають екторам з насиченням газоконденсат і нафта-вода.

Характер залежності між $r_{зп}$ і ємнісними властивостями колекторів, який тверджується рисунком 5.11, не суперечить класичним поглядам на залежність мування радіуса ЗП від типу колектора, так як ця залежність виведена на ні повного сформування ЗП. У даній дисертаційній роботі розглядається жність радіуса ЗП від ємнісних властивостей на етапі початку формування в процесі її розвитку.

Аналіз геоелектричних розрізів свердловин, які розкрили юрські відклади ського родовища, дає змогу встановити основні параметри геоелектричної делі колекторів, на зміну яких має вплив тип флюїду, який насичує пори ектора. Різниця в відносній в'язкості і дифузії газоконденсату і нафти ває на тип проникнення, тобто на співвідношення опору зони никнення і опору незміненої частини пласта. Як уже говорилося вище, для екторів з насиченням газ і газоконденсат характерно знижувальне никнення. Іншим визначальним параметром є радіус зони проникнення.

В таблиці 5.4 наведено результати розрахунків, які показують, як нюються радіуси ЗП залежно від ємнісних властивостей колекторів юрського изонту Кинського родовища в результаті заміщення фільтратом БР оконденсату, нафти, пластової води.

Під час переходу від газонасичених колекторів до нафтонасичених колекторів значається різке зменшення радіуса зони проникнення. Останній висновок тверджується рисунком 5.12. На рисунку 5.12 зображена палетка, яка тверджує можливість розподілу колекторів за характером насичення методом тавлення співвідношення опорів ЗП і незміненої частини пласта - $\rho_{зп}/\rho_{п}$ і діусів ЗП - $r_{зп}$. У результаті аналізу масиву цих даних були виведені наступні ономірності:

- масив точок, які відповідають колекторам з насиченням газоконденсат і нафта, знаходиться в нижній частині поля палетки і має чітку верхню ницю знаходження. Лінія, яка обмежує область знаходження цих колекторів: $/\rho_{п}=1$; при цьому нижня границя - $\rho_{зп}/\rho_{п}\geq 0.3$;

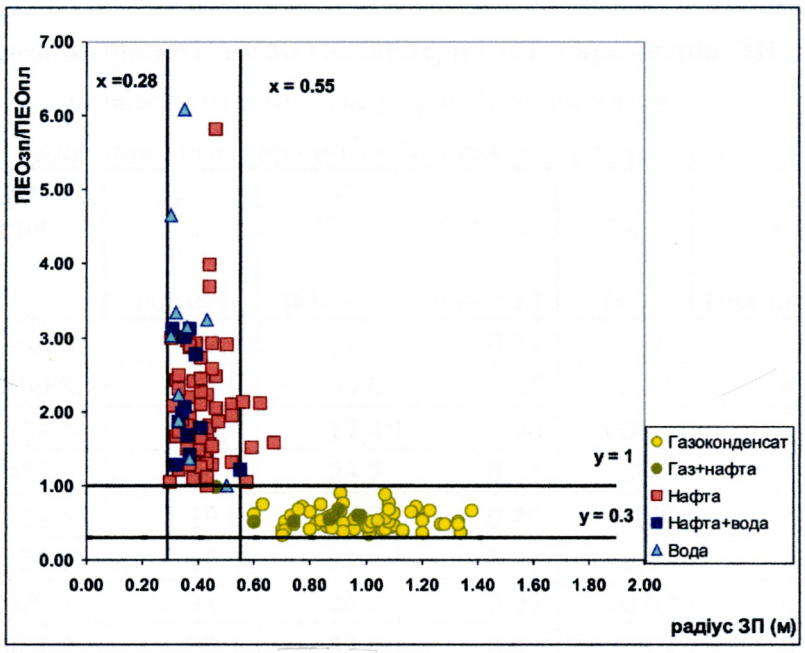


Рис. 5.12. Розподіл колекторів за характером насичення методом зіставлення розрахованих параметрів $\rho_{зп}/\rho_{п}$ і $r_{зп}$.

- радіуси зони проникнення цих колекторів змінюються в межах 0,6 – 1,4 м; рина діапазону викликана не тільки розходженням ФЄП колекторів і відонасиченням, але і висотою знаходження над ГНК;

- масив точок, які відповідають колекторам з насиченням нафта, нафта+вода вода, знаходиться в іншій області поля кореляції. Цей масив розміщується де лінії $\rho_{зп}/\rho_{п}=1$, при цьому співвідношення $\rho_{зп}/\rho_{п}$ змінюється в широких ках від 1 до 4;

- радіуси зони проникнення колекторів із цим насиченням змінюються в сить вузьких межах 0,28 – 0,55 м. У деяких випадках радіус ЗП в колекторах з иченням нафта і вода досягає значення 0.6 – 0.65 м, що викликано, ймовірніше ого, похибками під час оброблення геофізичного матеріалу.

На фактичних дослідженнях свердловин методом ВІКІЗ на Кинському довищі доведено ефективність цього методу для визначення положення ГНК на онафтових покладах ЗСНГП. На підставі аналізу параметрів геоелектричних однорідностей присвердловинної зони колекторів і складу флюїду, який ичує пори цих колекторів, розроблено методику виділення інтервалів з високим осовмістом[126,128].

Таблиця №5.4

Закономірності зміни геоелектричних параметрів ЗП колекторів у залежності від типу флюїдонасичення

(для юрского горизонту Кинського родовища)

№ свр.	Інтервал колектора	$\rho_{зп}$ (Омм)	$\rho_{п}$ (Омм)	$\rho_{зп}/\rho_{п}$ (відн.од.)	$r_{зп}$ (м)	$\alpha_{пс}$ (відн.од.)	Насиченість
103	3396.8 - 3398.4	17,9	51,9	0,34	1,01	0,95	Газоконден.
	3398.4 - 3399.8	17,9	39,6	0,45	1	0,93	Газоконден.
	3418.8 - 3419.8	15,7	17,4	0,90	0,91	0,5	Газоконден.
	3419.8 - 3420.6	16,4	23,2	0,71	0,77	0,8	Газоконден.
	3420.6 - 3421.6	19,6	42,9	0,46	1,09	0,95	Газоконден.
	3421.6 - 3422.2	15,3	31,8	0,48	0,95	0,81	Газоконден.
132	2977.6 - 2979.2	36,1	46,8	0,77	0,92	0,65	Газоконден.
	2979.8 - 2981.2	22,1	52,6	0,42	0,7	0,49	Газоконден.
	2988.0 - 2989.0	16,5	26,9	0,61	0,6	0,59	Газоконден.
	2989.0 - 2990.8	28,7	64,8	0,44	0,86	0,76	Газоконден.
	2991.6 - 2995.0	25,5	61,3	0,42	0,96	0,9	Газоконден.
	2995.0 2995.8	25,4	57,2	0,44	1,06	0,6	Газоконден.
	2996.8 - 2998.8	24,1	49,3	0,49	0,87	0,76	Газоконден.
	3012.2 - 3015.0	38,3	65	0,59	0,74	0,73	Газоконден.
	3015.8 - 3017.4	33,3	83,6	0,40	1,06	0,72	Газоконден.
	3017.4 - 3019.2	29,9	65,5	0,46	1,01	0,69	Газоконден.
137	2968.4 - 2969.6	21,4	40,9	0,52	1,33	0,76	Газоконден.
	2969.6 - 2972.0	32,8	60,6	0,54	0,96	0,99	Газоконден.
167	3362.4 - 3363.8	17,7	29,7	0,60	0,88	0,33	Газоконден.
	3363.8 - 3365.6	15,1	29,4	0,51	1,06	0,22	Газоконден.
	3376.8 - 3378.0	34,3	27,9	1,23	0,43	0,53	Газоконден.
	3385.6 - 3387.4	32,7	59,6	0,55	1,2	0,45	Газоконден.
	3390.2 - 3393.4	31,8	86,1	0,37	1,34	0,58	Газоконден.
	3393.4 - 3396.2	29,3	80	0,37	1,2	0,72	Газоконден.
	3400.0 - 3402.2	22	42	0,52	1,06	0,84	Газоконден.
	3410.6 - 3412.2	31,4	47,7	0,66	1,38	0,82	Газоконден.
	3412.2 - 3413.4	38,7	82	0,47	1,1	0,96	Газоконден.
	3413.4 - 3416,0	35	90	0,39	1,13	0,85	Газоконден.
171	2970.8 - 2972.0	17,9	43	0,42	1,07	0,57	Газоконден.
	2973.6 - 2974.4	15,9	20,7	0,77	1,08	0,31	Газоконден.
	2984.0 - 2984.8	17,3	33,5	0,52	1,08	0,45	Газоконден.
	2996.4 - 2997.4	31,7	55,9	0,57	1,07	0,36	Газоконден.
	3004.4 - 3006.4	23,2	32,4	0,72	1,18	0,86	Газоконден.
	3016.2 - 3018.6	61,2	93,5	0,65	1,16	0,88	Газоконден.
	3018.6 - 3021.0	39,9	98	0,41	1,13	0,99	Газоконден.

Продовження таблиці № 5.4

	3021.0 - 3022.8	39,6	81	0,49	1,27	0,85	Газоконден.
	3022.8 - 3024.8	35,9	75,5	0,48	1,33	0,82	Газоконден.
	2994.6 - 2996.8	14,3	27,5	0,52	0,71	0,61	Газоконден.
	3000.2 - 3001.2	18,8	39,1	0,48	0,82	0,67	Газоконден.
	3006.6 - 3009.0	15,6	20,7	0,75	0,63	0,83	Газоконден.
	3009.0 - 3010.4	10,5	18,5	0,57	0,86	0,81	Газоконден.
	3018.0 - 3019.4	14,8	22,8	0,65	0,8	0,6	Газоконден.
	3019.4 - 3021.2	36,2	54,7	0,66	1,23	0,97	Газоконден.
	3021.2 - 3023.8	20,4	50,7	0,40	0,71	0,92	Газоконден.
	3023.8 - 3026.4	21,5	52	0,41	0,8	0,89	Газоконден.
175	3011.4 - 3013.6	16,6	28,1	0,59	0,98	0,63	Газоконден.
	3058.0 - 3061.6	25,2	47,9	0,53	0,84	0,99	Газоконден.
207	3032.6 - 3034.0	12,5	20,9	0,60	0,73	0,58	Газоконден.
	3054.8 - 3055.6	11,6	15,5	0,75	0,84	0,35	Газоконден.
	3079.0 - 3080.6	25,9	29,4	0,88	1,07	0,65	Газоконден.
	3081.0 - 3082.2	51	75	0,68	0,76	0,83	Газоконден.
	3082.2 - 3085.0	40	84	0,48	1,28	0,89	Газоконден.
239	3020.6 - 3022.6	12,7	25,2	0,50	0,92	0,46	Газоконден.
	3032.8 - 3034,4	18	27,2	0,66	0,91	0,68	Газоконден.
	3034.4 - 3035.2	22,9	60,4	0,38	0,92	0,83	Газоконден.
	3036.6 - 3037.8	15,8	46,7	0,34	0,7	0,63	Газоконден.
	3040.8 - 3043.0	16,5	31,7	0,52	1,02	0,84	Газоконден.
	3043.0 - 3046.0	19,6	45	0,44	0,88	0,8	Газоконден.
	3066.8 - 3069.4	23,6	48,9	0,48	0,74	0,82	Газоконден.
	3069.4 - 3071.4	22,2	41,6	0,53	1,2	0,79	Газоконден.
283	2929.6 - 2930.6	20,1	31,4	0,64	1,1	0,38	Газоконден.
	2948.6 - 2951.2	19,9	37,8	0,53	1,04	0,78	Газоконден.
	2951.2 - 2954.6	21,5	31,4	0,68	1,08	0,71	Газоконден.
103	3399.8 - 3400.8	38,3	28,9	1,33	0,39	0,92	Газ+Нафта
167	3378.0 - 3379.2	23,8	39,3	0,61	0,97	0,48	Газ+Нафта
	3416.0 - 3416.8	44,9	88	0,51	0,6	0,79	Газ+Нафта
171	3038.6 - 3040.2	35,6	36,2	0,98	0,46	0,81	Газ+Нафта
173	2971.8 - 2973.0	12,6	24,4	0,52	0,74	0,54	Газ+Нафта
	3039.4 - 3041.0	15,9	29,4	0,54	0,87	0,75	Газ+Нафта
	3041.0 - 3042.6	13,59	23,1	0,59	0,98	0,76	Газ+Нафта
	3042.6 - 3044.0	11,9	17,6	0,68	0,9	0,67	Газ+Нафта
103	3379.6 - 3380.8	48,7	16,9	2,88	0,37	0,56	Нафта
	3400.8 - 3402.8	38,3	22,4	1,71	0,43	0,94	Нафта
132	3003.6 - 3005.2	27	18,3	1,48	0,43	0,9	Нафта
	3019.2 - 3021.4	60	33,2	1,81	0,44	0,84	Нафта
	3022.2 - 3024.2	43,6	24,7	1,77	0,43	0,97	Нафта
	3024.2 - 3027.0	46,1	15,6	2,96	0,36	0,93	Нафта
	3035.2 - 3037.6	29,5	29,5	1,00	0,43	0,98	Нафта

Продовження таблиці № 5.4

	3037.6 - 3039.6	33,3	21	1,59	0,67	0,84	Нафта
137	2921.2 - 2921.8	23,2	22,2	1,05	0,57	0,5	Нафта
	2922.6 - 2923.4	30,6	23,8	1,29	0,45	0,55	Нафта
	2944.0 - 2944.8	49,5	22,6	2,19	0,37	0,52	Нафта
	2946.8 - 2948.8	93,4	37,7	2,48	0,46	0,75	Нафта
	2948.8 - 2951.2	87,2	41,6	2,10	0,52	0,8	Нафта
	2951.2 - 2954.0	72,1	37,1	1,94	0,52	0,73	Нафта
	2957.8 - 2059.8	57,5	21,1	2,73	0,41	0,83	Нафта
	2959.9 - 2960.8	33,1	16,2	2,04	0,46	0,72	Нафта
	2972.0 - 2974.2	63,7	48,7	1,31	0,52	0,88	Нафта
	2974.2 - 2976.4	79	27,2	2,90	0,5	0,88	Нафта
	2987.8 - 2989.0	25,2	22,8	1,11	0,38	0,31	Нафта
	2990.8 - 2993.0	55,9	25,1	2,23	0,43	0,86	Нафта
	2993.0 - 2995.0	41,6	18,4	2,26	0,41	0,54	Нафта
167	3402.2 - 3404.0	50,2	24,1	2,08	0,31	0,76	Нафта
	3416.8 - 3418.6	60,3	37,5	1,61	0,43	0,83	Нафта
	3418.6 - 3422.6	71,3	19,3	3,69	0,44	0,87	Нафта
	3423.6 - 3424.8	52,1	20,2	2,58	0,45	0,91	Нафта
	3424.8 - 3426.4	47,2	16,1	2,93	0,45	0,69	Нафта
	3434.6 - 3436.0	46,5	35,9	1,30	0,43	0,37	Нафта
	3436.0 - 3437.6	44,7	24,1	1,85	0,47	0,32	Нафта
171	3006.4 - 3008.6	43,9	24,6	1,78	0,39	0,82	Нафта
	3024.8 - 3026.6	90,1	57,8	1,56	0,44	0,79	Нафта
	3028.2 - 3030.8	38,9	18,4	2,11	0,62	0,86	Нафта
	3040.2 - 3041.6	32,8	24,1	1,36	0,38	0,85	Нафта
	3041.6 - 3042.4	60	20	3,00	0,3	0,66	Нафта
173	3001.2 - 3002.0	57,1	30,8	1,85	0,33	0,68	Нафта
	3028.0 - 3029.4	28,4	23,5	1,21	0,33	0,89	Нафта
175	3035.0 - 3035.6	45,8	18,9	2,42	0,32	0,43	Нафта
	3046.0 - 3048.0	45,9	19	2,42	0,38	0,94	Нафта
	3048.0 - 3049.8	45,1	15,4	2,93	0,39	0,81	Нафта
	3061.6 - 3063.2	56,7	23,2	2,44	0,41	0,9	Нафта
	3081.2 - 3082.8	41	21,5	1,91	0,37	0,78	Нафта
	3082.8 - 3084.2	26,6	18	1,48	0,41	0,66	Нафта
	3084.2 - 3085.8	28,2	16,9	1,67	0,32	0,52	Нафта
207	3057.2 - 3059.8	45,8	26,4	1,73	0,36	0,68	Нафта
	3061.4 - 3062.2	48,1	29,8	1,61	0,41	0,7	Нафта
	3062.2 - 3064.2	51,5	35,3	1,46	0,42	0,76	Нафта
	3064.2 - 3067.6	78,1	37,4	2,09	0,41	0,88	Нафта
	3085.0 - 3086.6	97	45,5	2,13	0,56	0,89	Нафта
	3086.6 - 3089.0	128	22	5,82	0,46	0,96	Нафта
	3090.6 - 3092.8	91	22,8	3,99	0,44	0,99	Нафта
	3092.8 - 3094.0	31	20,4	1,52	0,59	0,79	Нафта

Продовження таблиці № 5.4

	3101.4 - 3103.6	35,3	28,3	1,25	0,41	0,95	Нафта
	3103.6 - 3105,6	37,8	21,1	1,79	0,37	0,59	Нафта
239	3054.6 - 3056.6	66	22,8	2,89	0,37	0,9	Нафта
	3056.6 - 3058.0	19,5	18,6	1,05	0,26	0,8	Нафта
	3086.0 - 3088.4	57,2	24,7	2,32	0,33	0,98	Нафта
	3088.4 - 3090.2	25,7	20	1,29	0,37	0,86	Нафта
283	2954.6 - 2957.4	55,8	37,7	1,48	0,4	0,74	Нафта
	2957.4 - 2961.2	46,1	30,1	1,53	0,45	0,85	Нафта
	2965.2 - 2966.2	24,5	16,3	1,50	0,36	0,65	Нафта
	2976.0 - 2977.8	25	22,4	1,12	0,43	0,74	Нафта
	2994.0 - 2996.8	44,6	24,7	1,81	0,36	0,99	Нафта
	2996.8 - 2998.4	52	20,9	2,49	0,33	0,85	Нафта
	2998.4 - 2999.8	34,2	19,8	1,73	0,33	0,56	Нафта
	3000.8 - 3001.4	43,2	22,7	1,90	0,34	0,46	Нафта
103	3384.8 - 3386.4	31,6	15,3	2,07	0,35	0,59	Нафта+Вода
	3423.4 - 3426.0	40,4	12,9	3,13	0,37	0,8	Нафта+Вода
	3441.2 - 3442.6	24,1	14,4	1,67	0,36	0,45	Нафта+Вода
	3444.2 - 3445.8	19,2	13,6	1,41	0,37	0,46	Нафта+Вода
137	2933.2 - 2933.8	30	16,1	1,86	0,33	0,43	Нафта+Вода
173	3029.4 - 3030.8	21,2	11,9	1,78	0,41	0,89	Нафта+Вода
175	3063.2 - 3065.8	42,1	14	3,01	0,35	0,97	Нафта+Вода
207	3068.4 - 3069.4	23,8	19,6	1,21	0,55	0,71	Нафта+Вода
239	3071.4 - 3073.2	53,7	19,3	2,78	0,39	0,79	Нафта+Вода
283	2966.2 - 2968.0	28	14,2	1,97	0,34	0,65	Нафта+Вода
	2977.8 - 2878.8	49,4	15,8	3,13	0,27	0,86	Нафта+Вода
103	3408.0 - 3409.8	44,1	13,2	3,34	0,32	0,74	Вода
	3426.0 - 3430.0	50,8	10,9	4,66	0,3	0,81	Вода
	3430.0 - 3433.0	26,9	8,9	3,02	0,3	0,83	Вода
	3434.4 - 3435.0	38,9	38,9	1,00	0,5	0,71	Вода
137	2976.4 - 2980.2	50	15,4	3,25	0,43	0,92	Вода
173	3030.8 - 3033.0	2	11,8	0,17	0	0,9	Вода
175	3024.4 - 3026.0	18,9	13,9	1,36	0,37	0,45	Вода
	3065.8 - 3069.4	42,4	13,5	3,14	0,36	0,93	Вода
	3071.2 - 3074.2	97	12,6	7,70	0,29	0,9	Вода
207	3069.8 - 3070.8	76,6	12,6	6,08	0,35	0,67	Вода
239	3073.2 - 3078.0	27,7	12,4	2,23	0,33	0,75	Вода
283	2978.8 - 2980.6	28,1	15	1,87	0,33	0,83	Вода
	2980.6 - 2982.4	27,4	15,3	1,79	0,36	0,76	Вода

овні позначення:

(Ом·м) - **ПЕО** зони проникнення

(Ом·м) – ПЕО незміненої частини пласта

(м) - радіус зони проникнення

(відн.од.) – відносний параметр методу СП

Вище, автором роботи розглянуто фактори, які впливають на формування свердловинної зони і характер зміни параметрів геоелектричного розрізу свердловини за висотою покладу. Дослідження методом ВІКІЗ в свердловинах проводилися через 5-10 годин після розкриття розрізу. *Як залежать параметри електричної моделі колектора від часу проведення дослідження?* Терміни проведення каротажу - це один з головних чинників, які мають вплив, під час вирішення завдання визначення відповідності параметрів геоелектричного розрізу і типу пластового флюїду [116,117,120,122,123]. Для вирішення питання впливу часового чинника на параметри геоелектричної моделі колекторів будуть розглянуті фактичні дослідження методом ВІКІЗ, проведені у свердловинах №№ 128 і 203 Харампурського родовища[130]. В таблиці № 5.5 наведено результати опрацювання даних ВІКІЗ у цих свердловинах.

Перший вимір ВІКІЗ у свердловинах був проведений через 6- 7 годин після розкриття розрізу. За результатами інтерпретації інтервал пласта $Ю_1^1$ характеризується знижувальним проникненням (див. таблицю №5.5 і рис. 5.13). Параметри геоелектричного розрізу свердловин змінюються в межах:

- радіус зони проникнення (ЗП) - 0,8-1,1 м,
- питомий електричний опір ЗП - 12,0 – 24,0 Ом.м,
- питомий електричний опір пласта - 17,0 – 50,0 Ом·м

Після добурювання у свердловинах було розкрито пласт $Ю_1^2$ і проведені повторні дослідження методом ВІКІЗ. Час між розкриттям пласта $Ю_1^1$ і повторним виміром ВІКІЗ становив у свердловині №128 - 3 доби, а у свердловині №203 – 2 доби, час між розкриттям пласта $Ю_1^2$ і виміром ВІКІЗ в обох свердловинах становив – 6-7 годин. Умови буріння і проведення дослідження ВІКІЗ не змінилися. Буріння проводилося на низькій репресії з глинистим буровим розчином, питомий опір якого змінювався в межах 0,8 – 1,1 Ом·м.

За результатами інтерпретації повторного дослідження методом ВІКІЗ пласть розкритий свердловинами інтервал характеризується підвищувальним проникненням. Параметри геоелектричного розрізу пласта $Ю_1^1$ змінюються в межах:

Результати визначення параметрів геоелектричної моделі колекторів у свердловинах за даними інтерпретації часових вимірів ВІКІЗ

№ свр.	Пласт	Інтервал колектора		$\alpha_{пс}$	$R_{зп}$	$\rho_{зп}$	$\rho_{п}$	$R_{зп}$	$R_{оз}$	$\rho_{зп}$	$\rho_{оз}$	$\rho_{п}$	Насичення
		покрівля колектора	підошва колектора	від.од.	м	Омм	Омм	м	м	Омм	Омм	Омм	
					1-й вимір			2-й вимір					
128	Ю1-1	2969.6	2970.8	0.42	0.86	12.7	16.7	0.49	0.77	20	8.5	13.6	Газоконденсат
		2971.2	2972.6	0.65	0.79	24.9	29.9	0.41	0.5	43	6	23.5	Газоконденсат
		2973.2	2974	0.53	1.04	11.2	22.8	0.76	0.95	44.7	7.1	21.5	Газоконденсат
		2974.8	2976.4	0.82	0.76	20.6	27.9	0.61	0.93	45.1	12.7	23.9	Газоконденсат
		2976.4	2979	0.9	0.89	18.1	35.2	0.73	1.05	32.1	10.3	29.4	Газоконденсат
		2979	2981.6	0.84	0.91	17.1	33.4	0.71	1.03	36.4	8.8	26.5	Газоконденсат
		2981.6	2983.4	0.73	0.81	14.3	29.2	0.71	1.05	32.7	8.6	24.1	Газоконденсат
	Ю1-2	2987.4	2988.6	0.71				0.6	0.88	15	6.3	11.3	Нафта
		2988.6	2990.2	0.9				0.65	0.97	20.2	8.6	14.2	Нафта
		2990.2	2991	0.82				0.61	0.69	11.7	3	15.7	Нафта
					1-й вимір			2-й вимір					
203	Ю1-1	3133.8	3135.2	0.79	0.85	23.9	50.6	0.39	0.71	58	16	43.5	Газоконденсат
		3135.2	3137.2	0.82	1.07	22.8	54.3	0.69	0.97	59	18	44.8	Газоконденсат
		3137.2	3139.6	0.76	1.05	18.3	44.4	0.45	1.02	50	15.1	36.4	Газоконденсат
		3139.6	3141	0.78	0.9	18.6	40.3	0.43	0.93	59	13.8	33.4	Газоконденсат
		3141	3143.6	0.76	0.94	19.3	40	0.48	0.83	49	10.8	32.9	Газоконденсат
		3143.6	3144.8	0.8				0.36	0.77	59	12.8	34.5	Газоконденсат
		3144.8	3147.8	0.76				0.34	0.7	44.7	14.1	31	Газоконденсат
	Ю1-2	3149	3150	0.37				0.33	0.45	18.9	4.5	10.2	Нафта
		3150.8	3152	0.59				0.33	0.6	63	8.8	12.2	Нафта

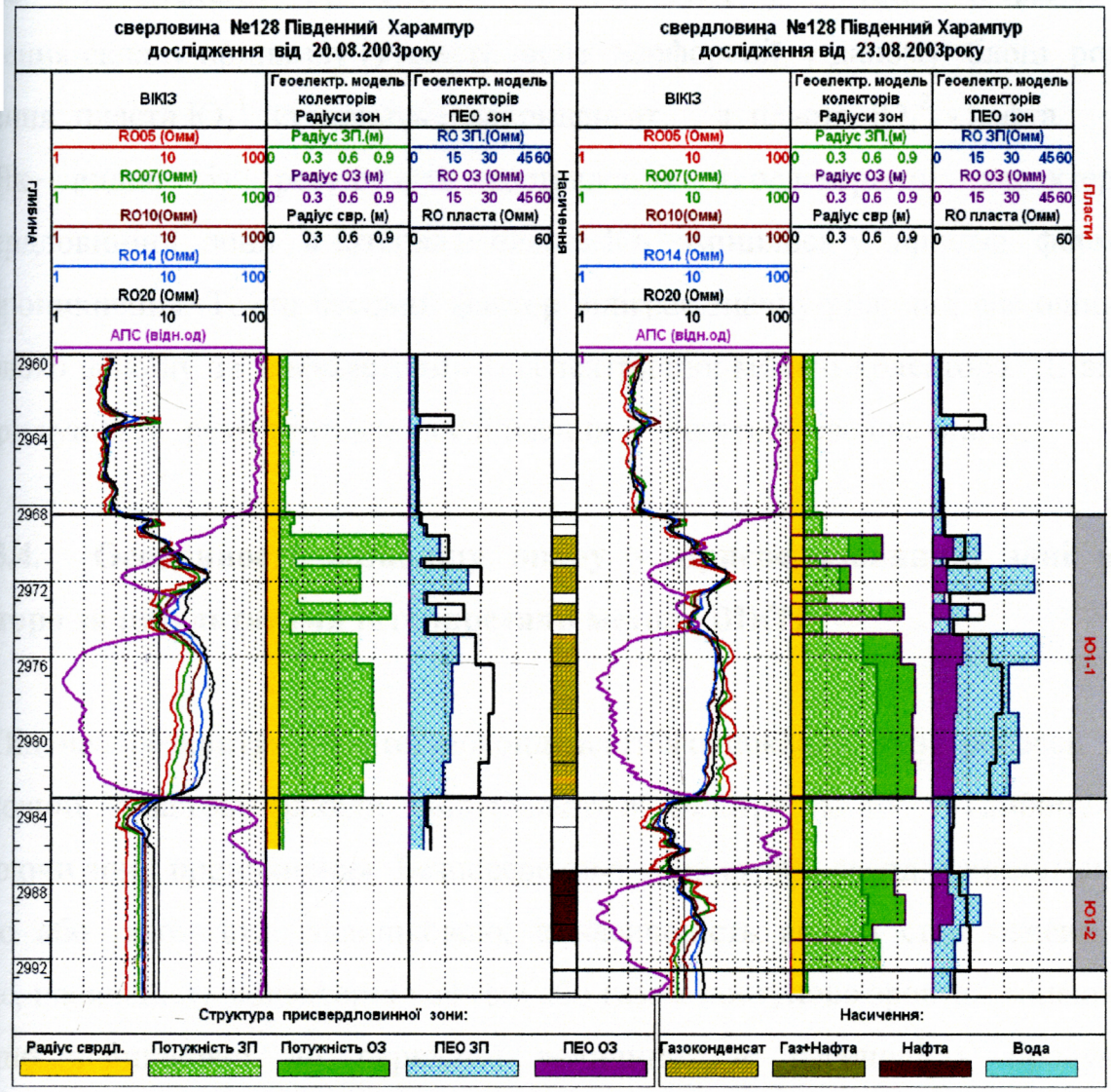


Рис. 5.13. Часові дослідження методом ВІКІЗ

- радіус ЗП змінюється в межах - 0,4- 0,75 м,
- питомий електричний опір ЗП – 30,0-60,0 Ом·м,
- питомий електричний опір пласта 20,0 – 40,0 Ом·м.

Зіставлення результатів інтерпретації часових вимірів ВІКІЗ дає можливість аналізувати залежність просторово-часового розподілу електричного опору в свердловинній зоні. За даними таблиці №5.5 відмічається наступне: в інтервалі ласта $Ю_1^1$ через 2 - 3 доби тип проникнення змінився із знижувального на вищувальний, радіуси ЗП зменшилися у півтора раза. У той час, як опір ласта зменшився на кілька одиниць. В інтервалі пластів $Ю_1^1$ і $Ю_1^2$ значається наявність облямовуючої зони (ОЗ), яка є надійною ознакою одуктивності пласта.

За результатами проведення методу ПНК у сусідніх свердловинах і ачення складу припливу із пласта після перфорації, у даному блоці родовища ичення пласта $Ю_1^1$ становить газоконденсат, а пласта $Ю_1^2$ - нафта.

Як видно із результатів зіставлення геоелектричні характеристики исвердловинної зони в інтервалі пласта $Ю_1^1$ змінилися у процесі формування ни проникнення. Тобто часовий фактор відіграє значну роль під час оцінки типу астового флюїду за параметрами геоелектричної моделі колектора. Ці висновки тверджуються результатами дослідження у багатьох свердловинах.

5.4. Особливості розподілу опору у присвердловинній зоні породи-лектора за результатами інтерпретації методу ВІКІЗ.

Під час розкриття нафтогазоконденсатного покладу, із-за репресії тиску в рдловині, пластові флюїди відтісняються фільтратом БР у глибину пласта, ворюючи зону проникнення. Безпосередньо коло стінки свердловини насиченість фтою або газом стає залишковою, а насиченість водою стає максимальною. льше, насиченість колекторів нафтою або газом поступово зростає, міняючись від анично залишкової до первісної величини. А насиченість продуктивних лекторів водою убуває, змінюючись від гранично максимальної до нульової. У донасичених колекторах відбувається розведення пластової мінералізованої води льтратом БР. Тобто, в присвердловинній зоні відбувається перерозподіл сиченості. Поступові зміни насиченості проходять впродовж всього часу рмування зони проникнення.

Безпосередньо з водонасиченістю зони проникнення пов`язана концентрація лей, розчинених в воді. Тому особливості розподілу електричного опору в ЗП рмуються як результат зміни водонасиченості і концентрації солей[55,56].

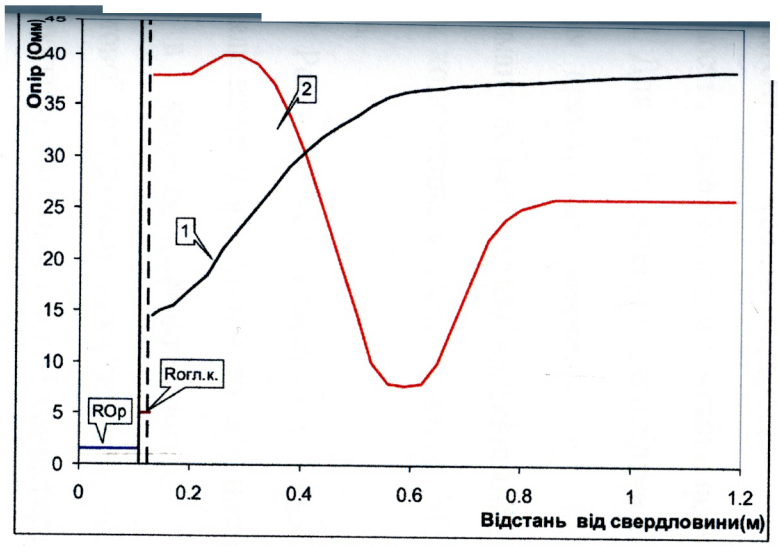
Кількісна інтерпретація даних методу ВІКІЗ в попластовому режимі дає жливість визначати не тільки радіуси циліндричних поверхонь, які відповідають ні проникнення і облямовуючій зоні, але і ПЕО в цих зонах. На значеннях опору н ґрунтується побудова моделі розподілу опору в присвердловинній зоні для

екторів з різним типом пластового флюїду. На рисунку 5.14 зображено характер и опору для газо-, нафто- і водонасичених колекторів.

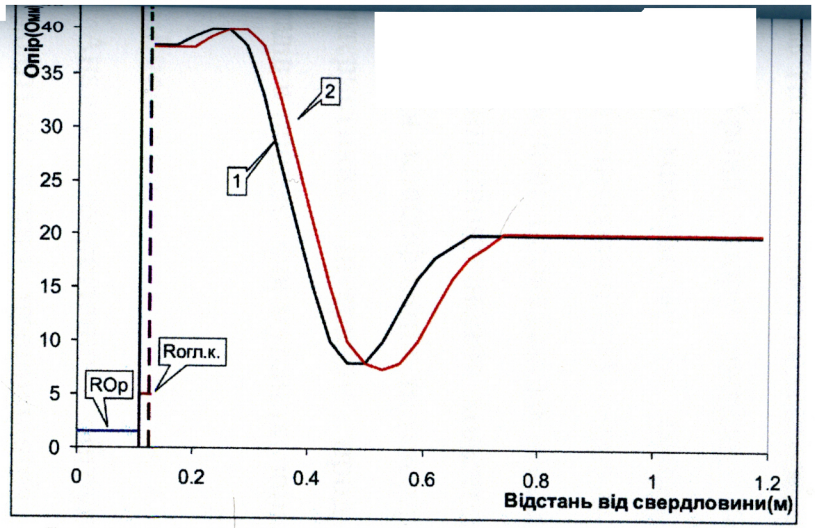
Водонасичений колектор (рис. 5.14-в). Для цього колектора характерна шарова геоелектрична модель: свердловина – ЗП – пласт. Водонасиченість не нюється. Електричний опір в зоні проникнення залежить від зміни концентрації ей. Мінералізація глинистого БР, на якому проводилося розкриття розрізу, начна. Концентрація солей в буровому розчині нижча ніж в пластовій воді. ПЕО нотонно убуває від значень в ближній до свердловини зони проникнення до чень опору в незміненій частині пласта. У перші 5-10 годин після розкриття різу крива опору має крутий спад (шифр кривої – 1) і виходить на постійне чення на відстані 0,4 – 0,45 м від стінки свердловини. Через 2 доби крива опору більш пологішою і виходить на постійне значення на відстані 0,5 – 0,55 м від ки свердловини (шифр кривої – 2).

Нафтонасичений колектор (рис.5.14 –б). Для колекторів нафтової оторочки рактерна чотиришарова модель: свердловина – ЗП – ОЗ – пласт. Водонасиченість і нцентрація в присвердловинній зоні знаходяться в складній взаємодії і інюються як від відстані так і від часу формування зони проникнення. Крива іни опору в присвердловинній зоні є немонотонною і має локальний максимум мінімум. Локальний максимум ПЕО знаходиться на границі промитої зони. кальний мінімум ПЕО, який пов`язаний з наявністю облямовуючої зони, лежить від співвідношення опорів ЗП і незміненої частини пласта. У перші 5 – 10 дин після розкриття розрізу локальний мінімум знаходиться в інтервалі 0,45 – 5 м і має різкі границі виділення (шифр кривої – 1). Через 2 доби локальний ксимум і мінімум зміщається в сторону збільшення відстані від свердловини ифр кривої – 2). Локальний мінімум знаходиться в інтервалі 0,5 – 0,6 м і стає льш явним.

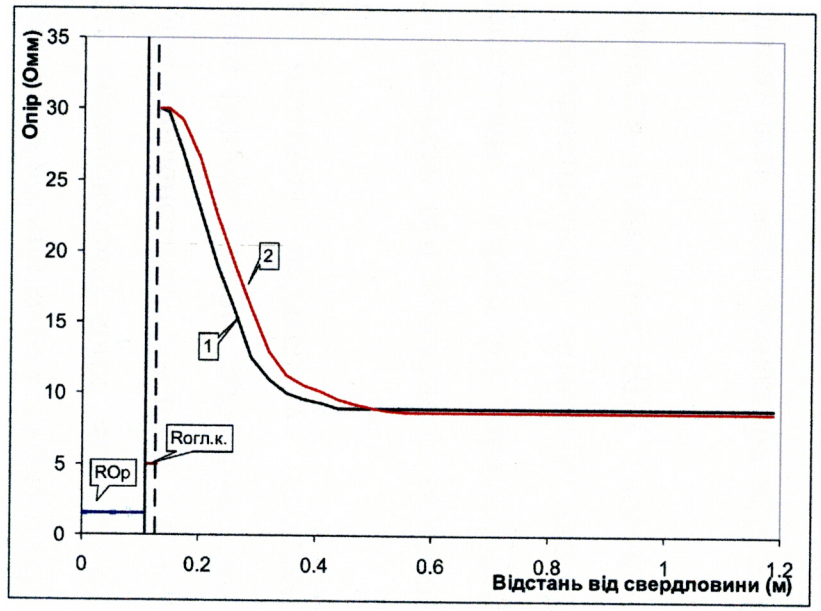
Колектор з насиченням газоконденсат (рис. 5.14 – а). Для газонасичених лекторів у перші 5 – 10 годин після розкриття розрізу характерна тришарова одель: свердловина – ЗП – пласт. Водонасиченість і концентрація монотонно ують з відстанню від свердловини.



а)



б)



в)

Рис. 5. 14 Моделі зміни опору в присвердловинній зоні породи-колектора за результатами інтерпретації методу ВІКІЗ 1- через 5-10 годин, 2 – через 2 доби після розкриття розрізу

а) – колектор з насиченням газоконденсат
б) – нафтонасичений колектор
в) - водонасичений колектор

Крива опору монотонно зростає із збільшенням радіальної координати і ходить на постійне значення на відстані 1,0-1,2 м (шифр кривої – 1). Через 2 доби дель газонасиченого колектора стає чотиришаровою: свердловина – ЗП – ОЗ – ст. Крива опору набуває складної форми і характеризується наявністю кального максимуму і мінімуму. Локальний мінімум має чіткі границі і ходиться в інтервалі 0,55 – 0,65 м.

На основі проведеного аналізу пропонується класифікація типів розподілу ору в зоні проникнення колекторів в залежності від насичуючого пластового оїду. Ця класифікація підтверджує наявність відмінних ознак в електричних актеристиках інтервалу продуктивних колекторів нафтогазоконденсатних кладів в процесі формування зони проникнення.

Висновки.

1. Аналіз теоретично обґрунтованих петрофізичних взаємозв'язків, які орюються у зоні проникнення, дозволив з'ясувати вплив відносної в'язкості ичуючого флюїду, на процеси, які супроводжують витиснення цього флюїду ьтратом БР, а також на водонасиченість зони проникнення. Теоретичні редумови дали можливість обґрунтувати залежність геоелектричних параметрів ногенних неоднорідностей присвердловинної зони колектора від відносної кості і дифузії насичуючого флюїду.

2. Для підвищення вірогідності визначення положення ВНК запропоновано, рім критичних значень ρ_n^* і $K_в^*$, використовувати додаткову інформацію, иману в результаті визначення геоелектричних параметрів присвердловинної ни колектора, а саме: радіус ЗП ($r_{зп}$), наявність або відсутність облямовуючої ни.

3. Розроблено критерії і здійснена типізація параметрів геоелектричної делі колектора залежно від насичуючого флюїду, - нафта або вода. Доведено, в умовах «водоплавних» нафтогазоконденсатних покладів, в інтервалі фтової оторочки відмічається наявність облямовуючої зони, яка є ознакою одуктивності інтервалу і характеризує наявність вільної води у цьому інтервалі.

4. Доведено, що в умовах прориву нагнітальної води у продуктивному тервалі, головною ознакою є різка зміна параметрів геоелектричного розрізу а саме: радіуса ЗП, опору пласта і поява ОЗ.

5. Створено фізико-геологічну модель залежності параметрів геоелектричних однорідностей присвердловинної зони колекторів від типу пластового флюїду основі критерію розходження насичуючих флюїдів за в'язкістю і дифузією для рампурського і Кинського нафтогазоконденсатних покладів.

6. Доведено високу ефективність застосування параметрів геоелектричної делі колекторів - радіуса ЗП і співвідношення опорів ЗП і пласта - для зподілу продуктивного інтервалу теригенного розрізу на газонасичені і фтонасичені колектори.

7. За результатами інтерпретації часових досліджень методом ВІКІЗ у ердловинах, які розкрили нафтогазоконденсатні поклади, доведено, що на раметри геоелектричного розрізу свердловин великий вплив має час проведення слідження, що викликано етапами формування зони проникнення.

8. Доведено на фактичних вимірах методом ВІКІЗ у свердловинах, що діальний розподіл опору в присвердловинній зоні залежить від типу пластового юїду і часу формування зони проникнення. Це дає можливість за електричними рактеристиками пластів оцінювати наявність газової шапки на фтогазкондесатних покладах.

РОЗДІЛ 6
ПІДВИЩЕННЯ ІНФОРМАТИВНОСТІ ГЕОЛОГО-ГЕОФІЗИЧНИХ СВЕРЛОВИННИХ ДОСЛІДЖЕНЬ

Визначення положення газонафтового контакту відноситься до завдань, які час стандартної технології застосування методів ГДС не вирішуються, а ить потребують проведення спеціальних геофізичних досліджень. овадження нових геофізичних методів дослідження свердловин, плексування різних за своїми методичними можливостях геофізичних методів, вищення інформативності геолого-геофізичних свердловинних даних - це овні напрямки розвитку свердловинної геофізики. Впровадження нових фізичних методів дослідження свердловин в випадку визначення ГНК ликано потребою більш детального вивчення присвердловинної зони. Для ьшення об'єму корисної інформації, яку можна одержати з проведеного плексу ГДС, насамперед, необхідно перейти від окремих кореляційних зків до системи загальних багатомірних моделей, які описують всі необхідні емозв'язки між геофізичними величинами і характеристиками продуктивних кладів [114,115,117,118,119,120].

6.1 Комплексування методів ГДС із метою уточнення ГНК на одоплавних» нафтогазоконденсатних покладах.

Для розподілу продуктивних колекторів на нафтонасичені і газонасичені ує стандартна методика, яка ґрунтується на проведенні повторних вимірів ціонарними (НК) або імпульсними (ІННК) видами нейтронного каротажу в оцесі розформування зони проникнення. У третьому розділі дисертаційної боти детально описано критерії і методику проведення свердловинних досліджень НК, в результаті яких можна одержати якісну інформацію для виділення онасичених інтервалів у теригенних відкладах юрського горизонту ЗСНГП. облема існує в тому, що за даними метода ПНК виділення газонасичених

ервалів можливе тільки на етапі підрахунку запасів і у випадку достатньо ликого об`єму виконання ПНК по родовищі в цілому. У випадку, коли на довищі проведено поодинокі виміри ПНК, яких недостатньо для самостійного користання, ці виміри використовують як підтвердження або заперечення формації, одержаної за другими геолого-геофізичними методами.

Так, на Кинському родовищі на даний час дослідження ПНК проведено у ердловині № 132. Фоновий вимір НК проведений 07.07.2003 р., повторний вимір К проведений 15.01.2004 р. Термін між вимірами становить 6 місяців. унтуючись на дослідженнях часу розформування ЗП і впливу цього процесу на казання НК, які проведені у третьому розділі дисертаційної роботи, можна обити висновок, що під час проведення ПНК у свердловині №132 розформування І було не повне і тому виділення газонасичених інтервалі за даними ПНК буде не нозначним. Проведено зіставлення результатів інтерпретації по виділенню зонасичених інтервалів за методом ПНК з результатами інтерпретації метода КІЗ, дослідження якого проведено в відкритому стовбурі свердловини на етапі чатку формування ЗП.

На рисунку 6.1 зображено каротажну діаграму, де показані результати терпретації методу ВІКІЗ і ПНК у свердловині №132. На третьому треку діаграми ображені радіуси ЗП і ОЗ, на четвертому треку – ПЕО зони проникнення, лямовуючої зони і пласта, на п`ятому треку – криві ГК, НК і нормована крива вторного виміру НК, на шостому треку – насичення колекторів, яке визначене за зультатами інтерпретації методів ВІКІЗ і ПНК.

За результатами інтерпретації методу ВІКІЗ в інтервалах пластів $Ю_1^{1-2}$, $Ю_1^2$ в верхній частині пласта $Ю_1^4$ відмічається знижувальне проникнення і великі діуси ЗП (в межах 0,7-1,1 м). В інтервалах пластів $Ю_1^3$, $Ю_1^5$ і в нижній частині ласта $Ю_1^4$ відмічається підвищувальне проникнення, зменшення радіусів ЗП і явність ОЗ. За даними методу ПНК відмічається збільшення значення повторного міру кривої НК в інтервалах пластів $Ю_1^{1-2}$, $Ю_1^2$ і $Ю_1^4$. Приріст кривої ПНК зний, що пояснюється залежністю прояву газонасичених інтервалів від ФЄВ лекторів (див. розділ 3).

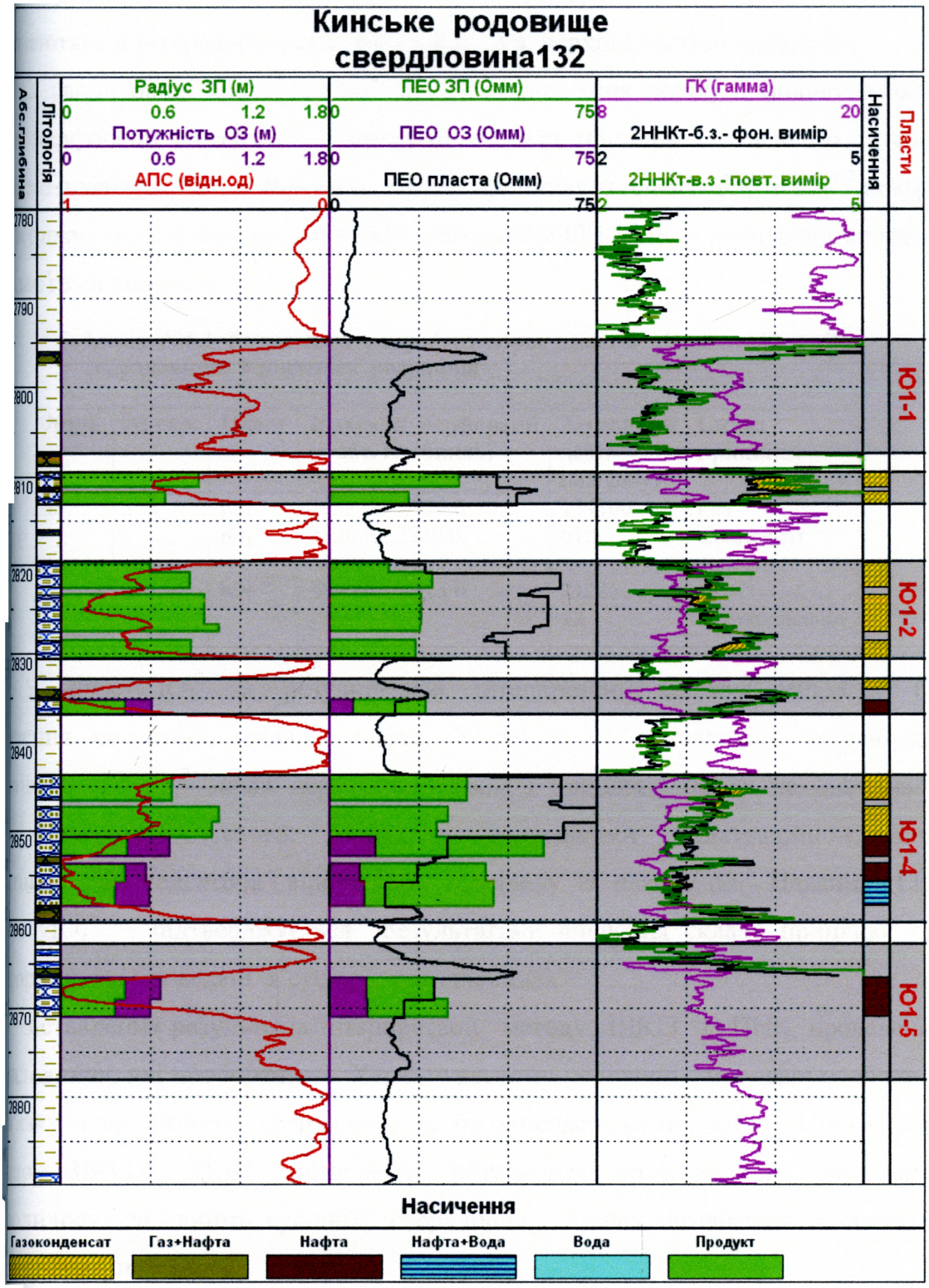


Рис. 6.1. Виділення газонасичених інтервалів у свердловині №132 Кинського родовища

За результатами інтерпретації методів ВІКІЗ і ПНК газонасичені колектора мічаються в інтервалі пластів $Ю_1^2$ і $Ю_1^{1-2}$ і в верхній частині пласта $Ю_1^4$.

У свердловині проведено поінтервальне вивчення складу припливу із пластів ля перфорації. Інтервали перфорації і склад припливу із певного інтервалу едені в таблиці № 6.1. Вивчення складу припливу із пластів $Ю_1^2$ і $Ю_1^{1-2}$ повністю тверджує результати інтерпретації методу ВІКІЗ і ПНК – насичення колекторів адає газоконденсат.

Таблиця №6.1 Результати випробовування пластів після перфорації у свердловинах Кинського родовища

№п/п	№ свр.	Пласт	Інтервал перфорації (в абс. глибинах)	Загальний дебіт (м3/добу)	Склад припливу
1.	132	$Ю_1^3$ $Ю_1^2$ $Ю_1^{1-2}$	2832.0 – 2836.0 2820.0 - 2830.0 2810.0 – 2813.0	134100 61.5 71225 42	Газ Конденсат Газ Газоконденсат

У пласті $Ю_1^3$ за результатами інтерпретації методу ВІКІЗ і ПНК сичення колекторів складає нафта. У результаті одночасного випробування астів $Ю_1^2$ і $Ю_1^3$ після перфорації в складі припливу нафта не відзначалася. ймовірніше усього, пов'язане з низькими фільтраційно-ємнісними астивостями колектора і відсутністю припливу із пласта $Ю_1^3$. Наявність ГНК в асті $Ю_1^4$ підтверджується результатами вивчення складу припливу після рфорації, які проведені в сусідніх свердловинах.

Зіставлення результатів інтерпретації методу ВІКІЗ і ПНК, проведених у рдловинах, які пробурені на Харампурському родовищі, має свої особливості. зв'язку з відсутністю свердловин, де би одночасно були проведені дослідження тодом ВІКІЗ і ПНК, зіставлення результатів інтерпретації цих методів оводилося за даними сусідніх свердловин. Аналіз зіставлення складається з ступних етапів:

- Вибирають свердловини, де проводився вимір ПНК, і, де були одержані якісні результати інтерпретації;

- З масиву свердловин, в яких проведені дослідження методом ВІКІЗ, вибирають свердловини, які перебувають у безпосередній близькості від свердловин, де був проведений метод ПНК;
- Через ці свердловини будують кореляційні схеми по профілях, що перетинають родовище в різних напрямках. По цих же профілях проводять зіставлення гіпсометричних відміток покрівлі стратиграфічних пластів і потужності цих пластів;
- Проводиться кореляція інтервалів колекторів із високим газовмістом, виділених за даними ПНК, з інтервалами продуктивних колекторів у свердловинах, де були проведені дослідження ВІКІЗ;
- За підсумками статистичного оброблення і зіставлення даних інтерпретації методів ВІКІЗ і ПНК, проведених у свердловинах Харампурського й Кинського родовищ, були визначені загальні закономірності зміни геоелектричного розрізу свердловин, які дають змогу виділяти газонасичені інтервали за геоелектричними параметрами.

Автором було побудовано декілька кореляційних розрізів через ердловини, де були проведені дослідження ВІКІЗ або ПНК. Приклад одного з реляційних розрізів зображено на рисунку 6.2 [109,129]. Приведені на реляційному розрізі свердловини пробурені в одному тектонічному блоці 1Ю. На ному розрізі в свердловинах №№ 156 і 171 зображено результати інтерпретації тоду ПНК, а в свердловинах №№ 139,185,200 зображено результати ерпретації методу ВІКІЗ.

Порівняння ефективності виділення газонасичених інтервалів методами КІЗ і ПНК на Харампурському нафтогазоконденсатному родовищі оводилося комплексно за результатами інтерпретації цих методів, а також ходячи з фізико-хімічних властивостей флюїду, визначених у процесі слідження поверхневих проб в розвідувальних свердловинах і за результатами значення складу припливу після перфорації в досліджуваних експлуатаційних ердловинах [114,115,116]. Провівши аналіз даних дослідження методом ВІКІЗ ПНК встановлено наступні закономірності:

- Інтервал колекторів для яких, за даними методу ВІКІЗ, характерно підвищувальне проникнення, невеликі радіуси ЗП (0,4-0,5 м) і наявність ОЗ - є нафтовою облямівкою нафтогазоконденсатного покладу. Це пласт $Ю_1^4$ у свердловинах №№185, 200, пласт $Ю_1^2$ і верхня частина пласта $Ю_1^3$ в свердловині №139. Свердловина №139 за абсолютними позначками знаходиться нижче за глибиною – це обумовлено наявністю ускладнюючих малоамплітудних диз`юнктивів у даному тектонічному блоці. За даними метода ПНК, проведеного в свердловинах №№ 156 і 171 підвищення значення кривої НК в інтервалі пласта $Ю_1^4$ і у підошві пласта $Ю_1^3$ не відзначається.
- На глибині, де зникає облямовуюча зона (пласт $Ю_1^3$, свердловина 139), збільшуються радіуси ЗП а опір незміненої частини пласта стає меншим певного критичного значення насиченості ρ_n^* - відзначається ВНК. В цьому інтервалі колектора водонасичені.
- В колекторах, які залягають вище інтервалу нафтової облямівки, електричні властивості різко змінюються: ОЗ зникає, спостерігається знижувальне, рідко підвищувальне, проникнення фільтрату БР, радіуси ЗП збільшуються практично у два рази. Цим характеристикам відповідають пласти $Ю_1^1$, $Ю_1^2$, $Ю_1^3$ у свердловинах № 185,200 і пласт $Ю_1^1$ у свердловині № 139. В інтервалі цих пластів у свердловинах №№ 156,171 відзначається підвищення значення кривої ПНК. За результатами вивчення складу припливу колектори цього інтервалу насичені газоконденсатом.

Результати перфорації окремих пластів у даних свердловинах тверджують результати комплексної інтерпретації методу ВІКІЗ і методу К. Підсумком проведеного аналізу є зпрогнозована модель газової шапки і ложення поверхні ГНК на даній ділянці родовища. Зіставлення геоелектричного різу свердловин, побудованого за результатами інтерпретації методу ВІКІЗ, газонасиченими інтервалами, виділеними за даними ПНК, дало можливість будувати певні інтерпретаційні геофізичні моделі, настроєні на проведений мплекс ГДС в умовах Західно-Сибірської нафтогазоносної провінції.

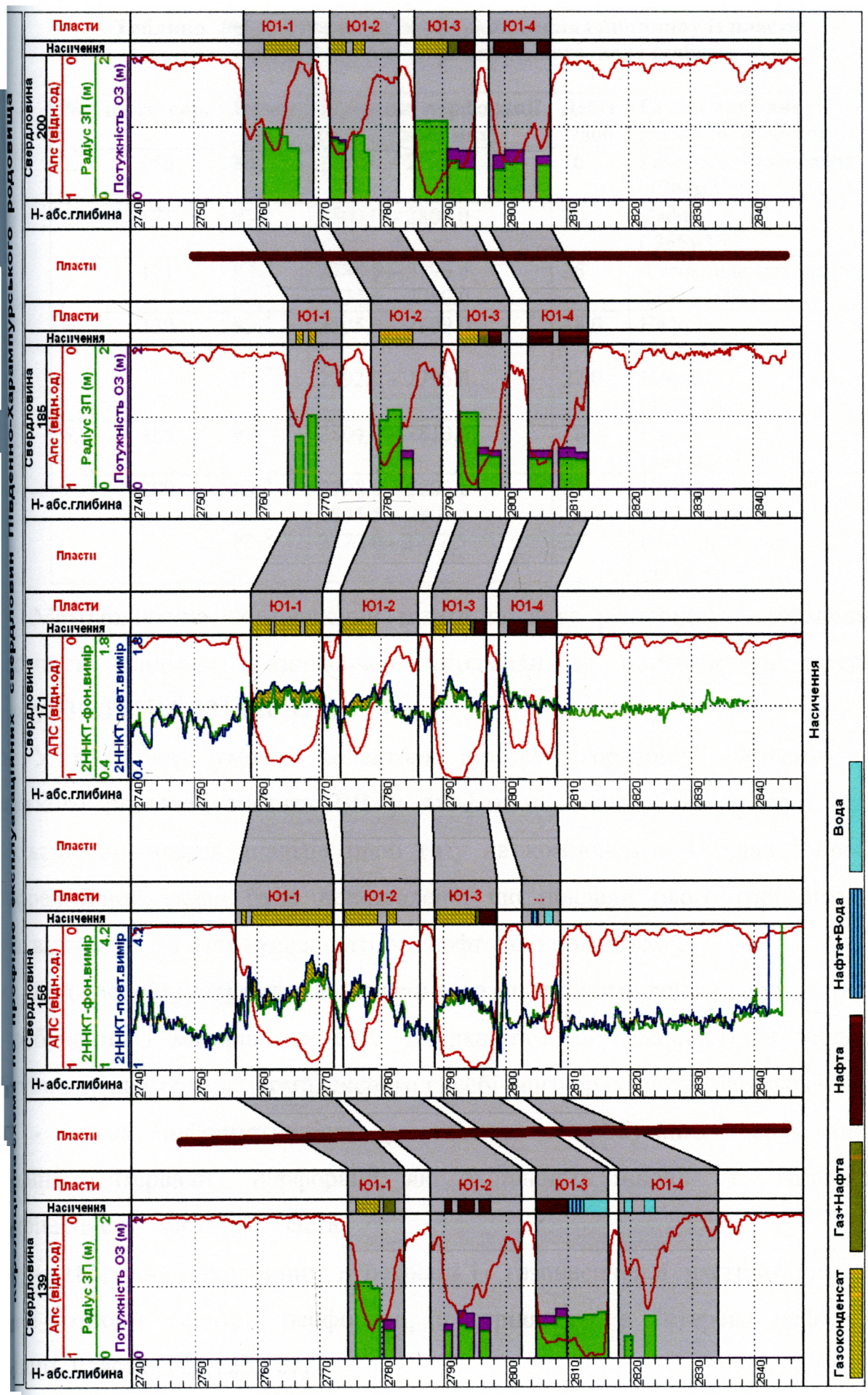


Рис. 6.2. Порівняння результатів інтерпретації методу ВІКІЗ і ІНК у свердловинах Харампурського родовища

Таблиця №6.2 Інтервали перфорації і склад припливу із пластів у свердловинах Харампурського родовища

№п/п	№ свр.	Пласт	Інтервал перфорації (в абс. глибинах)	Дебіт т/доб	Склад припливу (газовий фактор)
1.	156	$Ю_1^3$	2789.0 – 2798.0	16	Газоконденсат+нафта (964м3/т)
2.	171	$Ю_1^4$	2800.0 – 2808.0	20	Нафта (365м3/т)
3.	171	$Ю_1^3$ $Ю_1^2$	2788.5 – 2796.5 2774.0 – 2780.0	26	Газоконденсат+нафта (3348 м3/т)
4.	139	$Ю_1^3$ $Ю_1^2$	2805.0 – 2809.0 2792.0 – 2796.0	18.0 22.0	Нафта (310м3/т) Нафта (470м3/т)
5.	185	$Ю_1^4$	2804.0 – 2813.0	18	Нафта (384 м3/т)
2.	200	$Ю_1^4$ $Ю_1^2$	2798.0 – 2803.0 2805.5 – 2807.5 2772.0 - 2777.5	21 37	Нафта (390 м3/т) газоконденсат (4112 м3/т)

Методологічно комплексний підхід поєднує різнорідну інформацію і дає кливість виділяти газонасичені інтервали за результатами інтерпретації оду ВІКІЗ [109,121,126,129].

У пластових умовах колектори юрського горизонту Харампурського і ського родовищ містять ВВ у двофазному стані – газ і нафта. Однак, у ультаті виконання аналізів проб газу на компонентний склад і проб нафти фракційний склад було встановлено, що поклади цього горизонту можуть и віднесені до газоконденсатних з нафтовою облямівкою.

Під час обґрунтування положення газонафтового контакту за результатами робування і матеріалами ГДС виникають певні складності, які полягають у тупному і вимагають комплексного і всебічного врахування багатьох чинників:

- низька інформативність результатів випробування через значні по щині інтервали перфорації, які охоплюють інколи і газонасичену і онасичену частини пласта;

- утворення заколонних перетікань із газонасиченої частини пласта через ні отвори фільтра перфорації, простріляного в інтервалі нафтонасиченої ини пласта [124,125,127].

6.2 Оцінка ступеня інформативності методів ВІКІЗ і ПНК під час лідження розрізу свердловин на «водоплавних» нафтогазоконденсатних кладах.

На фактичних дослідженнях у свердловинах були доведені переваги тоду ВІКІЗ, який володіє високою вертикальною і радіальною роздільною тністю, під час дослідження в умовах тонкошаруватих теригенних відкладів ського горизонту Західно-Сибірської нафтогазоносної провінції. Метод ВІКІЗ нозначніше, у порівнянні з другими методами, визначає параметри електричних неоднорідностей присвердловинної зони породи-колектора у кладах з багатокомпонентним складом пластового флюїду.

«Водоплавні» нафтогазоконденсатні поклади є об'єктами з дуже складними ктричними властивостями присвердловинного простору. За висотою кладу ці властивості зазнають різких змін, і викликані як зміною ьтраційно-ємнісних властивостей колекторів, так і типом флюїду, який насичує ри колектора.

За результатами дослідження методом ВІКІЗ визначають наступні електричні параметри пластів: питомий електричний опір пласта, ЗП і ОЗ, діуси ЗП і ОЗ. Проведений аналіз залежності параметрів геоелектричної делі колектора від типу флюїду, який насичує пори колектора, дає можливість тановити, що геоелектричні параметри системи зон, які утворюються в період атку формування зони проникнення, у великій мері залежать від типу оїдонасичення. Це пояснює чому при однакових фільтраційно-ємнісних тивостях колектори відрізняються за електричними параметрами.

За стандартною методикою інтерпретації виділення продуктивних екторів відбувається за граничним значенням продуктивності: опір міненої частини пласта ρ_n^* і коефіцієнт водонасиченості $K_в^*$. Сукупне тосування цих параметрів і параметрів геоелектричної моделі колектора вність ОЗ, зміна радіуса ЗП) значно підвищує вірогідність визначення ження ВНК.

На підставі аналізу відповідності параметрів геоелектричної моделі і ьтраційно-ємнісних параметрів колекторів, а також типу насичуючого стового флюїду, в газоконденсатних покладах з нафтовою облямівкою, роблено методику оцінки впливу флюїдонасичення колектора на структуру лектричних неоднорідностей присвердловинної зони. В основі цієї методики ить зіставлення розрахованих за фактичними даними дослідження методом ІЗ значень радіуса зони проникнення і співвідношення опору ЗП і пласта з едбачуваним типом пластового флюїду, який підтверджується іншими одами промислової геофізики (метод повторного нейтронного каротажу, ультати повторного випробування пластів після перфорації, дослідження філю припливу пласта).

Аналіз геоелектричних розрізів свердловин, які розкрили юрські відклади ського і Харампурського родовищ, дав можливість встановити основні аметри геоелектричної моделі колекторів, на зміну яких має вплив тип ичуючого флюїду. Різниця у відносній в'язкості і дифузії газоконденсату і ти впливає на тип проникнення, тобто на співвідношення опору зони икнення і опору пласта. Як уже говорилося вище, для колекторів із ченням газ і газоконденсат характерно знижувальне проникнення. Іншим ачальним параметром є радіус зони проникнення, який зменшується майже ні під час переходу від газонасичених до нафтонасичених колекторів.

Результати виділення газонасичених інтервалів за геоелектричними метрами підтверджуються результатами обробки методу ПНК, який є основним дом ГДС для вирішення цього завдання. Дотримання правил і критеріїв едення досліджень ПНК у теригенних відкладах юрського горизонту, а також дика нормування повторних вимірів нейтронного каротажу дає можливість мати достатній об`єм інформації для прогнозування будови газової шапки на вищі у цілому. Комплексування результатів інтерпретації методів ПНК і ВІКІЗ новою для побудови кореляційних розрізів, які перетинають родовище у різних ямках. Підсумком комплексування цих даних є детальне вивчення будови

ової шапки, що приводить до більш достовірного вивчення флюїдальної моделі кладу.

Висновки

1. Доведено, що комплексування методики ПНК і результатів інтерпретації методу ВІКІЗ підвищує інформативність цих методів під час вирішення завдання визначення будови газонафтового покладу на етапі підрахунку запасів і визначення положення ГНК у свердловинах на етапі оперативного висновку.

2. Ґрунтуючись на результатах інтерпретації дослідження методом ВІКІЗ у свердловинах, пробурених на Харампурському і Кинському родовищах, доведено, що методика розподілу продуктивних колекторів на нафтонасичені і газонасичені за геоелектричними параметрами розрізу свердловин має високу перспективність і на етапі пошуків і розвідки покладів ВВ, коли відсутня однозначна оцінка фільтраційно-ємнісних властивостей колекторів і фізико-хімічних властивостей пластового флюїду.

ВИСНОВКИ

У дисертаційній роботі науково обгрунтовано створення фізико-геологічної делі зони проникнення порід-колекторів для визначення положення онафтового (ГНК) і водонафтового (ВНК) контактів на «водоплавних» фтогазоконденсатних покладах. Це пов`язано з вирішенням актуального гання впливу фізико-хімічних властивостей пластового флюїду на геоелектричні раметри присвердловинної зони.

Результати дисертаційних досліджень і реалізація практичних комендацій сприяють підвищенню інформативності результатів інтерпретації тодів ГДС на етапі пошукового і розвідувального буріння. Впровадження даних зультатів на етапі експлуатаційного буріння підвищить рівень прогнозування кованого припливу з пласта після перфорації.

Найважливіші наукові та практичні результати дисертаційної роботи такі:

1. На основі аналізу розвитку методики визначення міжфлюїдальних контактів проблем, що виникають на етапі геомоделювання під час побудови юїдальної моделі покладу з багатокомпонентним складом пластового флюїду, яких відносяться «водоплавні» нафтогазоконденсатні поклади, встановлено, використання стандартного комплексу БКЗ-БК-ІК забезпечує виділення уктивних порід-колекторів, тобто визначення положення ВНК за ничними значеннями опору ($\rho_n^{кр}$) і коефіцієнта водонасичення ($K_в^{кр}$). нтифікація продуктивних колекторів на нафтонасичені та газонасичені за ною методикою неможлива.

2. Доведено, що спосіб повторного нейтронного каротажу (ПНК) не може езпечити достовірне визначення положення ГНК на етапі оперативного сновку в умовах тонкошаруватих теригенних відкладів юрського горизонту НГП. Це зумовлено складною тектонічною будовою родовищ даної провінції, а ож тим, що для розформування зони проникнення в породах-колекторах ського горизонту, які характеризуються низькою проникністю і пористістю,

трібен час від 6 місяців – до 1.5 року, в залежності від фільтраційно-ємнісних астивостей.

3. З метою оцінки можливостей стандартного комплексу БКЗ-БК-ІК і методу КІЗ під час дослідження теригенних відкладів юрського горизонту на родовищах НГП, проведено порівняльний аналіз структури і параметрів геоелектричної оделі порід-колекторів, побудованої за результатами дослідження стандартним мплексом БКЗ-БК-ІК і методом ВІКІЗ. Доведено, що за результатами методу КІЗ достовірніше оцінюються електричні параметри техногенних однорідностей присвердловинної зони в тонкошаруватих розрізах під час слідження покладів з багатокомпонентним складом пластового флюїду.

4. Аналіз теоретично обґрунтованих петрофізичних взаємозв`язків, що ворюються в присвердловинній зоні в процесі проникнення фільтрату рового розчину, дав можливість визначити вплив фізико-хімічних властивостей астового флюїду на величину електричних параметрів техногенних однорідностей присвердловинної зони породи-колектора. Дослідження повідності параметрів геоелектричної моделі, побудованої за результатами ерпретації даних методу ВІКІЗ, і геологічних характеристик породи-лектора показали, що впродовж перших 5-10 годин після розкриття розрізу за ектричними параметрами присвердловинної зони з високим рівнем стовірності можна визначити тип флюїдонасичення колекторів.

5. Вперше розроблено принципово новий спосіб розподілу продуктивних лекторів на газонасичені і нафтонасичені, який ґрунтується на залежності раметрів геоелектричної моделі пласта-колектора від фізико-хімічних астивостей пластового флюїду. Доведено, що напрямок геолого-геофізичного делювання присвердловинної зони, який використовує фактор залежності електричних параметрів від типу пластового флюїду, дає можливість визначати ложення ГНК на етапі оперативного висновку і підвищує достовірність ерпретації геофізичних даних у визначенні положення ВНК.

6. Вперше доведено, що нафтонасичені і газонасичені колектори рактеризуються певним видом радіального розподілу ПЕО в присвердловинній

ні. Ґрунтуючись на результатах інтерпретації даних метода ВІКІЗ було проведено дулювання розподілу опору в присвердловинній зоні, який в значній мірі жить від часу проведення каротажу, тобто від процесу формування зони никнення.

7. Ґрунтуючись на результатах аналізу порівняння даних інтерпретації тоду ВІКІЗ і ПНК під час визначення інтервалів газонасичених колекторів, ведено високу інформативність комплексування результатів даних методів для значення положення ГНК як на етапі оперативного висновку в окремій рдловині, так і на етапі побудови флюїдальної моделі покладу.

8. Запропонована методика визначення положення ГНК за геоелектричними раметрами розрізу свердловини є високоперспективною для дослідження одоплавних» газонафтових покладів, приурочених до теригенних відкладів різних фтогазових провінцій.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

Кожевников Д.А. Проблемы интерпретации данных ГИС // Международная геофизическая конференция ЕАГО-SPWLA. - Москва-98: ГАНГ, 1998.-С.133-154.

Кнеллер Л.Е., Гайфуллин Я.С., Потапов А.П. Технология оценки качества материалов ГИС при комплексной интерпретации // Научн.-практ. семинар «Проблемы качества ГИС».- г.Тверь, 27-30 января 1997 г.

Фок В.А. Теория каротажа // М.-Л.: ГТТИ, 1933.

Альпин Л.М. К теории электрического каротажа буровых скважин // М.:ОНТИ.- 1938. - №9.

Дахнов В.Н. Интерпретация результатов геофизических исследований разрезов скважин. – М.: Гостоптехиздат, 1955. – 492 с.

Дахнов В.Н. Геофизические методы изучения нефтегазоносных коллекторов. – М.: Недра, 1972.- 365с.

Дахнов В.Н. Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщения горнах пород. - 2-е изд., переработанное М.: Недра, 1982. – 448с.

Комаров С.Г. Каротаж по методу сопротивлений. Интерпретация. // М.: Гостоптехиздат,-1950.

Альпин Л.М., Комаров С.Г. Палетки БКЗ. Рабочий комплект. // М.: Гостоптехиздат. – 1953.

Кулинкович А.Е., Сохранов Н.Н., Чуринова И.Н. Отбивка границ пластов и выделение песчаников по данным электрического каротажа при помощи цифровых вычислительных машин. // Прикладная геофизика. М.:Недра.-1964. Вып.39. С.107-113.

Комаров С.Г., Сохранов Н.Н. и др. Программы определения удельного сопротивления пластов на УЦВМ. //М.:ВНИИГеофизика. 1967.57с.

Сохранов Н.Н., Кулешова Г.К. Выделение пластов и определение границ по данным БКЗ при помощи вычислительных машин. // Прикладная геофизика. М.:недра. 1968. Вып. 55. С. 171-184.

Дайновская М.Ф., Кулинкович А.Е., Ханкин А.Л. Система автоматической интерпретации диаграмм бокового каротажного зондирования. Автоматическая обработка и преобразование геофизической информации. // М.: недра. 1970. Вып.4. С. 112-119.

Кулинкович А.Е. Основы машинной интерпретации каротажных диаграмм. // Киев: Наукова думка. 1974. 188с.

М.Г. Латышова Практическое руководство по интерпретации диаграмм геофизических методов исследования скважин.- 2-е изд. М.:Недра, 1981. – 184с.

М.Г. Латышова, Б.Ю. Вендельштейн, В.П. Тузов Обработка и интепретация материалов геофизических исследований скважин. - 2-е изд. М.: Недра, 1990.- 210с.

Итенберг С.С Интерпретация результатов каротажа скважин. - М.: Недра, 1978.- 217с.

Вендельштейн Б.Ю., Резванов Р.А. Геофизические методы определения параметров нефтегазовых коллекторов. // М., Недра. – 1978. -316с.

Бриченко И.П., Малинин А.В., Пантюхин В.А., Чаадаев Е.В. Структура комплексных палеток для интерпретации данных БКЗ, БК, ИК в пластах ограниченной мощности с зоной проникновения // Совершенствование методов, аппаратуры и технологии геофизических исследований, испытания и контроля нефтегазоразведочных скважин. – М.: Недра, 1987.- 115с.

Чаадаев Е.В., Румянцев В.Н., Ручкин А.В. и др. О влиянии анизотропии пласта и зоны проникновения на форму кривих БКЗ. Сер. Нефтегазовая геология и геофизика. М.: ВНИИОЭНГ, 1977. - №9.

Чаадаев Е.В., Бриченко И.П., Левченко А.А., Малинин А.В., Пантюхин В.А. Методические указания по комплексной интерпретации даннях БКЗ, БК,

ИК(с комплектом палеток). – Калинин: НПО «Союзпромгеофизика», 1990. – 85 с.

Зефиров Н.Н., Бондаренко Н.Т., Чукин В.Т. и др. Инструкция по интерпретации диаграмм методов электрического каротажа. М.: изд. ВНИИгеофизика, 1983.- 93 с.

Ахметов Р.Т., Шабарин В.Ф. Эффективность индукционного зонда в слоистой среде. - ЭИ. Сер. Региональная, разведочная и промысловая геофизика. М.: ВИЭМС, 1978. - Вып. 20.- С.25-29.

Левченко А.А., Пантюхин В.А. Опыт интерпретации кривых ИК в пачках пластов с проникновением. – ЭИ. Сер. Разведочная геофизика, М.: ВИЭМС, 1987. – Вып. II – С.39-43.

Бондаренко М.Г. и др. Методические указания по трехэлектродному боковому каротажу. – М.: ВНИИгеофизика, 1983. – 79с.

Шеин Ю.Л. Неоднозначность решений при интерпретации данных БКЗ, БК, ИК // семинар специалистов «Оперативная интерпретация данных ГИС: состояние, проблемы». – Тверь: Мин. геологии СССР, НПО «Союзпромгеофизика», 1991. – С.114-119.

Методические рекомендации по определению электрических параметров пластов в скважинах высокоминерализованой промывочной жидкостью. – Тверь: ВНИГИК. -1991.-57с.

Рудяк Б.В., Шеин Ю.Л. Оценка достоверности определения электрических параметров пластов-коллекторов. – Известия вузов, сер. Геология и разведка. – М., -1989. - №10- с.105-110.

Бриченко И.П., Малинин А.В., Пантюхин В.А., Чаадаєв Е.В., Шеин Ю.Л. Учет влияния систематических погрешностей измерений при интерпретации данных зондов электрического и электромагнитного каротажа. – Разв. геофизика. Отеч. произв. опыт. Экспресс-информация / ВНИИ экон. минер. сырья и геол.-разв. работ ВИЭМС, М.- 1986. – вып. 2 . – с.12-17.

Альбом палеток и номограмм для интерпретации промыслово-геофизических данных. / ВНИИнефтепромгеофизика, - М.: Недра. – 1984.- 201с.

Методика интерпретации и геологическое истолкование геофизических данных. / Труды УкрНИГРИ, вып. 13. – М.:Недра, 1965.- С.23-29.

Бондаренко М.Т., Красножон М.Д. Контроль качества диаграмм электрического каротажа в процес се их интерпретации на ЭВМ // Прикладная геофизика.-М.:Недра. – 1982. - №104.- С. 35-41.

Красножон М.Д. Внедрение автоматизированной системы обработки данных ГИС. / Отчет об опытно-методических работах, кн..2. Усовершенствование способов обработки данных ГИС с использованием ВК СМ-4. – 1988.

Борисов М.А., Лопатин А.Ю., Элланский М.М. Петрофизические основы комплексной интерпретации данных ГИС в системе «ModEll» // Международная геофизическая конференция и выставка «Геофизика XXI века – прорыв в будущее». – Москва: ЕАГО, 2003.- С.55-58.

Специальный выпуск журнала «Геофизика» // Изд. ЕАГО. – 2004. – 108с.

Колесов В.В., Смирнов О.А., Щекин С.Н. Опыт применения технологий многомерной интерпретации геолого-геофизических данных в Западной Сибири на основе интепретационной систмы «Пангея» // ЕАГО, геоф. научно-практ. конференция «Проблемы повышения эффективности применения геофизических исследований при поисках, розведке, разработке и эксплуатации месторождений нефти и газа в Западной Сибири». – Тюмень, 2003.-С.65-68.

Борисов М.А. Повышение степени извлечения полезной информации из геофизических данных при поиске, разведке и разработке месторождений нефти и газа // ЕАГО, геоф. научно-практ. конференция «Выделение коллекторов, оценка их ФЕС и нефтегазонасыщенности по данным полевой и промысловой геофизики в Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции». - Тюмень, 2004.-С.72-76.

8. *Технология* исследования нефтегазовых скважин на основе ВИКИЗ / Ельцов И.Н.,Жмаев С.С., Петров А.Н.; Под ред. Эпова М.И., Антонова Ю.Н. – Новосибирск: изд. СО РАН, 2000. – 121с.

9. *Петров А.Н., Каюров К.Н., Єжов М.И., Ельцов И.Н., Соболев А.Ю.* Новый программно-аппаратурный девятизондовый комплекс высокочастотного электромагнитного каротажа // Электрические и электромагнитные методы исследования в нефтегазовых скважинах. Новосибирск: Изд. СО РАН, НИЦ ОИГГМ. – 1998. – 335с.

0. *АхияровВ.Х., Хафизов Ф.З.* Объекты разведки и подсчета запасов нефти и газа Тюменской области. // М., Геология нефти и газа.–1984.-№12.-С.14-18.

1. *Ахияров В.Х.* Методика выделения продуктивных коллекторов по каротажу в глинистых полимиктовых отложениях. // Тр. ЗапСибНИГИНИ.-1980.-вып.151.-С.61-77.

2. *Ахияров В.Х., Єфименко К.И., Ручкин А.В., Пих Н.А.* Методика определения коэффициента нефтегазонасыщенности полимиктовых коллекторов при изменяющейся минерализации пластовых вод. // М., Геология нефти и газа. – 1982. - №5. – С.19-21.

3. *Єфименко В.И., Пих Н.А., Таужнянский Г.В.* Минерализация и химический состав внутриконтурных вод нефтяных и газовых месторождений Западной Сибири. // Тр. ЗапСибНИГНИ.-вып.162.-1981.-С.94-106.

4. *ЛатышоваМ.Г., Дьяконова Т.Ф., Цирульников В.П.* Достоверность геофизической и геологической информации при подсчете запасов нефти и газа. // М., Недра. – 1986. – 121с.

5. *Абдухаликов Я.Н., Головацкая И.В., Ручки А.В. и др.*. Методические указания по проведению геофизических исследований поисково-разведочных нефтегазовых скважин в Западной Сибири и геологической интерпретации получаемых материалов // Утв. Мин.геологии СССР, – Калинин: Изд. ВНИГИК. - 1986. – 111с.

6. *Пирсон С.Дж.* Справочник по интерпретации данных каротажа // перевод с англ. под редакцией докт. техн. наук С.Г. Комарова – М.:Недра, 1966. – 412с.

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

8. *М.Маскет* Течение однородных жидкостей в пористой среде. – М: Репринтное издание - Институт компьютерных исследований. – 2004. – 628с.

Михайлов Н.Н. Изменение физических свойств горных пород в околоскважинных зонах. – М: Недра. – 1987. - 152с.

0. *Михайлов Н.Н., Иванова М.М. и др.* Регулирование фильтрационных свойств пласта в околоскважинных зонах / Нефт. Промышленность. Сер. Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. –Обзор. Инф. Выпуск№15 –ВНИИОЭНТ. – 1988. – 56с.

51. *Ярмахов И.Г., Сохранов Н.Н, Вендельштейн Б.Ю., Логинов И.В.* Численное решение задачи формирования зоны проникновения // Прикладная геофизика, М.:Недра, 1977. – Вып. 89. С.135-142.

2. *Дворецкий П.И., Ярмахов И.Г.* Электромагнитные и гидродинамические методы при освоении нефтегазовых месторождений - М.: Недра, 1998. - 318с.

3. *Ярмахов И.Г., Попов С.Б.* Комплексный метод гидродинамики околоскважинного пространства и индукционного (диэлектрического) каротажа при изучении нефтегазовых скважин // НТВ: Каротажник – Тверь. Изд. АИС. 2003. Вып. 110.- С.63-83.

Allen D., Auzerais F.,Dussan E., et al. Invasion revisited // Oilfield Review, Summer 1991., p. 10-23.

Ельцов И.Н., Кашеваров А.А., Решетова Г.В., Чеверда В.А. Проявление неоднородностей зоны проникновения в геофизических полях вдоль ствола скважины // Геофизика. – Тверь: Изд. ГЕРС. -2004. - №6. – С.17-21.

Ельцов И.Н., Кашеваров А.А., Эпов М.И. Обобщение формулы Арчи и типы радиального распределения удельного электрического сопротивления в прискважинной зоне // Геофизический весник. – Тверь: Изд. ГЕРС. – 2004. - №7. – С.9-14.

Бродский П.А., Фионов А.И., Тальнов В.Б. Опробывание пластов приборами на кабеле.- М.:Недра, 1974.- 208с.

Фионов А.И., Бродский П.А., Яценко Г.Г. и др. Возможности опробывателей пластов на кабеле для определения газожидкостных контактов в бурящихся скважинах / Геология нефти и газа. 1982. №6.-С.18-23.

Бродский П.А., Фионов А.И., Яценко Г.Г Гидродинамический каротаж и опробывание пластов приборами на кабеле при моделировании разведываемых и разрабатываемых нефтяных и газовых месторождений / НТВ: Каротажник – Тверь. Изд. АИС. 2004. Вып. 116-117.- С. 45-58.

Антонов Ю.Н., Эпов М.И., Карогодин Ю.Н., Юшин Д.П.,Глебочева Н.К., Драпчук И.Д. Интерпретация данных ВИКИЗ в комплексе актуальных задач нефтяной геологии // НТВ: Каротажник. - Тверь: Изд. АИС.- 2002.- №100. – С.172-192.

Антонов Ю.Н., Эпов М.И., Лукьянов Э.Е., Глебочева Н.К. Электромагнитные зондирования в комплексе с геолого-технологическими исследованиями – новые перспективы ГИРС // НТВ: Каротажник. – Тверь: Изд. АИС. – 2003. - №103. – С.41-56.

Антонов Ю.Н., Эпов М.И. ВИКИЗ в вертикальных и горизонтальных скважинах // НТВ: Каротажник. – Тверь: Изд. АИС. – 2005. - №128.- С.69-89.

Серженьга О.В. Вплив фільтрату бурового розчину та характеру насичення пластів на зміну параметрів зони проникнення (на прикладі досліджень юрських відкладів Кинського родовища) // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – Вид. ІФНТУНГ. – 2004.-№4(13). – 40-47с.

Ифраимова П.Н., Анисимова Л.В. и др. Отчет о работе Харампурской сейсморазведочной партии 27/72-73г в Пуровском и Красноселькупском районах Ямало-Ненецкого национального округа Тюменской области в

зимний период 1972-73гг. пос. Лабытнанги. - 1973г. - Геологические фонды, 193 с.

Машкова И.И., Четвертных В.П., Кабалык В.Г. идр. Отчет о работе Южно-Харампурской сп 27/75-76г в Пуровском и Красноселькупском районах Ямало-Ненецкого национального округа Тюменской области в зимний период 1975-76гг., пос. Лабытнанги. - 1977г. - Геологические фонды, 211с.

Огнев А.Ф., Тихомиров Ю.П. Проект детальной разведки Харампурского месторождения // г.Тюмень, ГлавТюменнефтегаз. - 1983. - 211с.

Смирнов А.В., Кабалык В. Отчет о результатах сейсморазведочных работ МОВ ОГТ Центрально-Харампурской сейсморазведочной партии 48/93-94г. – АООТ «Ямалгеофизика» - пос. Лабытнанги. – 1996г. – 215с.

Смирнов А.В., Тимонин А.Б. Отчет о результатах сейсморазведочных работ МОВ ОГТ Северо-Харампурской сейсморазведочной партии 24/94-95. – АООТ «Ямалгеофизика». – пос. Лабытнанги. – 1996г. – 263с.

Федорцева С.А., Таужнянский Г.В. Подсчет запасов нефти, газа и конденсата Харампурского месторождения Пуровского района ЯНАО Тюменской области по состоянию на 1.06.1987 года // г.Тюмень – «ЗапСибГеоНАЦ».- 1987г. – 387с.

Иващенко А.Е., Кадырова Л.С., Таужнянский Г.В., Селиванова Е.Е. Пересчет запасов нефти, газа и конденсата Харампурского, Текто-Харампуского и Средене-Харампурского месторождений Пуровского района ЯНАО Тюменской области по состоянию на 1.01.2000 года // г.Тюмень. – «ЗапСибГеоНАЦ». – 2000г. - 345с.

Кощеев С.Б. Отчет о результатах сейсморазведочных работ МОВ ОГТ Ютырмальской с/п 30/88-89, Ново-Нинельской с/п 39/88-89 и Кынско-Часельской с/п 48/88-89 // г. Лабытнанги. – 1991г. – 225с.

Берман Л.И. и др. Обобщение и анализ результатов геологоразведочных работ на Кынском месторождении Пуровского района Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области и окончательный подсчет запасов

нефти, газа и конденсата // Фонды Пурнефтегазгеологии. – г. Тарко-Сале.-1994г. – 241с.

Миколаевский Э.Ю., Никулин Б.В., Каменев С.П., Машинская Т.В. и др. Подсчет запасов углеводородов Кынского и Фахировского месторождений // ОАО Пурнефтегазгеология, АОЗТ «Пангея», г.Москва. – 1998 г. – 205с.

Решения 5-ого Межведомственного регионального стратиграфического совещания по мезозойским отложениям Западно-Сибирской равнины // Объяснительная записка. – г.Тюмень. – 1991. – 53с.

Веренинова Т.А. Строение юрского нефтегазоносного комплекса центральных и северных районов Западной Сибири // Автореферат дис. канд. геол.-минерал. наук. – Л: ВНИГРИ. – 1982 г. – С.24

Корж М.В., Ульмасвай А.Ю. Литология, фации и нефтегазоносность юрских отложений Новопортовского месторождения Западно-Сибирской низменности // Проблемы геологии нефти. – 1971г. - №2 – С.124-130

Мезозойские нефтегазоносные комплексы и условия формирования месторождений нефти и газа в северных районах Западной Сибири / Герман Е.В., Веренинова Т.А., Завадский В.А., Лебедев Б.А. / Закономерности формирования скоплений нефти и газа в платформенных нефтегазоносных провинциях СССР. – Л. ВНИГРИ. – 1985 г. – С.112-119

БочкаревВ.С., Брехунцов А.М., Дещеня Н.П. и др. Основные проблемы стратиграфии мезозойских нефтегазоносных отложений Западной Сибири // Геология нефти и газа . – 2000 г. - №1. – С. 2-13

Рудкевич М.Я., Бочкарев В.С., Максимов Е.М., Тимофеев А.А. Основные этапы истории геологического развития Западно-Сибирской плиты // Труды ЗапСибНИГНИ. Вып.28. – г.Тюмень. 1970 г. – 175с.

Сурков В.С., Трофимчук А.А., Жеро О.Г. и др. Мегакомплексы и глубинная структура земной коры Западно-Сибирской плиты // М.:Недра. – 1986г. – 149с. – (Сибирский научно-исследовательский институт геологии, геофизики и минерального сырья).

Рудкевич М.Я. Тектоническое районирование фундамента Западно-Сибирской плиты в свете новых геолого-геофизических данных // Геология и геофизика. – 1986г. - №11. – С.10-26.

Тектоника нефтегазоносных территорий СССР (объяснительная записка к Тектонической карте нефтегазоносных территорий СССР масштаба 12 500 000). – М.:Недра, -1984г. – 120с.

Конторович В.А., Беляев С.Ю., Конторович А.Э. Тектоническое строение и история развития Западно-Сибирской геосинеклизы в мезозое и кайнозое // Геология и геофизика. – 1982г. – Т.42 – №11-12. – С. 1832 – 1845.

Ермаков В.И., Скоробагатов В.А., Соловьев Н.Н. Геолого-геохимические и тектонические факторы прогноза газоносности севера Западной Сибири // Геология, методыпоисков, разведки и оценки месторождений топливно-энергетического сырья: Обзор/ЗАО «Геоинформмарк». – М., 1997г. – 314с.

Скоробагатов В.А., Соловьев Н.Н., Фомичев В.А. Роль разломов в формировании, эволюции и разрушении скоплений нефти и газа в осадочном чехле северных и юго-восточных районов Западной Сибири // прогноз газоносности России и сопредельных стран. – М. ВНИИГАЗ,-2000г. – С.112-131

Скоробагатов В.А., Фомичев В.А. Геологическая модель и условия формирования Новопортовского нефтегазоконденсатного месторождения // Геологические модели газовых месторождений. – М.: ВНИИГАЗ. – 1996г.

Ермаков В.И., Зорькин Л.М.,Скоробагатов В.А., Старосельский В.И. Геология и геохимия природных горючих газов // Справочник; под редакцией И.В.Высоцкого. – М.: Недра. - 1990г. – 315с.

Процветалова В.Н. О влиянии раннемеловой тектоники на распределение залежей нефти и газа в отложениях неокома Западно-Сибирской плиты (на примере Новопортовского месторождения) // Нефтегазовая геология и геофизика. – 1979г. - №1. – С. 15-17.

Савостьянов В.А. Исследования в открытом стволе нефтяных и газовых скважин // М.: Недра. – 1984г. – 227с.

Дьяконова Т.Ф., Билибин С.И., Дубина А.М., Исакова Т.Г., Юканова Е.Н. Проблемы обоснования водонефтяного контакта по материалам геофизических исследований скважин при построении детальных геологических моделей // НТВ: Каротажник. – Тверь: Изд. АИС. – 2004. - №116-117. – С.83-97.

Архипова И.Ю., Миколаевский Э.Ю., Сохранов Н.Н. Эффективность зондов электрического и электромагнитного каротажа для определения удельного сопротивления и подсчетных параметров нефтенасыщенности в переходной зоне нефтяных пластов // М.: Изд. ЕАГО – Геофизический вестник. – 2004г. - № 8 – С. 6-11.

Сохранов Н.Н., Котов П.Т., Миколаевский Э.Ю. Геолого-геофизические характеристики переходных зон нефтяных пластов по данным электрического и электромагнитного каротажа // НТВ: Каротажник. – Тверь: Изд. АИС.- 2003. - №110. – С.99-110.

Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом; Под ред. Петерсилье В.И., Пороскуна В.И., Яценко Г.Г. // М.: ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика». – 2003.- 125с.

Методические рекомендации по определению подсчетных параметров залежей нефти и газа по материалам геофизических исследований скважин с привлечением результатов анализов керна, опробований и испытаний продуктивных пластов // Калинин: Изд. ВНИГИК – 1990.

Таужнянский Г.В., Румак Н.П., Селиванова Е.Е. Расчетный способ определения критического удельного сопротивления для разделения коллекторов по характеру насыщенности // НТВ: Каротажник. –Тверь: Изд. АИС. -2003г. - №102. – С.121-125.

Таужнянский Г.В., Румак Н.П., Соколовская О.А. Новая методика петрофизического обоснования определения нефтегазонасыщенности коллекторов месторождений Западной Сибири // Вестник недрпользователя ХМАО. - 2001. - №9. – С.74-75.

Методические указания по проведению нейтронного и гамма-каротажа в нефтяных и газовых скважинах аппаратурой СРК и обработке результатов измерений // Составители: Хаматдинов Р.Т., Еникеева Ф.Х., Велижанин В.А. и др. – Калинин: Изд. НПО «Союзпромгеофизика» - 1989г. – 81с.

Методическое руководство по проведению и обработке данных повторного радиоактивного каротажа нефтяных и газовых скважин // М.: Изд.ОНТИ, ВНИИЯГГ- 1982.- 123с.

Итенберг С.С., Шнурман Г.А. Интерпретация результатов каротажа сложных коллекторов // М.: Изд. «Недра» - 1984. – 255с.

Регламент по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений // РД-153-39,0-47-00. – М.- 2000. – 130с.

Колесников В.Н., Шнурман Г.А. К вопросу об определении пористости и водонасыщенности глинистых песчаников по результатам электрического каротажа // Изв. Вузов СССР. Серия «Нефть и газ»- 1971. - №8 – С.13-16.

Мурамцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел – литологических ловушек нефти и газа // Л.: Недра. – 1984. – 260с.

Кузнєцов 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.

Поздеев Ж.А., Пасечник М.П., Антонец 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.

Федоришин Д.Д., Серженьга О.В., Василина Р.М. Нові можливості щодо визначення геоелектричної моделі пластів-колекторів // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – Вид. ІФНТУНГ. – 2004.-№3(12). – 91-98с.

Красножон М.Д. Методика та комп`ютеризована технологія комплексної інтерпретації електрокаратажу на нафтогазових свердловинах // Київ – вид. УкрДГРІ – 2001р. – 83 с.

Красножон М.Д., Козаченко В.Д. Комплексна інтерпретація матеріалів ГДС з використанням комп`ютерної технології «Геопошук» // Київ - УкрДГРІ – 2007.- 253с.

Орлов Л.И., Ручкин А.В., Свихнушин Н.М. Влияние промывочной жидкости на физические свойства коллекторов нефти и газа // М.: Недра. – 1976. – 274с.

Федоришин Д.Д., Серженьга О.В. Комплексна інтерпретація досліджень повторного нейтронного каротажу і методу ВІКІЗ при визначенні глибини газонафтового контакту // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – Вид. ІФНТУНГ. – 2005.-№1(14). – 39-45с.

Хасанов М.М., Булгакова Г.Т. Нелинейные и неравновесные эффекты в реологически сложных средах // Серия «Современные нефтегазовые технологии» - М., Изд. «Институт компьютерных исследований»- 2003. – 287с.

Баренблатт Г.И., Ентов В.И., Рыжик В.М. Движение жидкости и газов в природных пластах // М. Недра. – 1984. – 211с.

Булгакова Г.Т., Блинов С.А., Овсюков А.В. Экспериментальные исследования фильтрационных свойств пласта при повторном насыщении его промытых зон // Нефтепромысловое дело. – 1998. - №6. – С.34-36.

Кадет В.В., Селяков В.И. Исследование влияния вязкости и капиллярных сил на процесс нестационарной двухфазной фильтрации // Доклады РАН. – 1996. – Т.350, №5. – С.622-626.

Разработка нефтяных месторождений // под редакцией Хисамутдинова Н.И., Ибрагимова Г.З. – М.: ВНИИОЭНГ. – 1994 – Т.1.- 240с.

Крылов А.П., Глоговский М.М., Мирчинк М.Ф., Николаевский Н.М., Чарный И.А., Научные основы разработки нефтяных месторождений // Серия

«Современные нефтегазовые технологии» - М., Репринтное издание.- Изд. «Институт компьютерных исследований»- 2004. – 416с.

. *Коноплев Ю.В., Кузнецов Г.С., Леонтьев Е.И., Моисеев В.Н., Швецова Л.Е.* Геофизические методы контроля разработки нефтяных месторождений // М., Недра – 1986. – 221с.

Федин Л.М. Гидродинамические процессы в коллекторах нефти и газа при бурении, освоении и исследовании скважин // Сімферополь., Узд. «ДИАЙПИ» - 2007г. – 191с.

Добрынин В.М., Вендельштейн Б.Ю., Кожевников Д.А. Петрофизика (физика горных пород) // М., Изд. «Нефть и газ» РГУ НГ им. И.М.Губкина – 2004г. – 367с.

. *Форест Грей* Добыча нефти // Пер. с англ. - М.: Изд. ЗАО «Олимп-Бизнес». – 2001г. – 416с.

. *Элланский М.М.* Петрофизические основы комплексной интерпретации данных геофизических исследований скважин // М., Изд. «Российская АЕН» (РГУ НиГ им. И.М.Губкина) - 2001. – 228с.

. *Регламент* по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений : РД153-39.0-047-00: Утв.Минтопэнерго России приказом №67 от 10.03.2000 // под ред. Закревского К.Е., Максимова М.М., Динариева О.Ю. – М.Изд. «Герс»,-2000. – 130с.

. *Правила* геофизических исследований и работ в нефтяных и газовых скважинах. Утв. Мин. топлива и энергетики России и Мин. природных ресурсов России от 28.12.1999. – М. Изд. «Герс»,- 1999.- 67с.

Техниеская инструкция по проведению геофизических исследований и работ на кабеле в нефтяных и газовых скважинах. РД 153-39.0-072-01. Утв. Мин. энергетики российской федерации. Срок действия от 07.05.2001. №134 – М.,2001. – 270с.

. *Техническая инструкция* по проведению геолого-технологических исследований нефтяных и газовых скважин. РД 153-39.0-069-01. Утв. Минэнерго России от 09.02 2001 №39. – Тверь. – 2001. – 91с.

Строганов Л.В., Скоробагатов В.А. Газы и нефти ранней генерации Западной Сибири //М. Недра. – 2004. – 415с.

Серженьга О.В. Выделение газонасыщенных интервалов методом сопоставления параметров зоны проникновения (на примере Кынского месторождения) // Мат-лы геоф.научн-пр.конф. «Выделение коллекторов, оценка их ФЕС и нефтегазонасыщенности по данным полевой и промысловой геофизики в Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции» - ЕАГО-г.Тюмень – 12-13.10.2004. –С.136-141.

. *Федоришин Д.Д., Серженьга О.В., Васылына Р.М., Федоришин С.Д.* Оценка характера насыщения пластов-коллекторов по данным ядерно- физических и электрических методов // НТВ: Каротажник.-Тверь.-2005.-Вып.3-4 (130-131).- С.140-151.

. *Антонов Ю.Н., Серженьга О.В.* Выделение коллекторов с высоким содержанием газа в юрских отложениях Кынского месторождения по данным ВИКИЗ // Тезисы науч.-практ.конф. посвященной 100-летию со дня рождения В.Н. Дахнова «Современные проблемы промысловой геофизики» - РГУ нефти и газа им. И.М.губкина. – Москва.- 5-6.04.2005. – С.37-38.

. *Серженьга О. В.* Интегрирование программы «МФС ВИКИЗ» в систему «Геопоиск» с целью определения глубины межфлюидальных контактов газонефтяных месторождений (на примере месторождений Западной Сибири) // Мат-лы YI межд.научн.конф. «Мониторинг опасных геологических процессов и экологического состояния среды» - Киевский нац. универ. Им. Т.Шевченко.- Киев. – 6-8.10.2005.- С.108-109.

. *Серженьга О.В.* Характер изменения околоскважинного пространства во времени по данным исследования методом ВИКИЗ // Мат-лы всеукр. научн.конф. «Мониторинг опасных геологических процессов и экологического состояния среды» - Киевский нац. универ. Им. Т.Шевченко.- Киев. – 21-24.09.2006.- С.173-175.