



НОВАЯ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ГИС ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

第十二届中俄测井年会《油气工业测井新技术、新工艺》

2023年9月25日-29日，索契

25-29 сентября

г. Сочи

XII РОССИЙСКО-КИТАЙСКИЙ СИМПОЗИУМ 第十二届中俄测井年会

СБОРНИК ДОКЛАДОВ 论文集

Часть 2 第2部分

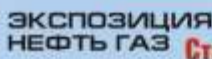
Организаторы

При поддержке



华油合创
CHINA PETROLEUM UNITE CREATION

Информационные спонсоры



**ХІІ РОССІЙСКО-КІТАЙСКИЙ СИМПОЗИУМ
«НОВЫЕ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ГИС ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ
ПРОМЫШЛЕННОСТИ»
25-29 СЕНТЯБРЯ 2023г.
г. СОЧИ**

**第十二届中俄测井年会《油气工业测井新技术、新工艺》
2023年9月25日-29日，索契**

**XII RUSSIAN-CHINESE SYMPOSIUM
«NEW TECHNIQUE AND TECHNOLOGIES IN
THE OIL AND GAS INDUSTRY»
25-29 of September 2023
SOCHI**

**МАТЕРИАЛЫ СИМПОЗИУМА
测井年会资料
SYMPOSIUM MATERIALS**

**Россия, г. СОЧИ
俄罗斯·索契
Russia, c.SOCHI
2023г.**

СБОРНИК ДОКЛАДОВ

论文集

BOOK OF REPORTS

Часть 2

Part 2

Россия, г. Сочи

俄罗斯·索契

Russia, c.Sochi

2023г.

УДК 550.832
ББК 26.2
В 76

**XII РОССИЙСКО-КИТАЙСКИЙ СИМПОЗИУМ «НОВЫЕ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ
ГИС В НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ», 25-29 СЕНТЯБРЯ 2023 г.,
г.Сочи,РОССИЯ**

Материалы симпозиума. Уфа: изд-во ООО «Новтек Бизнес», 2023 г., с. 280, ил. 146.
ISBN 978-5-6048431-2-3.

Сборник докладов «Новые техника и технологии ГИС в нефтегазовой промышленности»

В сборнике представлены доклады, отражающих достижения в инновационном развитии геофизической техники и технологий при решении таких задач, как информационное сопровождение горизонтального бурения, изучение залежей с трудно извлекаемыми запасами углеводородов, интенсификация добычи, мониторинг коэффициента извлечения нефти (КИН) и экологическая безопасность процесса добычи. Рассматриваются также новые методы исследования и интерпретации ГИС, вопросы метрологического обеспечения, новое оборудование МГРП и другая техника и технологии для нефтегазового сервиса.

Доклады представляют интерес для широкого круга специалистов нефтегазового комплекса, научных работников и студентов профильных ВУЗов.

Издание сборника осуществляется по решению Оргкомитета симпозиума.

Доклады подготовлены к печати Отделом научно-технической информации ООО «Новтек Бизнес».

Научное редактирование – Лобанков В.М.
Ответственный редактор – Лаптева О.В.
Художественное оформление – Ткач В.М.

Издательство ООО «Новтек Бизнес»
450520, Уфимский район, село Нижегородка, ул. Чапаева, д.37/1
(347) 222-45-11
www.novtekbusiness.com

Подписано в печать 30.08.2023г.
Формат 60x84¹/16. Усл.печ.л.23,25. Бумага офсетная. Гарнитура Calibri.
Тираж 130 экз. Заказ № Печать методом ризографии.

**Отпечатано с оригинал-макета в печатном салоне ИП Гизетдинов Х.Т.
г. Уфа, ул. 50-летия Октября, 20**

ISBN 978-5-6048431-2-3



ООО «Новтек Бизнес», www.novtekbusiness.com

Организаторы:

Межрегиональная общественная организация Евро-Азиатское геофизическое общество
Геофизическая комиссия Китайской нефтяной ассоциации

При поддержке:

Минэнерго РФ

China Petroleum Unite Creation (CPUC)

Информационные спонсоры:

Научно-технический вестник «Каротажник»

Журналы МОО ЕАГО «Геофизика» и «Геофизический вестник»

Научно-технический журнал «Нефть.Газ.Новации»

Научно-практический журнал «Время колтюбинга»

Аналитический журнал «Нефтегазовая вертикаль»

Журнал «Нефтяное хозяйство»

Информационно-технический журнал «Сфера Нефтегаз»

Научно-технический журнал «Экспозиция Нефть Газ»

ООО «СтартНефтьГаз»

Журналы: «Газовая промышленность», «Территория НЕФТЕГАЗ», «Коррозия» «Территории НЕФТЕГАЗ»



Уважаемые коллеги, дамы и господа!

От имени Евро-Азиатского геофизического общества приветствую всех участников, прибывших на **XII Российско-Китайский симпозиум «Новые техника и технологии ГИС для нефтегазовой промышленности»** для совместного обсуждения проблем и достижений в обеспечении нефтегазовой промышленности наших стран эффективной геофизической информацией при поиске, разведке и разработке месторождений нефти и газа.

Экономические санкции США и ЕС к России, торговая война между США и Китаем негативно сказываются на развитии мировой нефтегазовой индустрии в целом и, в особенности, на подразделениях, связанных с нефтегазовым сервисом.

Несмотря ни на что российско-китайское сотрудничество в области развития геофизических технологий по исследованию нефтяных и газовых скважин продолжает успешно развиваться. За прошедшие годы мы стали свидетелями новых достижений, как в российской, так и в китайской нефтепромысловой геофизике. В частности, российская геофизика преодолела трудности перехода к рыночной экономике и вернулась в тройку стран мировых лидеров по развитию геофизики. Доклады, представленные на настоящий симпозиум, достойно отражают успехи специалистов наших стран.

В связи с переходом в позднюю стадию разработки традиционных месторождений нефти и газа нефтегазовые компании России и Китая всё большее внимание уделяют месторождениям с трудно извлекаемыми запасами углеводородов (ТРИЗ) и освоению шельфа. Динамично развивается бурение горизонтальных скважин в сочетании с многостадийным гидроразрывом продуктивных пластов. От геофизиков нефтяники ждут эффективного решения проблем изучения залежей с ТРИЗ мониторинга коэффициента извлечения нефти (КИН), развития технологий LWD, экологического мониторинга. Тесное сотрудничество российских и китайских геофизиков в решении этих и других проблем безусловно будет способствовать прогрессу нефтегазовых отраслей наших стран.

Уверен, что **XII Российско-Китайский симпозиум «Новые техника и технологии ГИС для нефтегазовой промышленности»** даст новый импульс нашему деловому и дружескому сотрудничеству, позволит открыть новые возможности для эффективного применения геофизической информации при поиске, разведке и разработке месторождений нефти и газа.

Желаю всем участникам симпозиума плодотворной работы, установлению новых деловых связей, дальнейших успехов во всех начинаниях на благо наших Стран!

Пасечник М.П.
Президент МОО ЕАГО

ОГЛАВЛЕНИЕ

ЧАСТЬ №2. НОВАЯ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ГИС ДЛЯ ДОБЫЧИ И РЕМОНТА. ИНТЕНСИФИКАЦИЯ. КОМПЛЕКСНАЯ ИНТЕРПРЕТАЦИЯ И МОДЕЛИРОВАНИЕ

<p>A new method for cement bonding evaluation using LWD acoustic logging 利用随钻声波测井数据进行固井质量评价的新方法</p>	<p>Sun Zhifeng, Qiu Ao, Luo Bo, Li Jie, Peng Kaixuan (China Oilfield Services Limited, Beijing, 101149) 孙志峰 仇傲 罗博 李杰 彭凯旋 (1. 中海油田服务股份有限公司 北京 101149)</p>	10
<p>Research on the interpretation method of horizontal well array flow imaging logging data based on machine learning 基于机器学习的水平井阵列流动成像测井数据解释方法研究</p>	<p>Hongwei Song^{a,b}, Haimin Guo^{a,b}, Zhansong Zhang^{a,b} ^a College of Geophysics and Petroleum Resources, Yangtze University, Wuhan, Hubei, 430100, China ^b Research Office of Yangtze University, Key Laboratory of Well Logging, China National Petroleum Corporation, Wuhan, Hubei 430010, China 宋红伟^{1,2} 郭海敏^{1,2} 张占松^{1,2} (1. 长江大学地球物理与石油资源学院 湖北 武汉 430100 ; 2. 中国石油集团测井重点实验室长江大学研究室, 湖北 武汉 430100)</p>	28
<p>Анализ результатов ГИС в процессе бурения, проведенных с использованием современных российских модулей, возможность их применения в оценке фильтрационно-емкостных свойств пород. LWD data analysis by the use of modern Russian modules and their application in evaluating the formation reservoir properties.</p>	<p>Г.Т. Габдуллина, Д.В. Фурман, Г.Н. Низамутдинова, А.З. Карарова ООО «РН-БашНИПинефть», г. Уфа G.T. Gabdullina, D.V. Furman, G.N. Nizamutdinova, A.Z. Kararova LLC "RN-BashNIPIneft", Ufa</p>	54
<p>Метод каротажной оценки эффективности глубоководного трещинно-кавернозного коллектора из карбонатных пород 深层碳酸盐岩缝洞型储层有效性测井评价方法</p>	<p>Чжан Шудун¹ Хуан Хун¹ Хэ Хунцзюй¹ Лю Хан^{1*} Ван Юнцзюнь¹ Ван Сюецинь¹ Мяо Цин¹ (1. Юго-западный филиал ООО по Каротажу Китайской нефтяной корпорации) 张树东¹ 黄宏¹ 贺洪举¹ 刘航^{1*} 王勇军¹ 王学琴¹ 苗清¹ (1. 中国石油集团测井有限公司西南分公司)</p>	63

<p>Использование высокотехнологичных геофизических методов исследований скважин для оценки потенциала карбонатной пачки в условиях низкой изученности (на примере ближневосточного месторождения).</p> <p>The use of high-tech geophysical methods of well research to assess the potential of a carbonate formation in conditions of low study (using the example of a Middle Eastern field).</p>	<p>О. Р. Привалова^{1,2}, М.Е. Тайгина¹, И.Н. Асылгареев¹ 1000 «РН-БашНИПНефть» 2Уфимский Университет Науки и Технологий O.R. Privalova^{1,2}, M.E. Taygina¹, I.N. Asylgareev¹ 1LLC «RN-BashNIPneft» 2Ufa University of Science and Technology</p>	<p>81</p>
<p>Intelligent interpretation technology of isotope injection profile logging data based on CIFlog3.1</p> <p>基于CIFLog3.1的同位素注入剖面测井资料智能解释技术</p>	<p>Jianya Pei, Bing Cai, Qian Wang, Yu Feng, Shaozhang Peng Logging & Testing Service Company, Daqing Oilfield Company Limited 裴建亚 蔡兵 王倩 冯逾 彭绍章 (中国石油大庆油田有限责任公司测试技术服务分公司)</p>	<p>93</p>
<p>Технология выделения коллекторов сланцевой нефти на основе оценки индекса нефтенасыщенности по данным каротажа.</p> <p>基于甜度指数表征的陆相页岩油测井评价技术</p>	<p>Чжан Цзиньнянь¹, Фань Чжунцзянь², Ци Гохуа², Чжан Вэньцзяо², Ван Цзин², Чжан Цзинцзинь², Сунь Цинси² (1. Китайская Нефтехимическая Матричная Компания, Циндао Шаньдун 266071; 2. Шэнли Каротажный Филиал Китайской Нефтехимической Матричной Компании, Дуньин Шаньдун 257096) 张晋言¹, 范中专², 齐国华², 张文姣², 王静², 张京津², 孙清溪² 中石化经纬公司有限公司, 山东青岛 266071; 2. 中石化经纬公司有限公司胜利测井公司, 山东东营 257096)</p>	<p>105</p>
<p>Интенсификация притока в скважинах различного назначения с применением уникального генератора давления ГДК-170.</p> <p>Многоинтервальный разрыв пласта, разобщение и селективная перфорация (РСП)</p>	<p>Матюшин В.Г., ООО «СТС-ГеоСервис», г.Раменское Matyushin Viktor Gennadievich, LLC "STS-Geoservice", Ramenskoye</p>	<p>139</p>

<p>A rapid calculation method for density response based on the combination of photoelectric-Compton scattering in gamma-gamma density logging 基于灵敏度函数和扰动理论的密度测井快速正演方法</p>	<p>Qian Chen^{1,*}, Dong Jingli¹, Defu Zang¹, Feng Zhang², Linhua Guan¹ 1.Sinopec Matrix Corporation, Qingdao, China, 266071 2. School of Geosciences, China University of Petroleum, Qingdao China, 266580 陈前¹, 董经利¹, 臧德福¹, 张锋², 管林华¹, 沙钰桦¹ (1.中石化经纬有限公司·山东青岛 266071; 2.中国石油大学(华东)地球科学与技术学院·山东青岛 266580)</p>	<p>153</p>
<p>Применение метода электротомографии для контроля хода фильтрационного эксперимента на образцах керна. Application of the method of electrotomography to control the filtration experiment on core samples</p>	<p><i>Н. В. Юркевич^{1*}, А. В. Анчугов³, Д. О. Кучер²</i> НИЦ “Экология” СОРАН, г. Новосибирск, Российская Федерация ²Институт Нефтегазовой Геологии и Геофизики СО РАН, г. Новосибирск, Российская Федерация ³Институт Вычислительной Математики и Математической Геофизики <i>N. V. Yurkevich^{1*}, A. V. Anchugov³, D. O. Kucher²</i> ¹SRC “Ecology” SB RAS, Novosibirsk, Russian Federation ²Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk, Russian Federation ³Institute of Computational Mathematics and Mathematical Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 6 Lavrentjeva</p>	<p>175</p>
<p>Новый метод определения структуры порового пространства коллектора, основанный на каротаже электрических изображений 基于电成像测井的储层孔隙结构识别新方法</p>	<p>Ли Сиънин, Чэн Сяодун, Ли Цзяньпин, Вэй Цзяо, Ву Цзяпэн (Международное ООО по каротажу при китайской национальной нефтяной корпорации, Пекин 100101) 李曦宁, 程晓东, 李剑平, 魏娇, 吴嘉鹏 (中国石油天然气集团测井有限公司国际公司·北京 100101)</p>	<p>187</p>

<p>Роль ядерной спектроскопии в принятии решения о геолого-технических мероприятиях по эксплуатации скважин. The role of nuclear spectroscopy in decision making geological technical measures of well exploitation</p>	<p>Журавлев Т.Б., Хисметов Т.В., Чернолецкий К.В., Тропин А.Н., Морсаков И.М. Общество с Ограниченной Ответственностью «НТЦ ГЕОТЕХНОКИН» Zhuravlev T.V., Khismetov T.V., Chernoleckiy K.V., Tropin A.N., Morsakov I.M. «NTC GEOTECHNOKIN» LLC.</p>	<p>202</p>
<p>Способ и применение определения для измерения скорости эксцентрическим ядерным магнитным резонансом iMRT iMRT 偏心核磁测速确定方法及应用</p>	<p>Чжу Ванли, Чэнь Тао, Ван Лэй, Лю Цзя Чен, Ли Чжэ и Цзунфэй (1. Научно-исследовательский институт каротажных технологий ООО по каротажу Китайской нефтяной корпорации Сиань, Шэньси 710077; 2. Технологический отдел ООО по каротажу Китайской нефтяной корпорации, Сиань, Шэньси 710077; 3. Отдел материального оборудования ООО по каротажу Китайской нефтяной корпорации, Сиань, Шэньси 710077; 4. Чанцинский филиал ООО по каротажу Китайской нефтяной корпорации, Сиань, Шэньси 710077) 朱万里¹ 陈涛¹ 万磊² 刘建辰¹ 李哲³ 宗飞⁴ (1.中国石油集团测井有限公司测井技术研究院·陕西 西安 710077 ; 2.中国石油集团测井有限公司科技处·陕西 西安 710077 ; 3.中国石油集团测井有限公司物质装备处, 陕西 西安 710077 ; 4.中国石油集团测井有限公司长庆分公司, 陕西 西安 710077)</p>	<p>206</p>
<p>Исследование и применение 2D ЯМР характеристик распределения флюидов в кернах полного диаметра из сланцевой нефти 页岩油全直径岩心二维核磁共振流体分布特征研究与应用</p>	<p>Цай Вэньюань¹, Лю Гоцян(цзян)² Юань Чао³ Чжан Вэй¹ Юй Вэйгао⁴ Ван Шаоцин¹ Ву Чжаолин¹ 蔡文渊¹ 刘国强² 袁超³ 张伟¹ 于伟高⁴ 王少卿¹ 武兆林¹ 中国石油集团测井有限公司; 2.昆仑数智科技有限责任公司; 3.中国石油油气和新能源分公司, 4.中国石油华北油田分公司)</p>	<p>223</p>

<p>Исследование характеристик распределения компонентов сланцевого масла на основе эксперимента 2D ЯМР 基于二维核磁共振实验的页岩油组分分布特征研究</p>	<p>Хань Сюе¹, Чэн Даоцзе(се)¹, Ли Чжэньлинь¹, Гоу Яньхун(гун)¹, Чжи Шухуа¹, Чэн Лян¹, Лю Сюефэн², Лю Пэн¹ (1. ООО по каротажу Китайской нефтяной корпорации, Сиань, Шэньси 710077, Китайский нефтяной университет (Восточный Китай), Циндао, Шаньдун 266400) 韩雪¹, 程道解¹, 李振林¹, 缙艳红¹, 祗淑华¹, 程亮¹, 刘学锋², 刘鹏¹ (1.中国石油集团测井有限公司, 陕西西安 710077, 中国石油大学(华东), 山东青岛 266400)</p>	<p>255</p>
--	---	------------

ЧАСТЬ №2.

**НОВАЯ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ГИС ДЛЯ
ДОБЫЧИ И РЕМОНТА.**

**ИНТЕНСИФИКАЦИЯ. КОМПЛЕКСНАЯ
ИНТЕРПРЕТАЦИЯ И МОДЕЛИРОВАНИЕ**

**НОВАЯ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ГИС ДЛЯ
ГЕОЛОГИИ И БУРЕНИЯ. ТРИЗ**

利用随钻声波测井数据进行固井质量评价的新方法

孙志峰 仇傲 罗博 李杰 彭凯旋

(1. 中海油田服务股份有限公司 北京 101149)

摘要 传统的电缆声波固井质量评价仪器无法在水平井或大斜度井进行应用，因此提出了一种利用随钻声波仪器进行固井质量评价的新方法。本文建立了随钻声波测井仪器在套管井中的数学模型，理论推导了套管波幅度与源距的关系，及阵列声波视衰减与套管波真实衰减的关系。研究表明，由于钻铤的存在，随钻声波仪器测量的套管波幅度与源距不呈线性关系；测量的随钻声波阵列视衰减等于接收器阵列的钻铤波衰减增加了一个修正系数，而这个修正系数依赖于套管波的真实衰减和第一个接收器的钻铤波与套管波的幅度比。根据随钻声波实测的阵列接收信号构造套管波真实衰减和第一个接收器的钻铤波信号与套管波信号幅度比的反演目标函数，通过迭代反演方法获取目标函数极值，从而反演套管波的真实衰减率。采用本文方法对随钻声波在套管井中的实测数据进行了处理，并与电缆 CBL 测量结果进行了对比分析，两种仪器测量的结果有很好的 consistency。随钻声波固井质量评价方法为解决复杂井况下的水泥环层间封隔评价提供了新思路。

关键词：随钻声波；固井质量；衰减；钻铤波；声波测井

0 引言

在石油勘探开发过程中，固井作业后在套管和地层之间形成的水泥环起到了支持套管和水力密封的作用，因此定量评价水泥胶结质量在确保钻井完整性和水泥环层间封隔方面具有重要的作用^[1]。基于电缆测井仪器的 CBL 方法最为常用，该方法利用套管波的幅度大小评价水泥胶结质量。另外扇区水泥胶结质量评价方法或基于超声脉冲反射法^[2-4]也都有广泛的应用。但是这些技术均受测量环境的影响，在大斜度井或水平井无法使用。

近些年，随钻声波测井技术快速发展，技术优势是不受井斜等因素影响。最初人们提出了利用随钻声波定性评价水泥返高，指示套管外是否有水泥^[5]。随钻声波仪器与电缆声波仪器不同，其隔声体是刚性的钻铤结构，而钻铤是很好的波导结构，导致沿钻铤传播的拉伸波也会被接收换能器测量，因此钻铤波会严重影响套管波测量。且这两种波时域或频域信息都很接近，因此在数据处理上很难分离这两种波。当水泥胶结质量较差，套管波的幅度远大于钻铤波；当水泥胶结质量良好，套管波衰减严重，会远小于钻铤波幅度，这时套管波幅度对水泥胶结情况失去了灵敏度。李盛清等人理论研究了不同胶结质量情况下，随钻声波仪器在套管井中的响应特征，提出了利用幅度和衰减的随钻声波胶结指数计算方法^[6]。王瑞甲等人采用了一种模型预测的方法获取了套管波信号，计算了随钻

声波仪器测量的胶结指数曲线^[7]。

本文我们理论推导了含钻铤结构的单极声源在套管井中的物理规律，获得了随钻声波阵列衰减的固井质量新方法。该方法的优点是不需要仪器在自由套管进行幅度刻度和泥浆衰减补偿，因此可提供实时固井质量评价结果。

1 随钻声波套管井测量模型

图 1 为国产随钻声波测井仪 QUAST^[8-10]在套管井中的测量示意图，套管内充满流体，套管与地层之间填充水泥，测量时仪器居中放置。随钻声波仪器一般采用刻槽的方式削弱沿着钻铤传播的拉伸波，但是也无法完全消除钻铤波的影响。因此随钻声波测井仪工作时，换能器发射出的声波信号，其中部分能量沿着钻铤传播，另外一部分能量入射到套管中，产生套管拉伸波。由于两种波的传播速度接近，因此两种信号几乎同时被接收器阵列接收。

如图 1 所示，我们定义 TR1 为最小源距，TRX 为第 RX 接收器到发射换能器的距离，ATTNTR1 为发射换能器与第一个接收器之间套管波的衰减率，ATTNRE 为接收器阵列套管波的衰减率，ATTCTR1 为发射换能器与第一个接收器之间钻铤波的衰减率，ATTCRE 为接收器阵列钻铤波的衰减率。另外我们定义 A0 为发射换能器激发的有效能量， α 为发射换能器进入钻铤的能量百分比。

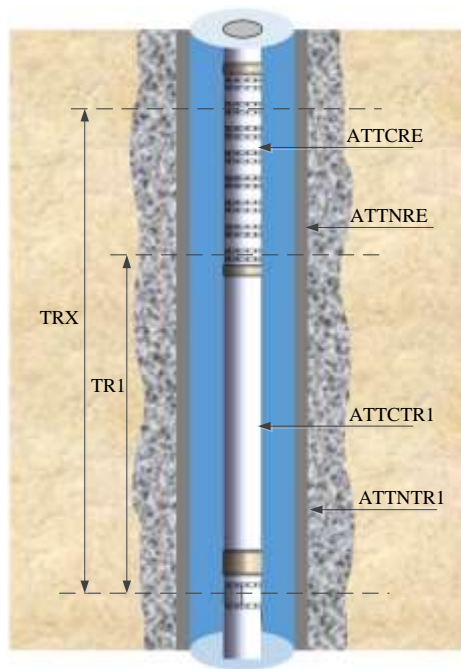


图 1 QUAST 仪器在套管井中的测量示意图

2 随钻声波理论套管波幅度

对图1随钻声波仪器在套管井的测量模型，若不含钻铤结构，那么套管波幅度为

$$Amp(x) = A0 * 10^{-\left(ATTNTR1 * \frac{TR1}{20} + ATTNTR * \frac{x-TR1}{20}\right)}$$

对幅度取对数可得：

$$\log[Amp(x)] = -\left(ATTNTR1 * \frac{TR1}{20} + ATTNRE * \frac{x-TR1}{20}\right) * \log(A0)$$

$$\log[Amp(x)] = A1 - ATTNRE * \frac{x-TR1}{20}$$

上式A1包含了第一个接收器以下所有传播因素的影响，对于接收器间距范围内，它是常数。套管波的幅度和套管波衰减率呈线性关系。

对于含钻铤结构的测量方式，首波中包含钻铤波及套管波，那么距离发射换能器距离为X的套管波幅度为：

$$Amp(x) = A0 * \left[\alpha * 10^{-\left(ATTCTR1 * \frac{TR1}{20} + ATTCTRE * \frac{x-TR1}{20}\right)} + (1-\alpha) * 10^{-\left(ATTNTR1 * \frac{TR1}{20} + ATTNRE * \frac{x-TR1}{20}\right)} \right] \quad (1)$$

下面我们研究由于钻铤存在，套管波幅度与套管波衰减率的关系。假设A0为常数，TR=7ft，ATTCTR1=5db/ft，ATTCTRE=0.5db/ft，ATTNTR1=ATTNRE。图2绘制了当ATTNRE分别为4db/ft、5db/ft及6db/ft时，理论计算的源距与套管波幅度的关系曲线。由图可见，由于钻铤的存在，测量的套管波幅度与源距不呈线性关系了。

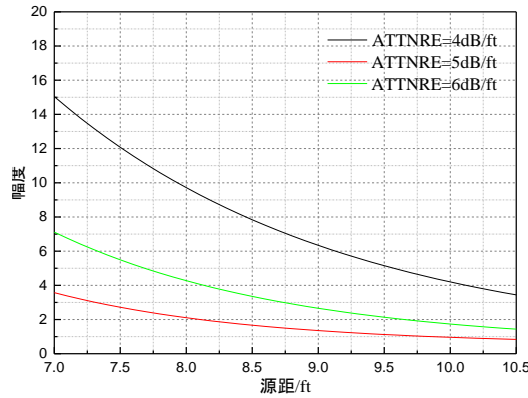


图 2 不同的套管波衰减率下首波幅度和源距的关系

3 随钻声波套管波理论衰减规律

3.1 理论衰减公式

对于距离发射换能器为 x 的接收换能器和距离发射换能器为 $x + \Delta$ 的接收换能器的信号幅度关系由下式得出：

$$Amp(x + \Delta) = Amp(x) * 10^{-AppATT(x,\Delta) * \frac{\Delta}{20}}$$

因此，两个接收器信号的视衰减为：

$$AppATT(x, \Delta) = -\frac{20}{\Delta} \log\left(\frac{Amp(x + \Delta)}{Amp(x)}\right)$$

TR1 接收器的接收信号为钻铤波信号和套管波信号之和：

$$Amp(TR1) = AmpCol(TR1) + AmpCas(TR1)$$

因此，距离 TR1 接收器为 x 接收换能器的信号为：

$$Amp(x) = AmpCol(TR1) * 10^{-\frac{ATT_{CRE} * x - TR1}{20}} + AmpCas(TR1) * 10^{-\frac{ATT_{NRE} * x - TR1}{20}} \quad (2)$$

同样，距离 TR1 接收器为 $x + \Delta$ 的接收换能器信号为：

$$Amp(x + \Delta) = AmpCol(TR1) * 10^{-\frac{ATT_{CRE} * x - TR1 + \Delta}{20}} + AmpCas(TR1) * 10^{-\frac{ATT_{NRE} * x - TR1 + \Delta}{20}}$$

因此， $x + \Delta$ 与 x 之间的信号幅度比为：

$$\frac{Amp(x + \Delta)}{Amp(x)} = \frac{AmpCol(TR1) * 10^{-\frac{ATT_{CRE} * x - TR1 + \Delta}{20}} + AmpCas(TR1) * 10^{-\frac{ATT_{NRE} * x - TR1 + \Delta}{20}}}{AmpCol(TR1) * 10^{-\frac{ATT_{CRE} * x - TR1}{20}} + AmpCas(TR1) * 10^{-\frac{ATT_{NRE} * x - TR1}{20}}}$$

如果考虑两个不同的接收器间距 $\Delta 1$ 、 $\Delta 2$ ，参考接收器的位置为 x ，那么幅度比为：

$$\frac{Amp(x + \Delta 2)}{Amp(x + \Delta 1)} = \frac{AmpCol(TR1) * 10^{-\frac{ATT_{CRE} * x - TR1 + \Delta 2}{20}} + AmpCas(TR1) * 10^{-\frac{ATT_{NRE} * x - TR1 + \Delta 2}{20}}}{AmpCol(TR1) * 10^{-\frac{ATT_{CRE} * x - TR1 + \Delta 1}{20}} + AmpCas(TR1) * 10^{-\frac{ATT_{NRE} * x - TR1 + \Delta 1}{20}}}$$

上式可以写为：

$$\frac{Amp(x + \Delta 2)}{Amp(x + \Delta 1)} = \frac{\frac{AmpCol(TR1)}{AmpCas(TR1)} * 10^{-\frac{ATT_{CRE} * x - TR1 + \Delta 2}{20}} + 10^{-\frac{ATT_{NRE} * x - TR1 + \Delta 2}{20}}}{\frac{AmpCol(TR1)}{AmpCas(TR1)} * 10^{-\frac{ATT_{CRE} * x - TR1 + \Delta 1}{20}} + 10^{-\frac{ATT_{NRE} * x - TR1 + \Delta 1}{20}}}$$

这个公式可以把换能器的激发能量 A_0 及发射能量进入钻铤能量的百分比 α 消除。我们把第一个接收器的钻铤波信号与套管波信号幅度比为

$$R = \frac{AmpCol(TR1)}{AmpCas(TR1)} \quad (3)$$

因此，

$$\frac{Amp(x + \Delta 2)}{Amp(x + \Delta 1)} = \frac{R * 10^{-\frac{ATT_{CRE} * x - TR1 + \Delta 2}{20}} + 10^{-\frac{ATT_{NRE} * x - TR1 + \Delta 2}{20}}}{R * 10^{-\frac{ATT_{CRE} * x - TR1 + \Delta 1}{20}} + 10^{-\frac{ATT_{NRE} * x - TR1 + \Delta 1}{20}}}$$

由于在接收器长度的钻铤波的衰减已知，上式可转换为：

$$\frac{Amp(x + \Delta 2)}{Amp(x + \Delta 1)} = 10^{-\frac{ATT_{CRE} * \Delta 2 - \Delta 1}{20}} * \frac{R + 10^{\frac{(ATT_{CRE} - ATT_{NRE}) * x - TR1 + \Delta 2}{20}}}{R + 10^{\frac{(ATT_{CRE} - ATT_{NRE}) * x - TR1 + \Delta 1}{20}}} \quad (4)$$

如果令 $\beta(\Delta 1, \Delta 2) = 10^{-\frac{ATT_{CRE} * \Delta 2 - \Delta 1}{20}}$ ， $\gamma(\Delta 1, \Delta 2) = \frac{Amp(x + \Delta 2)}{Amp(x + \Delta 1)}$ ，则：

$$\gamma = \beta * \frac{R + 10^{\frac{(ATT_{CRE} - ATT_{NRE}) * x - TR1 + \Delta 2}{20}}}{R + 10^{\frac{(ATT_{CRE} - ATT_{NRE}) * x - TR1 + \Delta 1}{20}}}$$

因此，

$$R + \frac{\gamma}{\gamma - \beta} * 10^{\frac{ATTNRE - ATTCRE}{20} * \frac{x - TR1 + \Delta1}{20}} - \frac{\beta}{\gamma - \beta} * 10^{\frac{ATTNRE - ATTCRE}{20} * \frac{x - TR1 + \Delta2}{20}} = 0 \quad (5)$$

在上式等式中，有两个未知的参数，分别为接收器阵列的套管波衰减率ATTNRE，和第一个接收器的钻铤波信号与套管波信号幅度比 R。

为了理解新公式的物理意义，我们需要考虑衰减项，对等式（4）取对数，可得：

$$\log\left(\frac{Amp(x + \Delta2)}{Amp(x + \Delta1)}\right) = -ATTNRE \frac{\Delta2 - \Delta1}{20} + \log\left(\frac{R + 10^{\frac{ATTNRE - ATTCRE}{20} * \frac{x - TR1 + \Delta2}{20}}}{R + 10^{\frac{ATTNRE - ATTCRE}{20} * \frac{x - TR1 + \Delta1}{20}}}\right)$$

由上式可得：

$$-\frac{20}{\Delta2 - \Delta1} \log\left(\frac{Amp(x + \Delta2)}{Amp(x + \Delta1)}\right) = ATTCRE + \frac{20}{\Delta2 - \Delta1} \log\left(\frac{R + 10^{\frac{ATTNRE - ATTCRE}{20} * \frac{x - TR1 + \Delta2}{20}}}{R + 10^{\frac{ATTNRE - ATTCRE}{20} * \frac{x - TR1 + \Delta1}{20}}}\right)$$

上式等式左边是信号在接收器 $x + \Delta1$ 与 $x + \Delta2$ 之间的视衰减率，把这个视衰减率记做 $AppAtt(x, \Delta1, \Delta2)$ 。因此：

$$AppAtt(x, \Delta1, \Delta2) = ATTCRE + \frac{20}{\Delta2 - \Delta1} \log\left(\frac{R + 10^{\frac{ATTNRE - ATTCRE}{20} * \frac{x - TR1 + \Delta2}{20}}}{R + 10^{\frac{ATTNRE - ATTCRE}{20} * \frac{x - TR1 + \Delta1}{20}}}\right)$$

因此，接收器阵列的两个探头的视衰减等于接收器阵列的钻铤波衰减增加了一个修正系数。这个修正系数依赖于套管波的衰减和第一个接收器的钻铤波与套管波的幅度比。

3.2 理论计算结果

由公式（1）等式，我们计算了从 7ft 到 10.5ft 距离内 8 个阵列接收器的套管波和钻铤波信号的幅度，发射到第一个接收器长度钻铤波的衰减率为 5dB/ft，接收器长度钻铤波的衰减为 0.5dB/ft。发射能量进入钻铤能量的百分比 α ，均是随着接收器对衰减而变化。图 3 绘制了 ATTNTR1、ATTNRE 及 α 变化时，不同接收器之间的视衰减变化规律，其中图 3（a）中 ATTNTR1=4dB/ft，ATTNRE=6dB/ft， $\alpha=10\%$ ，图 3（b）中 ATTNTR1=4dB/ft，ATTNRE=6dB/ft， $\alpha=20\%$ ，图 3（c）中 ATTNTR1=4dB/ft，ATTNRE=6dB/ft， $\alpha=10\%$ ，图 3（d）中 ATTNTR1=4dB/ft，ATTNRE=8dB/ft， $\alpha=20\%$ 。计算时取 $\Delta1 = 0$ 、 $\Delta2$ 为任意接收器与第一个接收器的距离，图中每条曲线表示不同的参考点 X，每个接收器与第一个接收器的视衰减率。

由图 3（a）、（c）对比可见，若 ATTNTR1=4dB/ft， $\alpha=10\%$ 保持不变，而 ATTNRE 从 6dB/ft 增加到 8dB/ft，视衰减率的变化范围从 4.2~5.7dB/ft 延伸到 3.9~7.6dB/ft。因此每个接收器的视衰减率灵敏度随阵列接收端的套管波衰减率增加而变大。另外也对比了发射换能器进入钻铤能量

变化时，视衰减的变化规律，由图 3 (a)、(b) 对比可见，若 $ATTNTR1=4\text{dB/ft}$ ， $ATTNRE=6\text{dB/ft}$ 保持不变，而 α 从 10% 增加到 20%，视衰减率的变化范围从 4.2~5.7dB/ft 延伸到 3.1~5.4dB/ft。因此随着传递给钻铤的能量 α 的增加，套管波的视衰率也变大。两次的对比表明，套管波的视衰减率与地层的真实衰减有一定的关系，利用视衰减率有可能反演地层的真实衰减率。

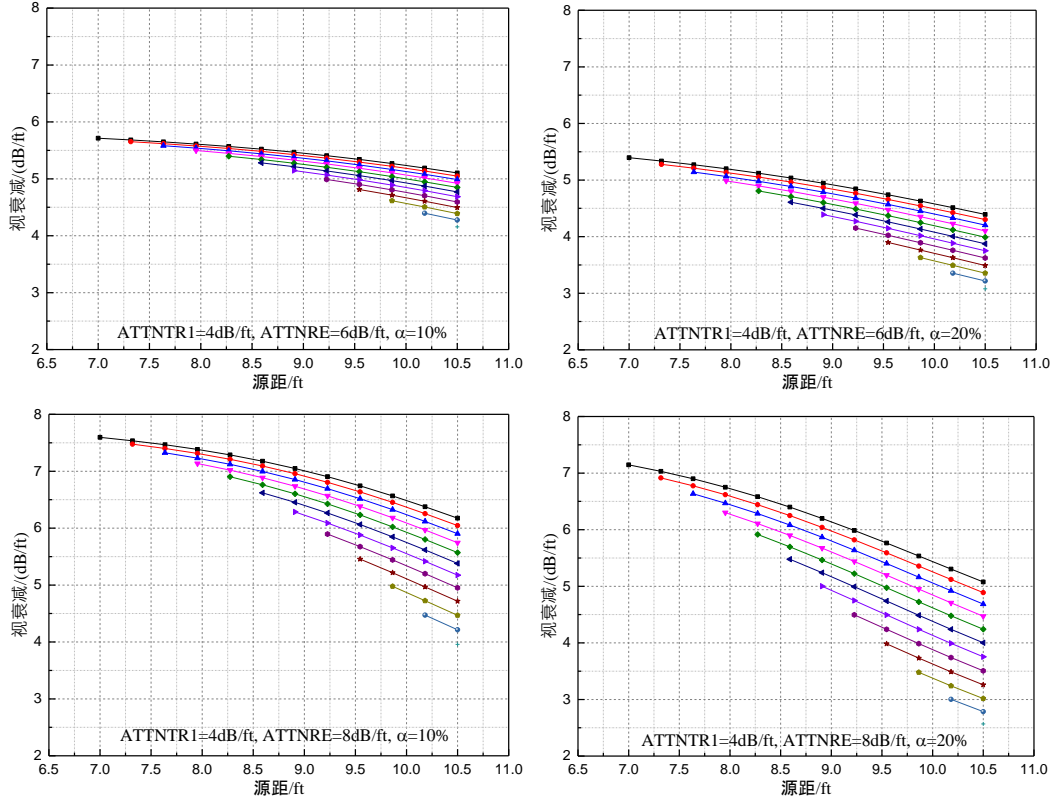


图 3 随钻声波不同的源距下的视衰减变化规律

3.2 反演方法

对于有 8 个接收器阵列的测量信号，公式 (5) 共有 56 个 x ， $\Delta 1$ 、 $\Delta 2$ 组合方式，这 56 组公式包含了套管波的真实衰减率和第一个接收器的钻铤波信号与套管波信号幅度比两个未知参数。仪器在实际测量的过程中，往往受到钻井噪声或测量误差的影响，每组的测量误差值记为 $\delta(x, \Delta 1, \Delta 2)$ 。因此等式 (5) 可重写为：

$$R + \frac{\gamma}{\gamma - \beta} * 10^{\frac{ATTNRE - ATTNTR1}{20} * (x - TR1 + \Delta 1)} - \frac{\beta}{\gamma - \beta} * 10^{\frac{ATTNRE - ATTNTR1}{20} * (x - TR1 + \Delta 2)} - \delta(x, \Delta 1, \Delta 2) = 0$$

对 56 个 x ， $\Delta 1$ 、 $\Delta 2$ 组合方式，构造反演目标函数：

$$\Omega(ATTNRE, R) = \sum_{i=1}^{56} [\delta(x, \Delta 1, \Delta 2)]^2 \quad (5)$$

图 4 绘制了不同 R 和 $ATTNRE$ 的目标函数曲线。在这个数值算例中， $TR=7\text{ft}$ ， $RR=0.5\text{ft}$ ， $\alpha=20\%$ ， $ATTNTR1=5\text{dB/ft}$ ， $ATTNRE=0.5\text{dB/ft}$ ， $ATTNTR1=5\text{dB/ft}$ ， $ATTNRE=3\text{dB/ft}$ ，由这些参数可以计算公式 (3) 中的 $R=0.17$ 。图 4 (a) 绘制了不同接收器的接收信号的幅度值， $R1 \sim R8$ 的信号幅度分

别是[7.1, 6.1, 5.3, 4.6, 4.0, 3.5, 3.1, 2.7]，接收器的信号包含了钻铤波和套管波信号。利用理论模拟的8个接收器的信号幅度，可以计算目标函数曲线。图4 (b) 绘制了目标函数 Ω 的三维曲线，图4 (c) 为目标函数在R和ATTNRE坐标平面的投影曲线。求解满足目标函数 Ω 全局最小对应的R和ATTNRE，我们即可反演真实的套管波衰减率。我们可采用最优化算法可以获得目标函数的最小值， Ω 最小时对应的R=0.12，ATTNRE=2.98。因此与理论模型的参数对比，R的计算误差为1.7%，ATTNRE的计算误差为0.7%。

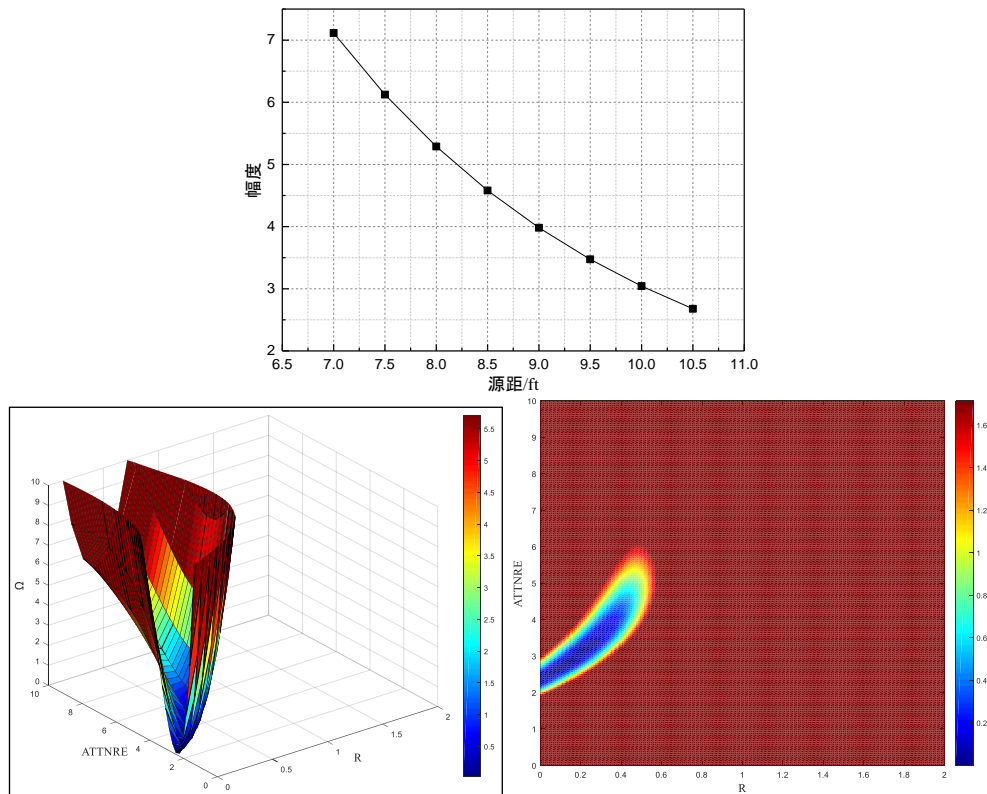


图 4 随钻声波套管井衰减反演结果

4 随钻声波套管井衰减计算实例

随钻声波仪器在中国渤海XXX#中测量的固井质量测量，采用了本文的计算方法对随钻声波测井资料进行了固井质量评价，并与电缆CBL仪器测量固井质量结果进行了对比。图5为随钻声波仪器在套管井中的固井质量评价结果与CBL对比结果。其中，第1道为原始随钻声波单极全波曲线，第2道为套管波的时差及相关投影曲线，第3道为套管波衰减曲线，第4道为利用衰减计算的衰减胶结指数曲线，第5道为随钻声波衰减胶结指数曲线及CBL仪器测量的胶结指数曲线，第6道为VDL变密度波形曲线。

由QUAST仪器测量的原始波形可见，仪器测量了高质量的单极全波信号。由第2道的套管波相关曲线可见，整个深度段套管波的相关性良好。420~465m深度段套管波的幅度衰减较小，套管波衰减为3~4dB/ft，在整个测量段衰减最小，因此该测量段为自由套管的典型响应，从电缆CBL/VDL曲线可以获得同样的结论。465m以下深度段，随着深度增加，套管波的衰减逐渐增大后趋于稳定，

一直稳定在5dB/ft左右，因此水泥胶结质量由自由套管向胶结一般过渡。由第5道随钻声波测井仪器与电缆CBL的胶结指数对比可见，两种仪器测量的胶结指数吻合很好。由于CBL的源距为3ft，而随钻声波仪器的源距为10ft，随钻声波衰减胶结指数的分辨率低于CBL仪器。

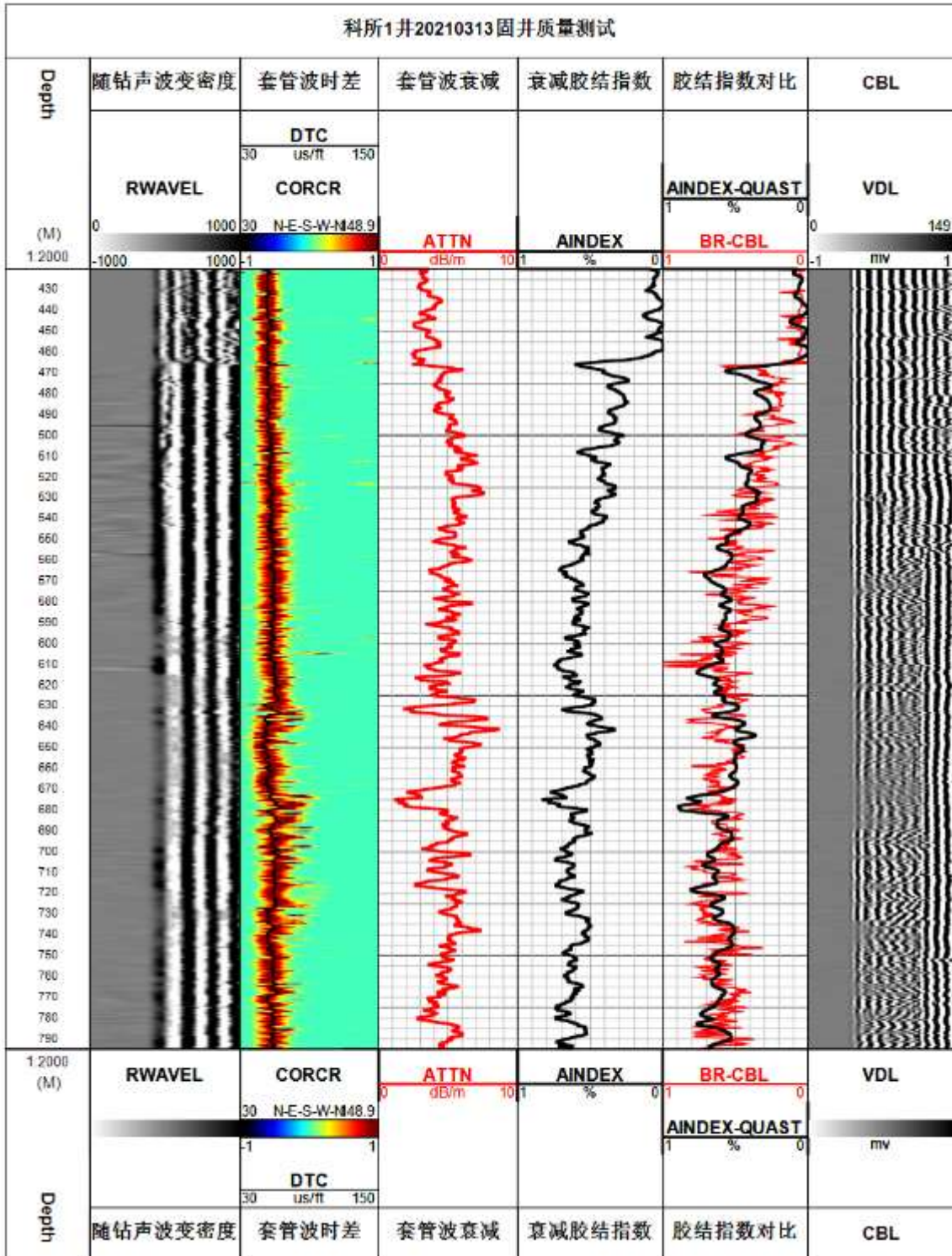


图 5 QUAST 仪器在 XXX#固井质量评价结果

Sun Zhifeng, Qiu Ao, Luo Bo, Li Jie, Peng Kaixuan
(China Oilfield Services Limited, Beijing, 101149)

A NEW METHOD FOR CEMENT BONDING EVALUATION USING LWD ACOUSTIC LOGGING

Abstract: Traditional wireline acoustic cement bonding evaluation tools cannot be used in horizontal or highly deviated wells, so a new method of cement bonding evaluation using LWD acoustic logging tool is proposed. In this paper, mathematical model of the LWD acoustic logging tool in cased hole is established, and the relationship between amplitude of casing wave and source distance, and the relationship between the apparent attenuation of the array sonic wave and real attenuation of casing wave are all theoretically deduced. The results show that due to presence of drill collar, there is no linear relationship between amplitude of casing wave measured by LWD acoustic logging tool and source distance. And measured apparent attenuation is equal to attenuation of collar wave plus a correction factor, which is depending on true attenuation of the casing wave and amplitude ratio of drill collar wave to casing wave at the first receiver. The inversion objective function of real attenuation of casing wave and amplitude ratio between collar wave and casing wave of first receiver is constructed based on the measured array received signals of LWD acoustic logging tool. The measured data of LWD acoustic logging tool in casing well are processed by this method presented in this paper and compared with measured results of CBL logging tool. The measurement results of the two tools are in good agreement. The cement bonding quality evaluation method of LWD acoustic logging tool provides a new idea for solving evaluation of sheath isolation in complex wells.

Keywords : LWD acoustic; cement bonding; attenuation; collar wave

Introduction

In petroleum exploration and development, cement sheath formed between casing and formation after cementing operation supports casing and hydraulic seal. Therefore, quantitative of cement bonding evaluation plays an important role in ensuring drilling integrity and sealing of sheath isolation. The CBL method based on wireline logging tool is most commonly used, which uses amplitude of casing wave to evaluate cement bonding quality. In addition, segmented bond tool or ultrasonic pulse reflection method are also widely used (Sun et al., 2012b; Sun et al., 2012a; Sun et al., 2016). However, these techniques are affected by measurement environment and cannot be used in highly deviated or horizontal wells.

In recent years, the LWD acoustic logging technology has developed rapidly, and this technical advantage is not affected by factors such as well deviation. Initially, it was proposed to use LWD

acoustic to qualitatively evaluate cement top, indicating whether there is cement outside casing. Initially, it was proposed to qualitatively evaluate the cement return height by using sound waves while drilling, indicating whether there is cement outside the casing (Matthew Blyth, et al., 2013). Unlike wireline acoustic tools, the acoustic isolator body of LWD acoustic logging tool is rigid drill collar, which is a good waveguide, so collar wave propagating along the drill will also be measured by receiving transducer. So collar wave will seriously affect casing wave measurement. And time domain or frequency domain information of these two waves are very close, so it is difficult to separate these two waves in data processing. When cement bonding quality is poor, amplitude of casing wave is much larger than collar wave. When the cement bonding quality is good, the casing wave attenuation is serious, which is much less than collar wave amplitude, and casing wave amplitude loses sensitivity to the cement bonding quality. A model prediction method is used to obtain casing wave signals (Wang, et al., 2019), and calculated cement bonding index curve measured by LWD acoustic logging.

In this paper, we have theoretically deduced physical laws of LWD monopole acoustic sources in cased Wells, and obtained a new cement quality evaluation method for attenuation of LWD arrays acoustic wave. The advantage of this method is that it does not require tool to perform amplitude calibration and mud attenuation compensation in free casing, so it can provide real-time cement quality evaluation results.

LWD acoustic logging model in cased hole

Fig. 1 is a schematic diagram of LWD acoustic logging tool in a cased hole (Sun et al., 2019; Sun et al., 2019; Liu et al., 2022). The casing is filled with fluid, and gap between casing and formation is filled with cement. The tool is placed in the middle of model. LWD acoustic logging tool generally use grooves to weaken the tensile wave propagating along the drill collar, but the influence of collar wave cannot be completely eliminated. Therefore, when LWD acoustic logging tool is working, part of energy of acoustic signal emitted by the transducer propagates along drill collar, and other part of energy is incident into casing, generating casing tension waves. Since the two waves travel at similar speeds, both signals are received by receiver array at approximately the same time.

As shown in Figure 1, we define TR1 as minimum source distance, TRX as distance from the first RX receiver to the transmitting transducer, ATTNTR1 as attenuation rate of casing wave between the transmitting transducer and the first receiver. ATTNRE is attenuation rate of casing wave in the receiver array. ATTCTR1 is attenuation rate of collar wave between transmitting transducer and first receiver. ATTCRE is attenuation rate of collar wave in the receiver array. In addition, we define A0 as effective energy excited by transmitting transducer, and α is energy percentage of transmitting transducer entering drill collar.

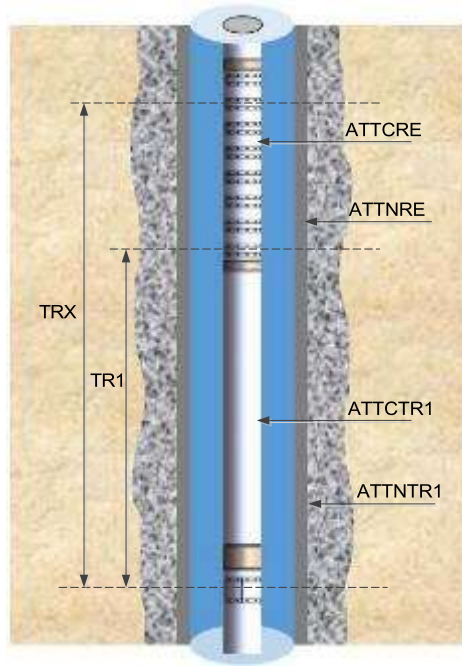


Fig. 1 a schematic diagram of LWD acoustic logging tool in a cased hole

Theoretical casing wave amplitude for LWD acoustic logging tool

For the model of LWD acoustic logging tool in the cased hole, if drill collar structure is not included, the casing wave amplitude is

$$Amp(x) = A_0 \cdot 10^{\frac{(ATTNTR1 \cdot TR1 + ATTNTR1 \cdot x - TR1)}{20}}$$

Taking logarithm of magnitude gives:

$$\log[Amp(x)] = -\left(ATTNTR1 \cdot \frac{TR1}{20} + ATTNRE \cdot \frac{x - TR1}{20}\right) \cdot \log(A_0)$$

$$\log[Amp(x)] = A_1 - ATTNRE \cdot \frac{x - TR1}{20}$$

The above formula A1 includes influence of all propagation factors below the first receiver, and it is constant within the range of receiver spacing. There is a linear relationship between amplitude of casing wave and attenuation rate of casing wave.

For the model with drill collar structure, the first wave includes drill collar wave and casing wave, then amplitude of casing wave at a distance X from the transmitting transducer is

$$Amp(x) = A_0 \cdot \left[\alpha \cdot 10^{\frac{-\left(ATTCTR1 \cdot \frac{TR1}{20} + ATTCRE \cdot \frac{x - TR1}{20}\right)}{20}} + (1 - \alpha) \cdot 10^{\frac{-\left(ATTNTR1 \cdot \frac{TR1}{20} + ATTNRE \cdot \frac{x - TR1}{20}\right)}{20}} \right] \quad (1)$$

Next, we study the relationship between casing wave amplitude and casing wave attenuation rate due to existence of drill collars. Suppose A0 is constant, TR=7ft, ATTCTR1=5db/ft, ATTCRE=0.5db/ft, ATTNTR1=ATTNRE. Fig. 2 plots relation curves of theoretically calculated source distance and casing wave amplitude when ATTNRE is 4dB/ft, 5dB/ft and 6dB/ft respectively.

It can be seen from figure that due to existence of drill collar, measured casing wave amplitude is not linearly related to source distance.

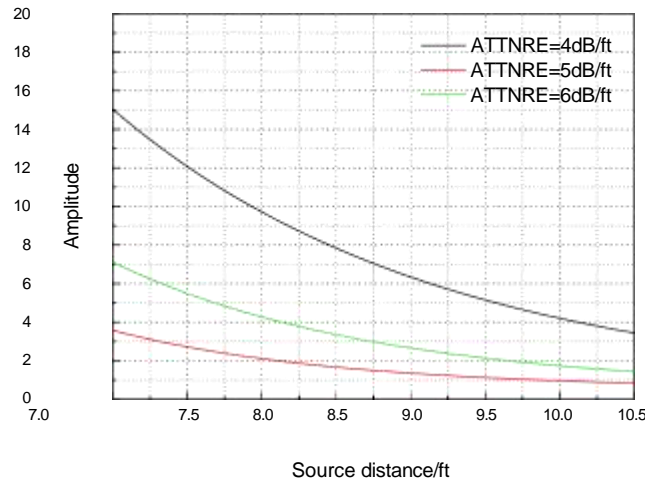


Fig. 2 Relationship between amplitude of first wave and source distance under different attenuation rates of casing wave

Theoretical attenuation of casing wave for LWD acoustic logging tool

The signal amplitude relationship between a receiving transducer at a distance of x from transmitting transducer and a receiving transducer at a distance of $x+\Delta$ from transmitting transducer is given by

$$Amp(x + \Delta) = Amp(x) * 10^{-\frac{AppATT(x, \Delta) * \Delta}{20}}$$

Therefore, apparent attenuation of the two receiver signals is

$$AppATT(x, \Delta) = -\frac{20}{\Delta} \log_{10} \left(\frac{Amp(x + \Delta)}{Amp(x)} \right)$$

The received signal of TR1 receiver is the sum of collar wave and casing wave:

$$Amp(TR1) = AmpCol(TR1) + AmpCas(TR1)$$

Therefore, the signal received from the transducer at a distance of x from the TR1 receiver is

$$Amp(x) = AmpCol(TR1) * 10^{-\frac{ATTCRE}{x-TR1} \frac{x-TR1}{20}} + AmpCas(TR1) * 10^{-\frac{ATTNRE}{x-TR1} \frac{x-TR1}{20}} \quad (2)$$

Likewise, the received transducer signal at a distance of $x+\Delta$ from the TR1 receiver is:

$$Amp(x + \Delta) = AmpCol(TR1) * 10^{-\frac{ATTCRE}{x-TR1+\Delta} \frac{x-TR1+\Delta}{20}} + AmpCas(TR1) * 10^{-\frac{ATTNRE}{x-TR1+\Delta} \frac{x-TR1+\Delta}{20}}$$

Therefore, the signal amplitude ratio between $x+\Delta$ and x is

$$\frac{Amp(x + \Delta)}{Amp(x)} = \frac{10^{-\frac{ATTCRE}{x-TR1+\Delta} \frac{x-TR1+\Delta}{20}} + AmpCas(TR1) * 10^{-\frac{ATTNRE}{x-TR1+\Delta} \frac{x-TR1+\Delta}{20}}}{10^{-\frac{ATTCRE}{x-TR1} \frac{x-TR1}{20}} + AmpCas(TR1) * 10^{-\frac{ATTNRE}{x-TR1} \frac{x-TR1}{20}}}$$

$$\frac{Amp(x + \Delta)}{Amp(x)} = \frac{AmpCol(TR1)*10}{AmpCol(TR1)*10} \frac{\overline{20} + AmpCas}{(TR1)*10} \frac{\overline{20}}{\overline{20} - \frac{x-TR1}{20}}$$

If two different receiver distances $\Delta 1, \Delta 2$ are considered, and the reference receiver position is x , then the amplitude ratio is

$$\frac{Amp(x + \Delta 2)}{Amp(x + \Delta 1)} = \frac{AmpCol(TR1) * 10^{-\frac{ATT_{CRE}}{20} \frac{x - TR1 + \Delta 2}{20}} + AmpCas(TR1) * 10^{-\frac{ATT_{NRE}}{20} \frac{x - TR1 + \Delta 2}{20}}}{AmpCol(TR1) * 10^{-\frac{ATT_{CRE}}{20} \frac{x - TR1 + \Delta 1}{20}} + AmpCas(TR1) * 10^{-\frac{ATT_{NRE}}{20} \frac{x - TR1 + \Delta 1}{20}}}$$

The above formula can be written as:

$$\frac{Amp(x + \Delta 2)}{Amp(x + \Delta 1)} = \frac{AmpCol(TR1) * 10^{-\frac{ATT_{CRE}}{20} \frac{x - TR1 + \Delta 2}{20}} + 10^{-\frac{ATT_{NRE}}{20} \frac{x - TR1 + \Delta 2}{20}}}{\frac{AmpCol(TR1)}{AmpCas(TR1)} * 10^{-\frac{ATT_{CRE}}{20} \frac{x - TR1 + \Delta 1}{20}} + 10^{-\frac{ATT_{NRE}}{20} \frac{x - TR1 + \Delta 1}{20}}}$$

This formula can eliminate excitation energy A_0 of transducer and percentage α of energy emitted into the drill collar. We write collar wave to casing wave amplitude ratio of the first receiver as

$$R = \frac{AmpCol(TR1)}{AmpCas(TR1)}$$

(3)

therefore,

$$\frac{Amp(x + \Delta 2)}{Amp(x + \Delta 1)} = \frac{R * 10^{-\frac{ATT_{CRE}}{20} \frac{x - TR1 + \Delta 2}{20}} + 10^{-\frac{ATT_{NRE}}{20} \frac{x - TR1 + \Delta 2}{20}}}{R * 10^{-\frac{ATT_{CRE}}{20} \frac{x - TR1 + \Delta 1}{20}} + 10^{-\frac{ATT_{NRE}}{20} \frac{x - TR1 + \Delta 1}{20}}}$$

Since attenuation of collar wave is known at the receiver length, the above formula can be transformed into:

$$\frac{Amp(x + \Delta 2)}{Amp(x + \Delta 1)} = 10^{\frac{\Delta 2 - \Delta 1}{20} \frac{ATT_{CRE} - ATT_{NRE}}{20} \frac{x - TR1 + \Delta 2}{20}} * \frac{R + 10^{-\frac{ATT_{NRE}}{20} \frac{x - TR1 + \Delta 2}{20}}}{R + 10^{-\frac{ATT_{NRE}}{20} \frac{x - TR1 + \Delta 1}{20}}} \quad (4)$$

If order $\beta(\Delta 1, \Delta 2) = 10^{\frac{\Delta 2 - \Delta 1}{20} \frac{ATT_{CRE} - ATT_{NRE}}{20}}$, $\gamma(\Delta 1, \Delta 2) = \frac{Amp(x + \Delta 2)}{Amp(x + \Delta 1)}$, then:

$$\gamma = \beta * \frac{R+10}{R+10} \frac{(ATTCRE-ATTNRE)^{\frac{x-TR1+\Delta 2}{20}}}{(ATTCRE-ATTNRE)^{\frac{x-TR1+\Delta 1}{20}}}$$

therefore,

$$R + \frac{\gamma}{\gamma - \beta} * 10 - \frac{ATTCRE-ATTNRE^{\frac{x-TR1+\Delta 1}{20}}}{*10} - \frac{\beta}{\gamma - \beta} \frac{ATTCRE-ATTNRE^{\frac{x-TR1+\Delta 2}{20}}}{*10} = 0$$

(5)

In the above equation, there are two unknown parameters, namely casing wave attenuation rate ATTNRE of the receiver array, and amplitude ratio R of collar wave signal to the casing wave signal of first receiver.

In order to understand the physical meaning of new formula, we need to consider the attenuation term, taking logarithm of equation (4), we can get

$$\log \left(\frac{\text{Amp}(x+\Delta 2)}{\text{Amp}(x+\Delta 1)} \right) = -\text{ATTNRE} \frac{\Delta 2 - \Delta 1}{20} + \log \left(\frac{R + 10^{\frac{\text{ATTNRE} - \text{ATTNRE} \frac{x - \text{TR1} + \Delta 2}{20}}}{R + 10^{\frac{\text{ATTNRE} - \text{ATTNRE} \frac{x - \text{TR1} + \Delta 1}{20}}}} \right)$$

It can be obtained from the above formula:

$$\frac{-20}{\Delta 2 - \Delta 1} \log \left(\frac{\text{Amp}(x+\Delta 2)}{\text{Amp}(x+\Delta 1)} \right) = \text{ATTNRE} + \frac{20}{\Delta 2 - \Delta 1} \log \left(\frac{R + 10^{\frac{\text{ATTNRE} - \text{ATTNRE} \frac{x - \text{TR1} + \Delta 2}{20}}}{R + 10^{\frac{\text{ATTNRE} - \text{ATTNRE} \frac{x - \text{TR1} + \Delta 1}{20}}}} \right)$$

The left side of the above equation is the apparent attenuation rate of the signal between the receiver $x+\Delta 1$ and $x+\Delta 2$, and this apparent attenuation rate is recorded as

$$\text{AppAtt}(x, \Delta 1, \Delta 2) = \text{ATTNRE} + \frac{20}{\Delta 2 - \Delta 1} \log \left(\frac{R + 10^{\frac{\text{ATTNRE} - \text{ATTNRE} \frac{x - \text{TR1} + \Delta 2}{20}}}{R + 10^{\frac{\text{ATTNRE} - \text{ATTNRE} \frac{x - \text{TR1} + \Delta 1}{20}}}} \right)$$

Therefore, apparent attenuation of the two receivers array is equal to collar wave attenuation of receiver array plus a correction factor. This correction factor depends on attenuation of casing wave and amplitude ratio of collar wave to the casing wave at the first receiver.

Inversion method

For a measurement signal with 8 receiver arrays, formula (5) has 56 $x, \Delta 1, \Delta 2$ combinations, which include two unknown parameters: true attenuation rate of casing wave and collar wave signal amplitude ratio of the first receiver to the casing wave signal. In actual measurement process, the tool is often affected by drilling noise or measurement error, and measurement error value of each

group is denoted as $\delta(x, \Delta 1, \Delta 2)$. So the equation (5) can be rewritten as:

$$R + \frac{\gamma}{\gamma - \beta} * 10^{\frac{\text{ATTNRE} - \text{ATTNRE} \frac{x - \text{TR1} + \Delta 1}{20}} - \frac{\beta}{\gamma - \beta} * 10^{\frac{\text{ATTNRE} - \text{ATTNRE} \frac{x - \text{TR1} + \Delta 2}{20}} - \delta(x, \Delta 1, \Delta 2) = 0$$

For 56 x, Δ1, Δ2 combinations, the inverse objective function is constructed:

$$\Omega(\text{ATTNRE}, R) = \sum_{i=1}^{56} [\delta(x, \Delta 1, \Delta 2)]^2$$

(5)

Figure 3 plots objective function curves for different R and ATTCRE. In this numerical example, TR=7ft, RR=0.5ft, $\alpha=20\%$, ATTCTR1=5dB/ft, ATTCRE=0.5dB/ft, ATTNTR1=5dB/ft, ATTNRE=3dB/ft, these parameters can calculate R=0.17 in formula (3). Figure 4(a) plots amplitude values of signals of different receivers. The signal amplitudes of R1~R8 are [7.1, 6.1, 5.3, 4.6, 4.0, 3.5, 3.1, 2.7] respectively. The objective function curve can be calculated by using the signal amplitudes of eight receivers theoretically simulated. Figure 4(b) draws the three-dimensional curve of the objective function, and Figure 4(c) shows the projection curve of the objective function on the R and ATTNRE coordinate planes. By solving R and ATTNRE corresponding to the global minimum of objective function, we can invert the real casing wave attenuation rate. We can use the optimization algorithm to obtain the minimum value of the objective function, corresponding to R=0.12 and ATTNRE=2.98 at the minimum. Therefore, compared with the parameters of the theoretical model, calculation error of R is 1.7%, and calculation error of ATTNRE is 0.7%.

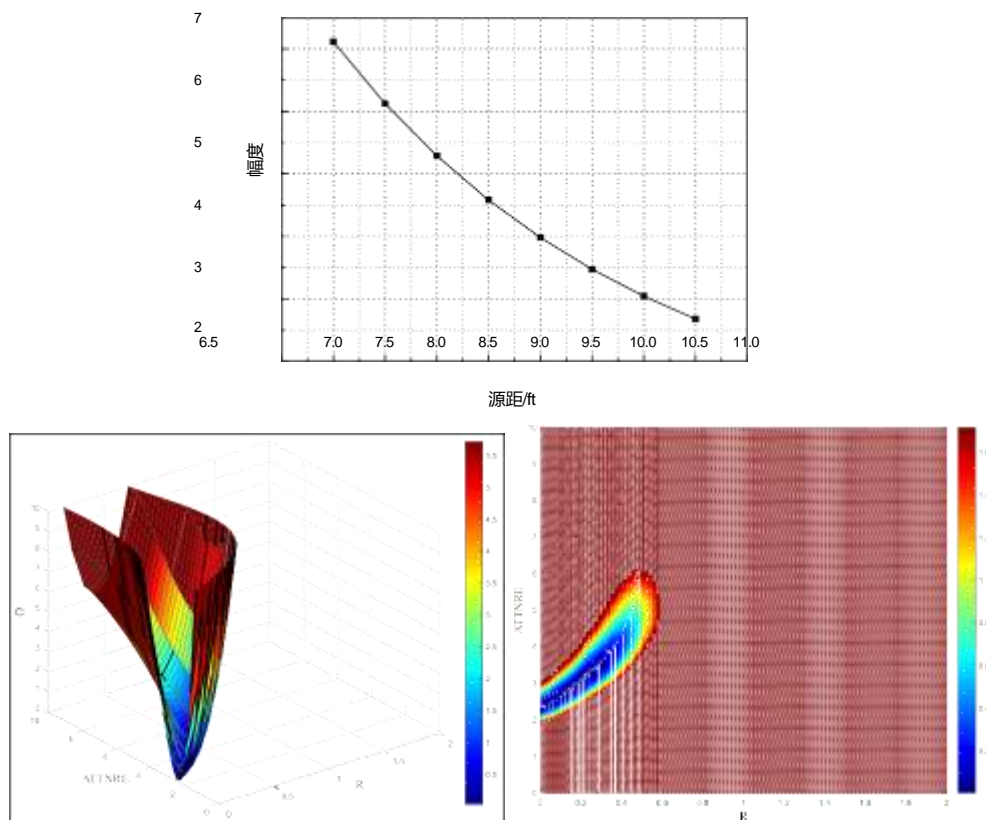


Fig. 3 Inversion results of acoustic wave attenuation in casing hole

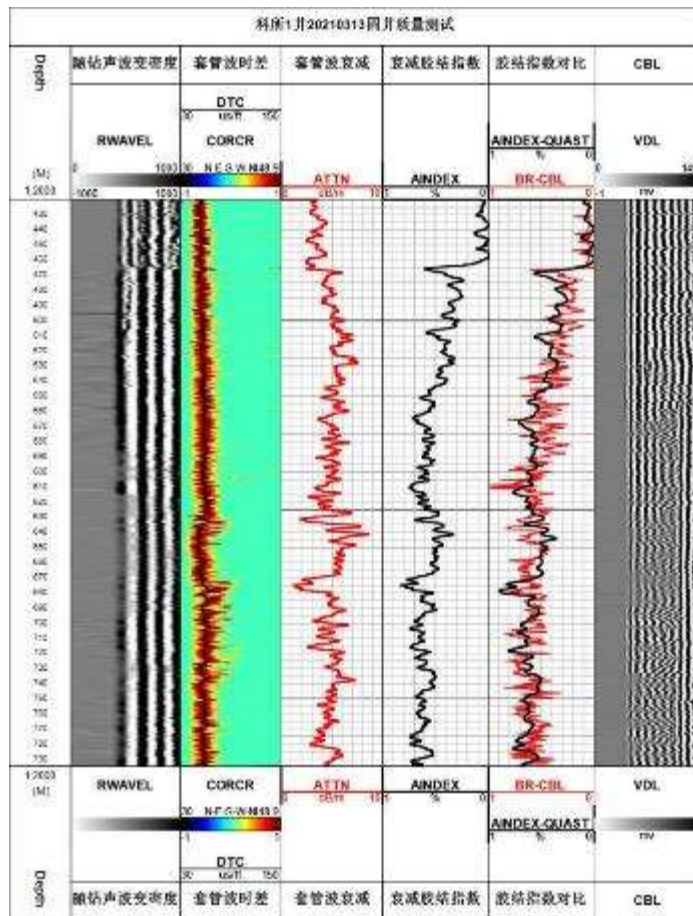
Case of cement bonding evaluation using LWD acoustic logging

The cement bonding result measured by LWD acoustic logging tool in XXX#, Bohai Sea, China, and new method in this paper is used to evaluate cement bonding quality, which is compared with result of CBL tool. Fig. 4 shows the cement bonding evaluation results for two kinds of tools. In figure, the first track is VDL curve for LWD monopole acoustic wave. The second track is slowness of casing wave and correlation projection curve. The third track is attenuation curve of

casing wave. The fourth track is cement bonding index calculated by attenuation. The fifth track is comparison between cement bonding index curve of LWD and CBL tool. The sixth track is the VDL variable density waveform curve.

As can be seen from the original waveform measured by LWD acoustic logging tool, it measures a high-quality monopole full-wave signal. From correlation projection curve of casing wave correlation in Track 2, it can be seen that casing wave has a good correlation throughout the depth. The attenuation of casing wave at the depth of 420-465m is small, the casing wave attenuation is 3-4dB/ft. The attenuation value is the smallest in the entire measurement section, so this measurement section is a typical response of the free casing. The same conclusion can be obtained from the CBL/VDL curve. In the depth section below 465m, as the depth increases, attenuation of casing wave gradually increases and then tends to be stable, and has been stable at about 5dB/ft. Therefore, cement bonding quality changes from free casing to general bonding. By comparing the cement index of LWD acoustic logging tool and CBL tool, it can be seen that the cement bonding index measured by the two tools is in good agreement. Because the CBL has a source distance of 3ft and LWD acoustic logging tool has a source distance of 10ft, resolution of LWD acoustic logging tool is lower than that of CBL tool.

Fig. 4 Cement quality evaluation results of LWD acoustic logging tool in XXX#



Conclusion

The apparent attenuation expression of LWD acoustic logging tool is theoretically calculated, apparent attenuation and real attenuation of formation are not a simple linear relationship, but a bell-shaped curve distribution, and the measured data also have this feature. The field measurement data of LWD acoustic logging tool shows that cement bonding index curve can be obtained by using casing wave amplitude and array attenuation, which is in good agreement with that measured by CBL tool. Cement quality evaluation using LWD acoustic wave technology has broad application prospects, especially in more complex environments such as highly deviated wells or horizontal wells, providing a new technical method.

УДК 550.832

基于机器学习的水平井阵列流动成像测井数据解释方法研究

宋红伟^{1,2} 郭海敏^{1,2} 张占松^{1,2}

(1.长江大学地球物理与石油资源学院 湖北 武汉 430100 ; 2.中国石油集团测井重点实验室长江大学研究室, 湖北 武汉 430100)

摘要

水平井中, 由于存在重力垂直与流动方向, 井筒内重质相流体沿重力方向下移, 油水两相流体速度场与油水相态分布井筒截面径向方向存在复杂分布, 致使其流量和持水率测量非常困难, 生产测井产出剖面解释精度不高。本文对水平井油水两相流为研究对象, 采用 MAPS 阵列生产测井组合仪器, 在水平油水两相流模拟井中开展了生产测井模拟实验, 在对实验数据进行处理的基础上, 为了提高水平井阵列成像测井数据解释的效率和精度, 提出了基于机器学习算法的水平井阵列流动成像测井资料解释方法。该方法将持水率信号的概率密度函数(PDF)和机器学习算法用于水平井油水两相流型分类和分相流量预测中。首先, 采用概率密度函数法(PDF)用于将阵列持水率数据处理中, 确定阵列持水率计特征参数。然后, 使用支持向量机(SVM)对流型进行了分类。最后, 在基于流型分类的基础上, 将阵列持水率信号和阵列涡轮流量数据作为多层反向传播神经网络的输入, 以油水表观速度作为输出。用该方法标定了 MAPS 测井仪器, 对部分测试实验数据进行了估计, 并和实验配给数据进行了对比分析。结果表明, 针对流型选取不同的人工神经网络参数有效提升了预测精度, 使用人工神经网络可以快速解释水平井阵列成像测井数据获取油水表观速度, 预测结果与实验结果很好地吻合。该方法为水平井阵列流动成像测井资料的解释提供了理论依据。基于机器学习算法在产出剖面测井和解释评价中具有潜在的应用价值。

关键词: 水平井; 流型识别; 支持向量机; 人工神经网络; 流量预测

1.引言

随着水平井钻井技术的不断提高, 水平井的应用越来越多, 如何对水平井的产出剖面进行测量, 为储层改造效果评价及开发方案调整和完善提供依据成为测井行业的一个重要课题。生产测井是动态监测油井生产状况的重要手段, 产出剖面测井技术在油田的开发中也具有十分重要的作用, 它

不但可以诊断油井的动态异常和确定油井的生产状态，同时也能地质分析提供丰富的动态资料，还可以系统的监测已开发区域，对已经开发的各个层系的动用状况及水淹状况进行研究，以便综合各方面因素采取全面的调整措施，同时检查调整措施的效果，最终可以达到增产的目的。传统的产出剖面测井评价是将测量的持水率和混合流体速度代入相应的经验模型计算分相流量。然而，对于水平井而言，由于重力方向与井眼方向垂直，水平井段内油水相态分布和速度场由垂直井中轴心对称分布变为不对称分布，油水两相流局部速度与油水相态分布并筒截面径向方向存在复杂分布，传感器的测量数据与并筒实际持水率和混合速度存在较大的解释难度，而且受流型的影响比较大，致使其产出剖面测井评价非常困难。

对于水平井的测井解释势必提出更高的要求，海量急需解释的测井资料同不足的专家学者知识间的矛盾成为制约行业发展的主要因素。水平井中动态参数获取的难点在于，非单相的水平井内部流体由于重力影响会出现分层现象，这种现象不仅与直井中大不相同，甚至在不同的流量条件下，油水两相的水平井中流型也不相同，如在总流量较低时，两相分层清晰，为分层流；总流量较高时油水部分混合，油水界面出现波动，为分散流。同时，根据流型的具体特点，Trallero 等 (1997) 将其分为 6 类：分层流根据界面特点可分为界面清晰(ST)和界面混合(ST&MI)的分层流，分散流根据油水混合的位置可以细分为上层水包油下层水的分散流(D O/W&W)、水包油(O/W)、上层油包水下层水包油的分散流(D W/O&D O/W)以及油包水(W/O)流型^[1]，该流型划分在学术上获得了广泛认同。

在本实验和分析中，以 Trallero 流型分类为基础并结合实际，将流型划分为以下五种：分层流(ST)、下层水上层油包水(D W/O&W)、下层水上层水包油(D O/W&W)、油包水(W/O)、水包油(O/W)。由于流型复杂，在水平井中测量油水分相流量非常困难，是产出剖面测井的难题之一(宋红伟等，2020)^[2]；流量和持率与流型具有很高的相关性，分析流型具有重要意义 (SONG HW 等，2021) ^[3]。使用人工智能结合阵列成像测井工具则可以有效解决此问题。Al-Naser Mustafa 等 (2016) 使用神经网络识别流型，其结果正确率达 97%^[4]；WU Yuyan 等 (2022) 使用 BP 网络和模糊推理算法处理阵列测井数据判别流型，精度较高^[5]。可见在测井解释中引入人工智能技术是本行业近来的热点研究方向。较早的，郭海敏等 (1994) 使用前馈型神经网络算法处理生产测井中的数据，已有并取得了良好成果^[6]；王爱民 (2006) 分别使用 BP 网络和 RBF 网络建立模型处理实验室中在直井测得的数据并与实际值对照，结果误差较小；更有使用神经网络识别油气 (张良等，2009；王路等，2008) ^[7,8]和使用压差信号作为输入获取气液两相流中的流量并且结果在所有流型中都有良好的精度和一致性 (H Shaban 等，2014) ^[9]。人工智能方法在测井解释的重要性的发展潜力由此可见一斑 (匡立春等，2021；王良玉等，2021) ^[10,11]。

本文以阵列电容持率仪获取的管流截面上不同高度流体的持率数据和全井眼涡轮流量计数据为基础，使用人工智能方法处理数据，研究流型的自动识别和水平井各相流量获取方法，这对于指导水平井生产测井解释，推进解释方法发展具有重要意义。

2. 水平井阵列生产测井组合仪模拟测量实验

本文的水平井油水两相阵列生产测井模拟实验是在长江大学生产测井中心的多相流模拟实验装置上进行的，实验装置工作原理图如图 1 所示，阵列生产测井组合仪器如图 2 所示。

2.1 实验装置及实验方案介绍

模拟流动实验井筒是由两排 12m 长透明玻璃管组成的 U 形管道，并筒内径分别为 124mm 和 159mm。油和水由油泵和水泵分别从储油罐和储水罐中抽出，并由各自流量计量管路上的流量计和

定位调节阀精确控制各自流量进入油水混合罐混合后进入模拟井筒，本次测量实验在内径为 159mm 的井筒中进行。混合流体经过模拟测试井筒后回到另一井筒并从底部管道排放到油水分离罐，油水分离后分别进入储油罐和储水罐，循环使用。实验条件为常温、常压，井筒角度水平 0°，实验介质为自来水和 10 号工业白油，白油密度为 0.8263g/cm³，常态下为牛顿流体，粘度为 8.292mPa·s(20 °C)。自来水密度为 0.9884g/cm³，粘度为 1.16mPa·s(20°C)。

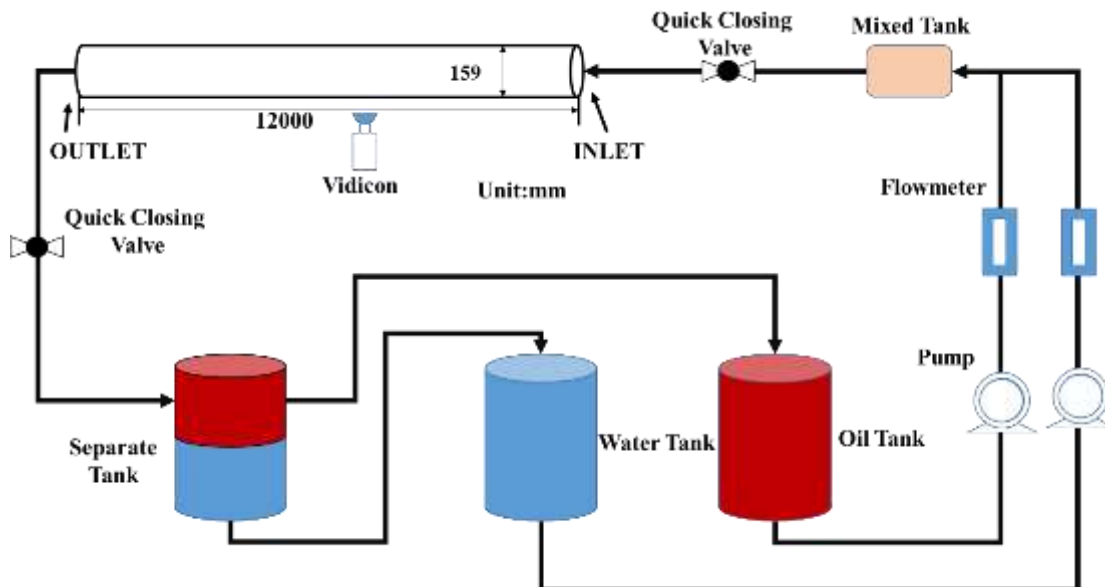


图 1 多相流模拟实验装置示意图

在本研究中，实验总流量设置为 10m³/d、30m³/d、50m³/d、100m³/d、300m³/d、500m³/d、600m³/d，在每个流量设置 0.2，0.4，0.6，0.8，0.9 五个含水率测点。实验均在 159mm 井筒进行，倾角为 90°（水平）、85°、75°、60°、45°、105°、120°、135°，并在仪器测量过程中记录流型影像资料。

2.2 实验仪器

水平井阵列生产测井模拟测试实验采用 MAPS 生产测井组合仪的阵列涡轮 (SAT) 和阵列电容传感器(CAT)组合测量，组合仪器结构示意图 2 所示。测量的主要部分是阵列电容传感器(CAT)、阵列涡轮 (SAT) 和全井眼流量计 (CFB)。

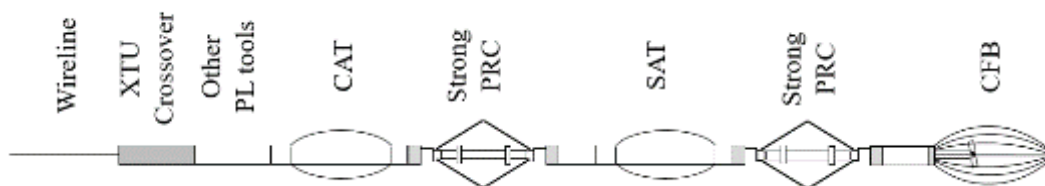


图 2 水平井生产测井组合仪器结构示意图

为了保证 SAT 的 6 个微小涡轮和 CAT 的 12 个微小电容探头均匀分布在井筒截面圆周上，仪器主体在模拟井筒中居中，阵列电容持率计有 12 个微型电容探头固定在 12 道弹簧片上，打开时可以均匀地测量过流截面上不同位置流体电容，进而判别油水性质；SAT 采用 6 根弹簧配 6 个微小涡轮，SAT 的阵列涡轮传感器通过流体对涡轮的冲刷，确定井眼截面的流速的分布。全井眼涡轮流量计 (CFB) 采用了可伸缩式的金属叶片来测量流速。仪器进出套管时依赖会自动张开和收缩的支架,以便进入套管展开工作；仪器工作时，流体的流动会带动叶轮和芯轴，通过仪器上设置的磁敏传感器

感知磁场计算叶轮速度,进而计算出管内流体流速^[12]。

2.3 实验数据分析

在进行实验时对流型进行拍照、录像,在这些流动条件范围内,该测试段遇到了5种不同的流型分层流(ST),下层水上层水包油的分散流(DO/W&W)、水包油(O/W)、下层水上层油包水的分散流(DW/O&W)以及油包水(W/O)分散流,如图3所示,这与其他作者的观察结果一致。

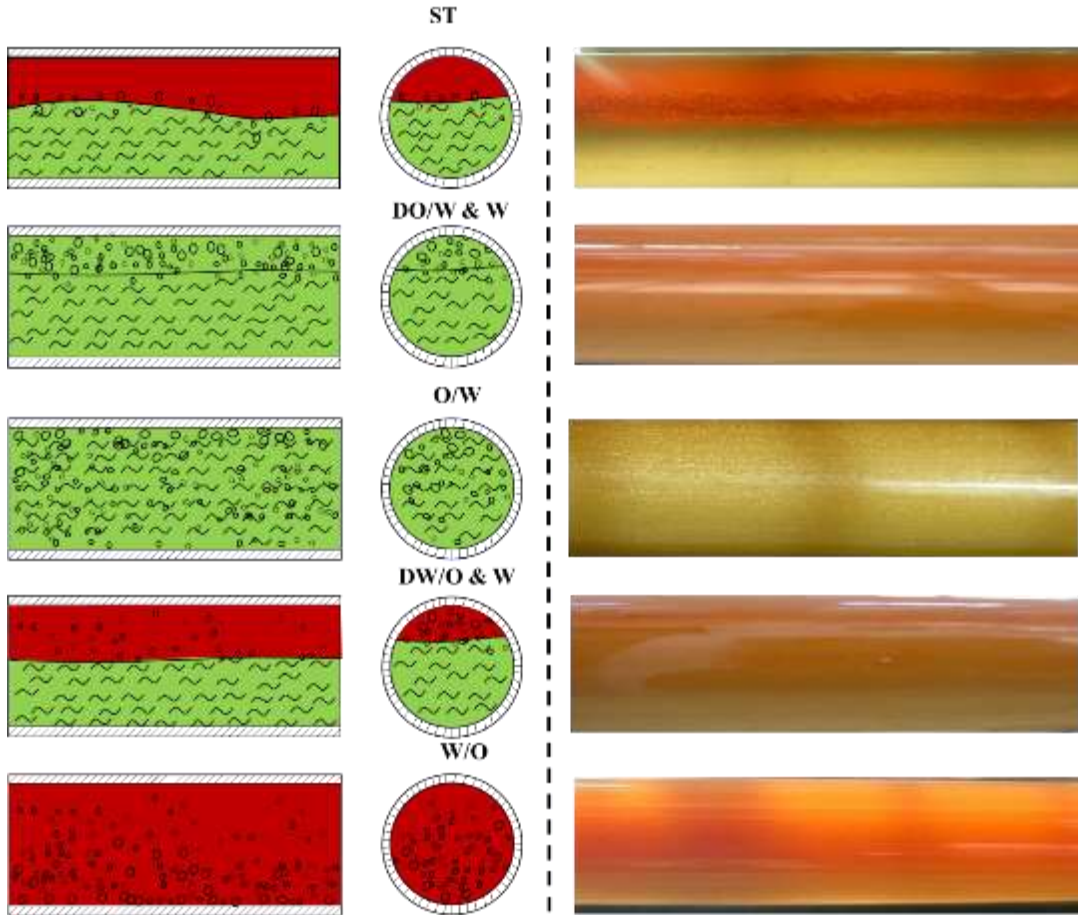


图3 流型示意图与实测对比图

对于每个实验测试点,仪器采用静止点测方式,以每秒采集10个点记录传感器数据,持续记录300秒。CAT记录值为油气水的原始计数率标准化后的归一化值,通常认为气为0,油为0.2,水为1。图4是阵列电容持水率计(CAT)各探头在水和油中的刻度图版,红色三角数据点是CAT各探头全部在油中的归一化刻度值,绿色方形数据点是CAT各探头全部在水中的归一化刻度值。

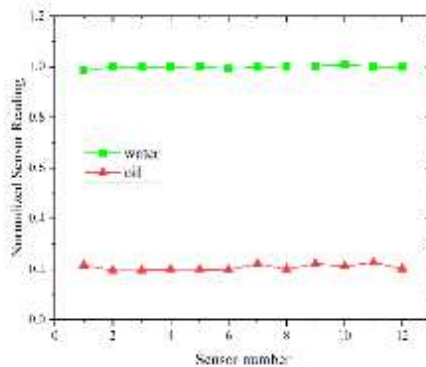
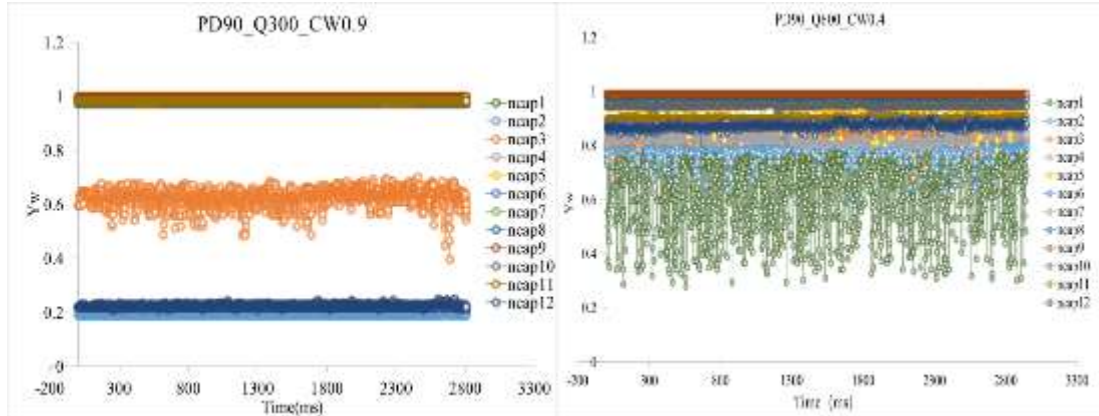


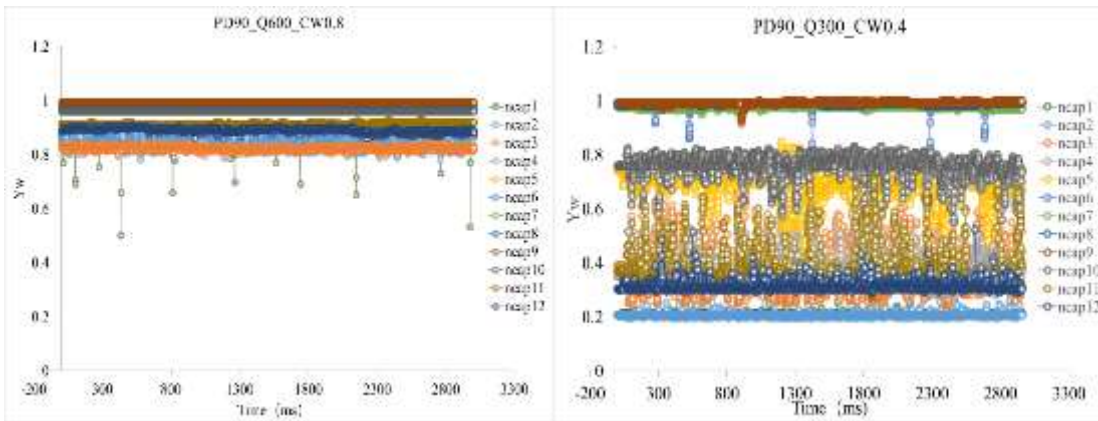
图 4 CAT 各探头在水和油中的刻度图

从图 4 可以看出，CAT 阵列电容持水率各探头在同一介质（全油或全水）中的测量值基本一致，全油中测量值在 0.2 左右，全水中测量值在 1.0 左右，能够很好的区分探头所在位置的油水分布。



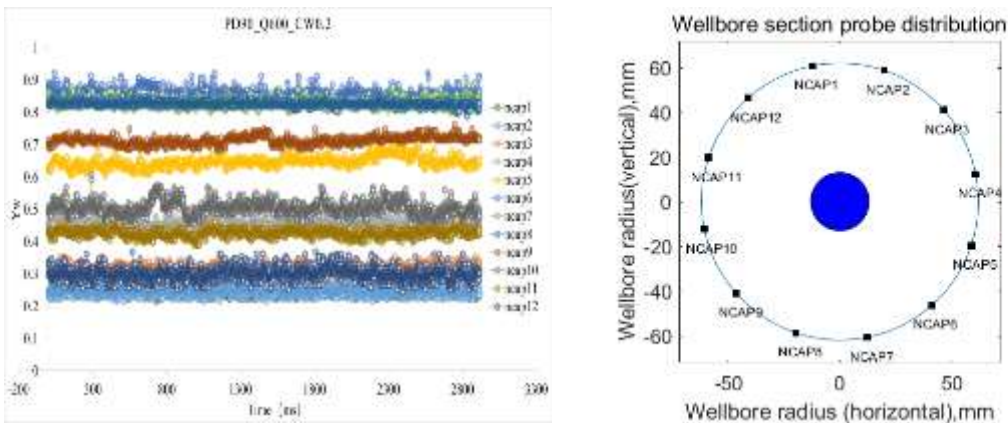
(a) ST

(b) DO/W&W



(c) O/W

(d) DW/O&W



(e) W/O

(f) CAT 探头分布图

图 5 CAT 在 5 种流型中的响应及其探头分布图

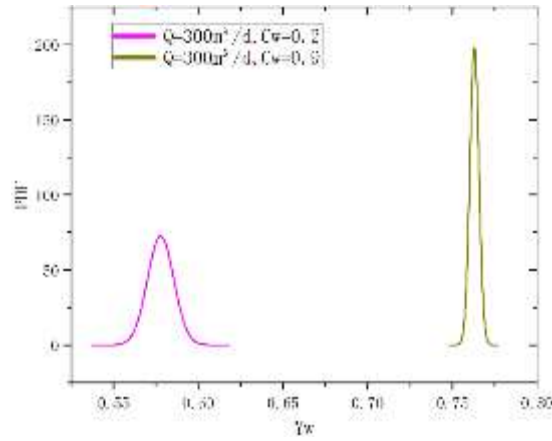
图 5 是模拟实验时 CAT 在 5 种流型中的响应及其探头在井筒截面上的分布示意图。基于图 5 及所有工况下不同流型阵列持水率信号的响应可以看出，不同流型不同方位的局部持水率具有各自的波动响应特征：这些随时间变化的探头归一化测量值中包含了流型的信息，各个局部持水率信息隐含的流型信息的时域上的波动。考虑到无量纲电容持水率参数的各种特性，并对其作为流型识别的潜在指标进行了初步评估，我们决定使用概率密度函数（PDF）对 CAT 数据进行下一步分析。

概率密度函数（Probability Density Function，简称 PDF）是一种在时域频域分析中常用的统计

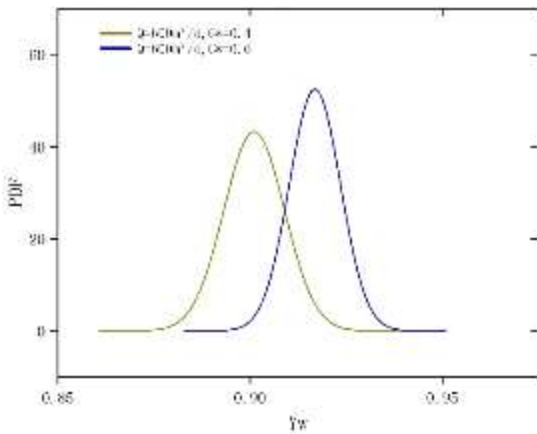
方法。对于一组随时间变化的信号 x_i ，设它的累积分布函数是 $F_X(x)$ ，如果存在可测函数 $f_X(x)$ 满足：

$$F_X(x) = \int_{-\infty}^x f_X(t) dt \quad (1)$$

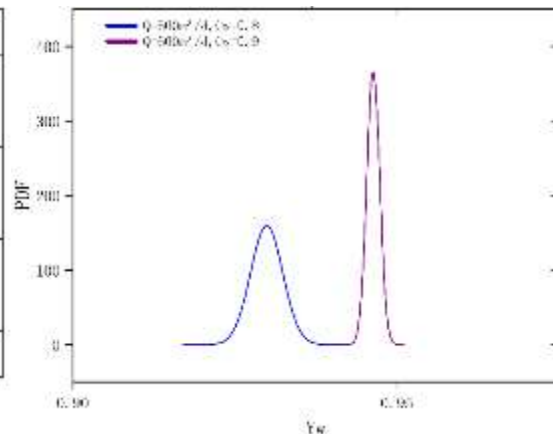
那么 x_i 是连续型随机变量，并且 $f_X(x)$ 是它的概率密度函数。对于油水两相流动的阵列电容持水率信号来说，概率密度函数可以反映信号的分布范围，波动剧烈程度等特征，而这些特征与流型之间存在密切的联系。



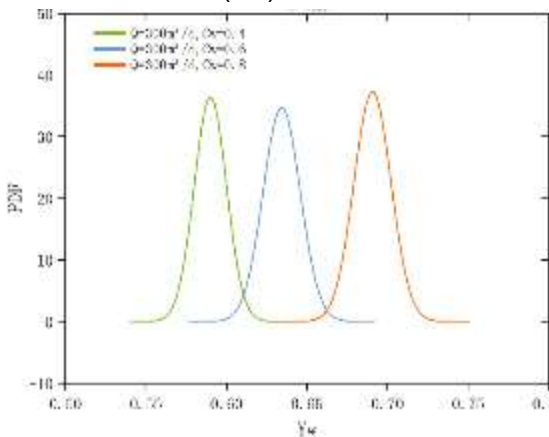
(a) ST



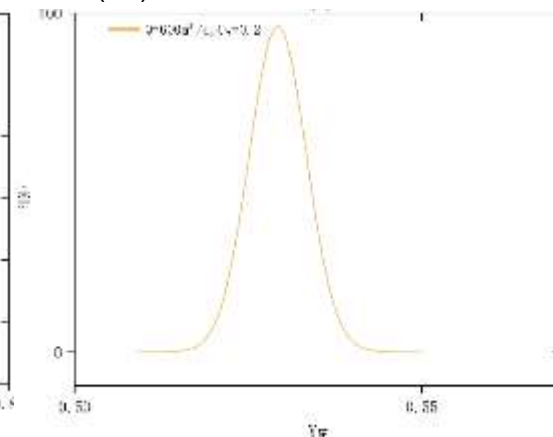
(b) DO/W&W



(c) O/W



(d) DW/O&W



(e) W/O

图 6 CAT 在不同流型下的概率密度分布图

用一维概率密度函数对持水率时间序列信号进行拟合，便可得到各流型条件下井筒持水率的概率密度分布曲线，如图 6 所示。从图 6 中可以看出，随着总流量的增加，持水率的 PDF 具有一定的

系统趋势，井内流体波动剧烈，流型混合程度较高，流型从分层流向泡状流转化；同时随着含水率的增加，泡状流中的油水比例不同，呈现的流型也不同。在总流量不变的情况下，含水率的变化导致流型发生变化，总流量越高，这种情况越明显。在流型和总流量都固定的情况下，含水率越高，PDF 整体趋势向右移，中心持水率随着含水率的增大而增大；幅度峰值在低流量时随含水率变化不大，在高流量时随着含水率增大而增大，较为明显。

在常规产出剖面流型预测中，持水率被作为单一值来应用。由以上持水率概率密度分布可以看出，水平井油水两相流型和持水率概率密度分布的相关特征参数也有相关性。对 PDF 曲线进行高斯拟合可得到其相应的特征参数 a、b、c，其公式如下：

$$f(x) = ae^{-\frac{(x-b)^2}{c}} \quad (2)$$

式中 a 表示幅度峰值，b 表示中心持率，c 表示方差。图 7 为持水率概率密度函数的三个特征参数和流型的交会图。从图中可以看出，这三个特征参数的交会区域对应不同的流型，即流型的变化与这三个特征参数相关。

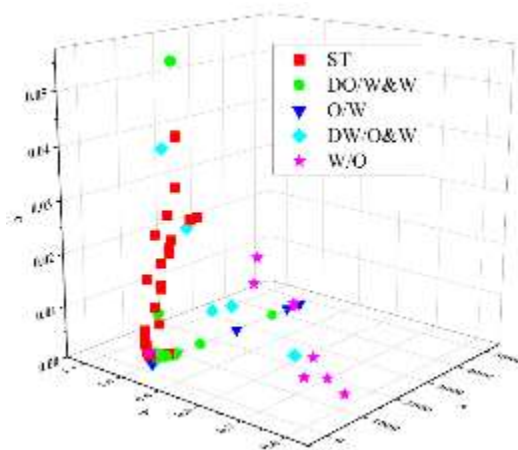


图 7 PDF 特征参数与流型交会图

3. 解释模型

3.1 流型识别

由于本次实验流型样本较少，考虑支持向量机 (SVM) 在小样本条件下、非线性分类问题中的独特优势，将其用于此次流型智能识别。支持向量机(SVM)最初由 Corinna Cortes 和 Vapnik 提出，是基于统计学习理论最新进展的新一代机器学习系统 (Cortes and Vapnik, 1995) [13]。SVM 的基本思想是求解分类超平面，该超平面能正确划分训练数据集，且具有最大的几何区间。对于非线性分类问题，可以通过非线性变换将输入空间中的非线性分类问题转化为更高维度空间中的线性分类问题，并在高维特征空间中训练线性支持向量机[14]。与神经网络相比，SVM 在样本数较少的情况下具有较好的分类能力，已被逐渐应用到各种研究领域[15,16]。

假设存在 k 分类问题，SVM 将建立 $k(k-1)/2$ 个二分类器，并采取投票策略实现最终分类。以第 i 类与第 j 类为例，SVM 优化形式为：

$$\begin{aligned}
& \min_{w^{i,j}, b^{i,j}, \xi_t^{i,j}} \frac{1}{2} \|w^{i,j}\|^2 + C \sum_{t=1} \xi_t^{i,j} \\
& s.t. (w^{i,j})^T \phi(x_t) + b^{i,j} \geq 1 - \xi_t^{i,j}, y_t = i \\
& (w^{i,j})^T \phi(x_t) + b^{i,j} \leq -1 + \xi_t^{i,j}, y_t = j \\
& \xi_t^{i,j} \geq 0, i < j
\end{aligned} \tag{3}$$

引入拉格朗日乘子法并对偶化后，决策函数变为：

$$f_{i,j}(t) = \text{sign} \left[\sum_{l=1}^{n_{sv}^{i,j}} y_l^{i,j} a_l^{i,j} K(t, x_l^{i,j}) + b^{i,j} \right] \tag{4}$$

式中， C 为惩罚因子； $\xi_t^{i,j}$ 为松弛因子； $b^{i,j}$ 为偏置因子； x_t 为输入样本特征向量； y_t 为样本对应类别； t 表示待分类样本； $w^{i,j}$ 表示垂直于所形成超平面的法向量； $n_{sv}^{i,j}$ 为支持向量个数； $a_l^{i,j}$ 为第 l 个支持向量的拉格朗日乘子； $x_l^{i,j}$ 为第 l 个支持向量； $y_l^{i,j}$ 为类别标签； $K(t, x_l^{i,j})$ 为核函数。针对流型识别模型，选取了可调参数少、性能优异的高斯径向基核函数进行非线性映射，其表达式为：

$$K(t, x_l^{i,j}) = \exp \left(\frac{-|t - x_l^{i,j}|^2}{g^2} \right) \tag{5}$$

式中， g 为核参数，与惩罚因子 C 构成了SVM中的关键参数。惩罚系数 C 影响模型的复杂度和稳定性；核函数参数 g 反映样本在特征空间的分布情况。为了保证支持向量机分类的精度，需要找到合适的 C 和 g ，本文采用K-折叠交叉法(K-CV)对 C 和 g 进行优化。

构建合适的特征向量是合理利用支持向量机的基础。本文利用PDF方法，提取信号的主要特征参数，从而满足SVM的需求。图8显示了所提出的流型识别的主要步骤的流程图，流程图确定了目前在每个步骤中使用的具体技术。

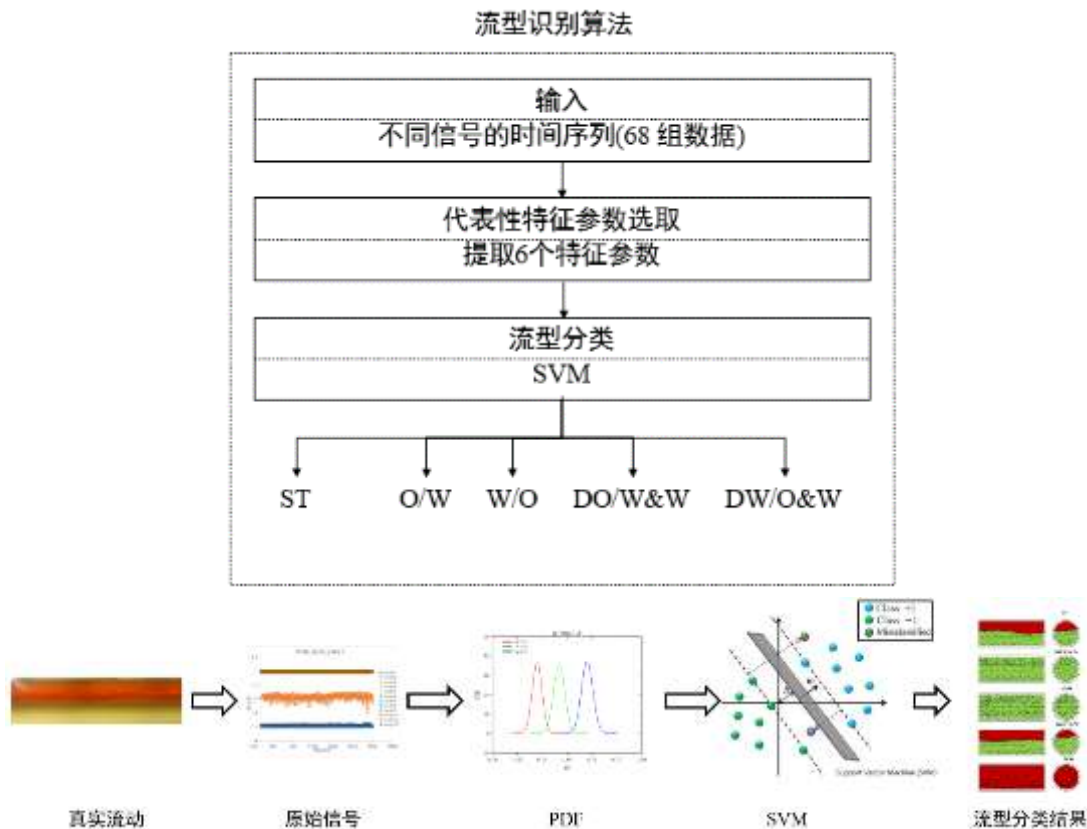


图 8 基于 SVM 的流型识别流程图

3.2 分相流量预测

图 9 是分相流量解释方法流程图，并考虑到目标井况属于那种特定的流型。对于分相流量预测，首先从输入信号中计算 PDF，然后通过高斯拟合提取 PDF 的特征参数，输入这些特征参数利用 SVM 判断其流型，最后使用人工神经网络进行回归得到各分相表观速度，进而得到分相流量。经过初步工作表明，对每种流型使用特定的回归模型比对所有流型使用单一回归模型具有更高的灵敏度和准确性。

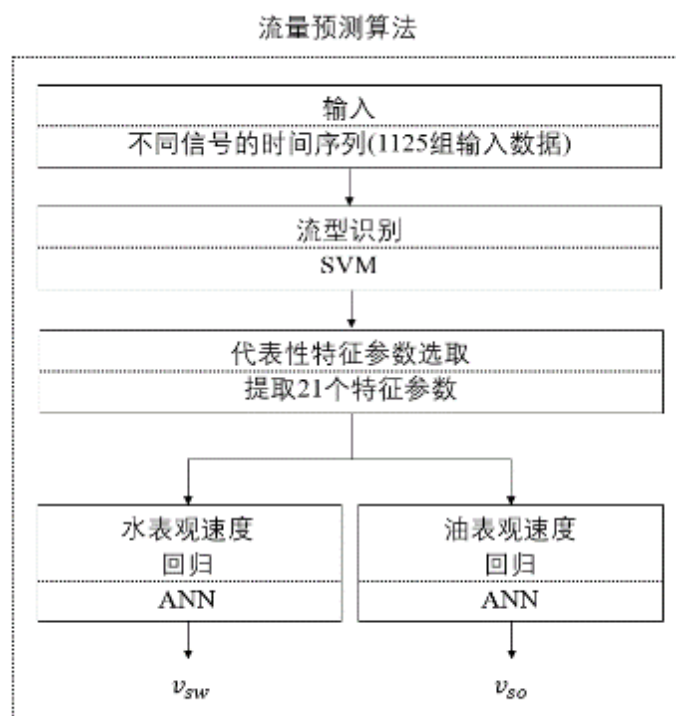


图 9 分相流量预测流程图

人工神经网络模型是把所有人体神经元加以抽象，并按不同的连接形式形成一个简单组成或多种可以模拟人脑神经的信息形式网络系统^[17]。它对非线性系统具有良好的逼近能力，具备并行处理、容错性、自学习等性质，在系统建模、控制、模式识别等广泛应用。其中 BP 神经网络是一种能从样本中有效学习判别函数的系统，是目前技术最成熟并且应用最广泛的网络之一。图 10 为常见的三层 BP 神经网络结构图。

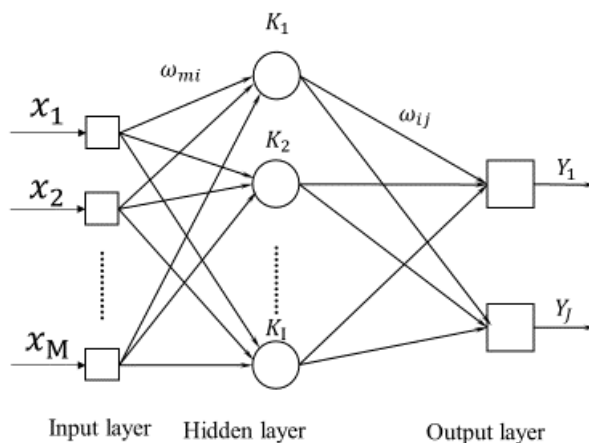


图 10 三层 BP 网络结构图

BP 神经网络模型是利用反向传播误差的方法，训练前馈式系统，由一个输入层、任意一个隐含层和一个输出层组成。正向传播的输入参数与输出参数的关系为：

$$z_j = \sum_{i=1}^M \omega_{ij} x_i + b_j \quad (6)$$

式中： z_j 为第 j 个节点的净输出值； ω_{ij} 为第 i 个节点与第 j 个节点间的权重值； x_i 为第 i 个节点的输入值； b_j 为第 j 个节点的阈值； M 为输入层节点数。

$$y_i = f(z_j) = \frac{1}{1 + e^{-z_j}} \quad (7)$$

式中： y_i 第 j 个节点的标签值； $f(z_j)$ 为 sigmoid 激活函数。反向误差传播时，采用梯度下降法，损失函数的计算式为

$$E = \frac{1}{2} \sum_{j=1}^N (x_i - y_j)^2 \quad (8)$$

式中： E 为损失函数； N 为输出层节点数。

权重值和阈值的修正量与损失函数对该节点的梯度成正比，修正后的权重值、阈值计算公式分别为：

$$\Delta \omega_{ij} = -\eta_1 \frac{\partial E}{\partial \omega_{ij}}, \Delta b_j = -\eta_2 \frac{\partial E}{\partial b_j} \quad (9)$$

$$Q_{ij} = \omega_{ij} + \Delta \omega_{ij}, Y_j = b_j + \Delta b_j \quad (10)$$

式中： η_1 、 η_2 分别为权重值和阈值的学习率； $\Delta \omega_{ij}$ 、 Δb_j 分别为权重值和阈值的修正量； Q_{ij} 为第 i 个节点与第 j 个节点间修正后的权重值； Y_j 为修正后的阈值。

4. 结果与讨论

4.1 流型识别模型应用

为了识别水平生产井油水两相流型，为产出剖面解释评价作为模型指导，将测量的持水率时间序列作为输入数据集，经过 PDF 提取 3 个特征参数加上井斜、方位角以及流量信息作为支持向量机 (SVM) 的输入，将每个输入划分为几个流型之一作为训练集，每个流型数据集被分为训练数据集和测试数据集。不同流型数据集的样本分布如表 1 所示。

表 1 不同流型数据集的样本分布

流型	训练集	测试集	总计
ST	21	8	29
DO/W&W	10	6	16
O/W	4	1	5
DW/O&W	5	1	6
W/O	8	4	12
总计	48	20	68

从表 1 可以看出，共 68 组流型分类数据，采用 48 组数据作为训练集，20 组数据作为测试集，训练集和测试集流型分类结果如图 11 所示。为了更容易识别支持向量机模型，通常将输出特征和输

入特征以数字的形式表示，图中 y 轴 1, 2, 3, 4, 5 表示支持向量机模型中所进行训练和预测的流型，分别代表 ST、DO/W&W、O/W、DW/O&W 和 W/O 这 5 种流型。

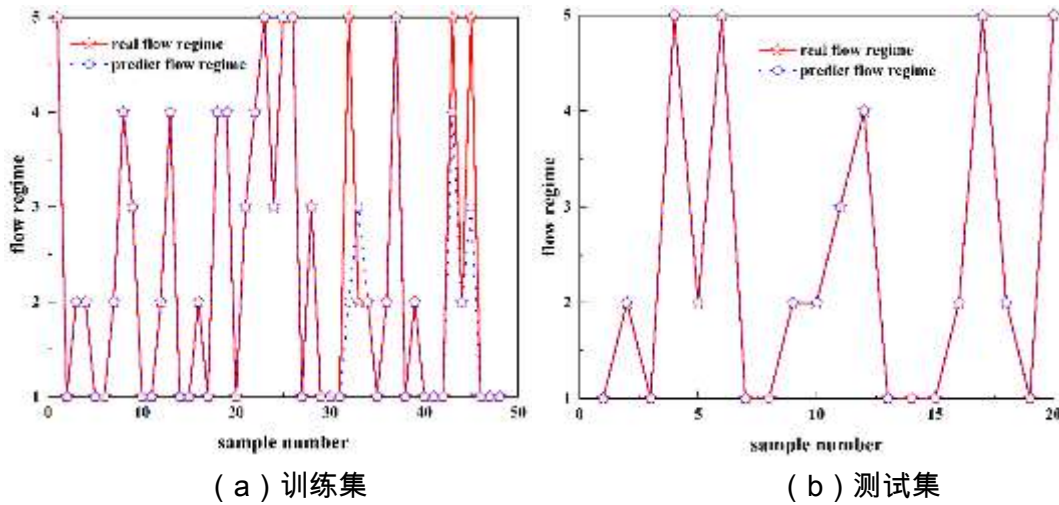


图 11 流型分类结果对比图

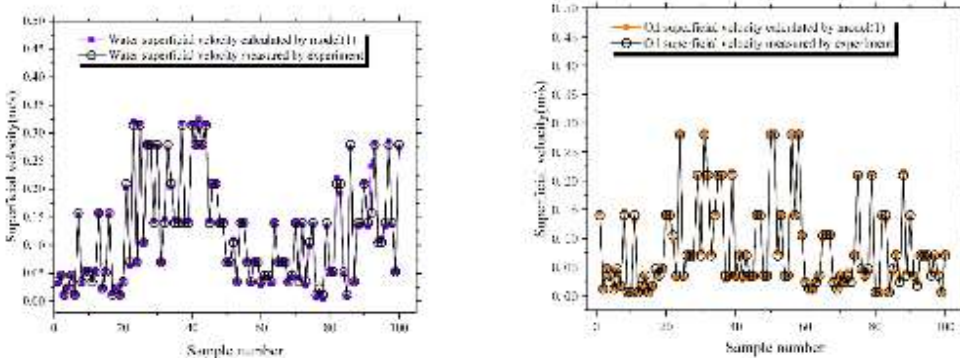
如图 11 所示，训练集流型分类结果与实际流型对比有 4 个出现错误，准确率达 91.67%，而测试集预测流型结果全部与真实流型结果相符，准确率高达 100%，证明了所选模型应用效果良好。

4.2 分相流量预测模型应用

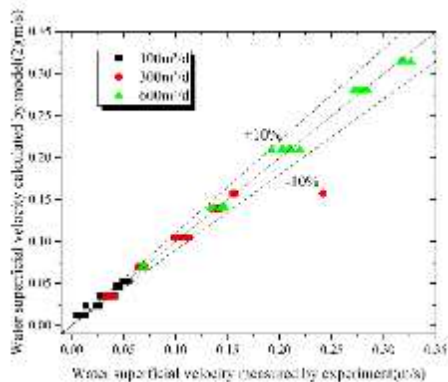
人工神经网络的训练过程需要指定以下自定义参数:(i)独立特征的个数，(ii)隐藏层节点的个数，(iii)人工神经网络的学习率，(iv)人工神经网络的动量参数，(v)人工神经网络的训练迭代次数。在此预测模型中，我们将人工神经网络的隐藏层数设为 10，学习率为 0.1，训练目标最小误差为 0.001，训练迭代次数设置为 1000 次，因为我们发现这个值允许在相当短的计算时间内完成人工神经网络的训练，并且使用更多的训练迭代次数并不会显著影响人工神经网络系数的值。

分别使用人工神经网络计算 5 种流型下的油水表观速度，共训练了 6 个人工神经网络，包括 1 个用于笼统预测的人工网络和分别对应 5 个流型的人工网络，其输入层包括输入独立特征数量的节点，输出为油或水的表观速度。总的样本集包括 1125 个样本，将其按照流型分为 5 个子样本集，并按照 5 个流型的比例抽取 100 个样本作为测试集，其余 1025 个样本组成训练集，这样可以保证测试集和训练集具有相同的流型比例，保证人工神经网络的泛化能力。为了对比，预测模式分为不分流型笼统预测 (Model(1)) 和按照流型分类后预测(Model(2))两种。

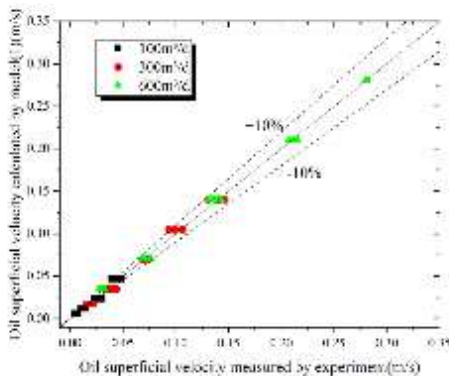
①不分流型预测：直接使用包含 1025 个样本的训练集训练 BP 网络并使用测试集预测，油水表观速度预测结果与真实值交会图如图 12 所示。



(a) 水表面速度预测结果对比图



(b) 油表面速度预测结果对比图

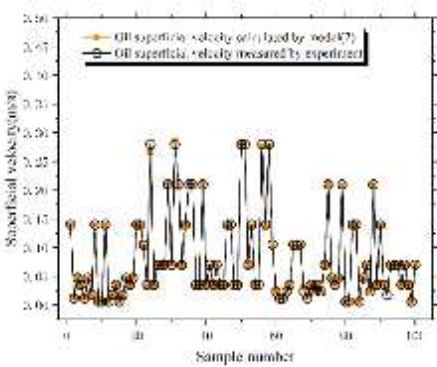
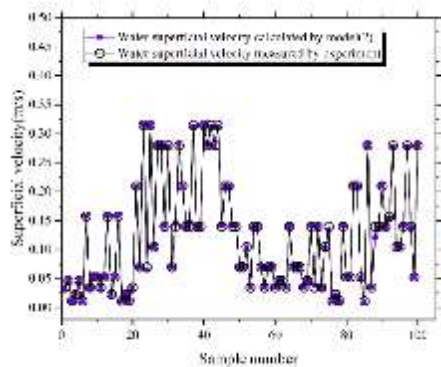


(c) 水表面速度预测误差对比图

(d) 油表面速度预测误差对比图

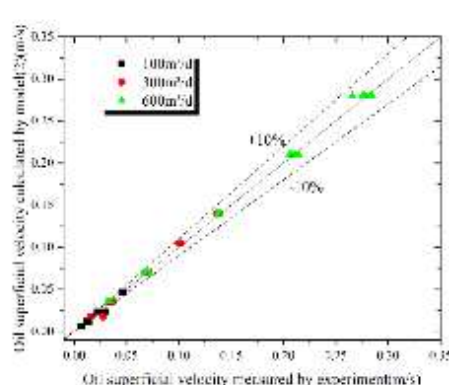
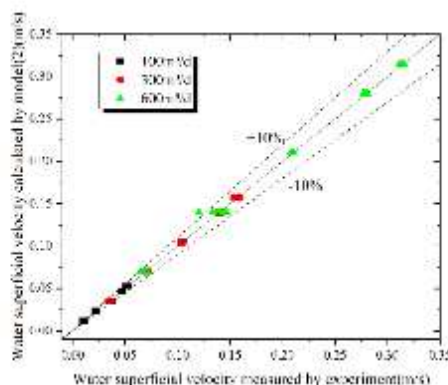
图 12 预测模式①结果与真实值交会图

②按照流型分类预测：即在进行流型预测后，按照流型使用不同的 BP 网络，其不同之处主要在于按照流型特征选取的隐含层数，使用与笼统预测相同的测试集进行预测，油水表面速度的预测结果与真实值交会图如图 13 所示。



(a) 水表面速度预测结果对比图

(b) 油表面速度预测结果对比图



(c) 水表面速度预测误差对比图

(d) 油表面速度预测误差对比图

图 13 预测模式②结果与真实值交会图

表 2 油水表面速度预测值误差表

流型	油或水 表观速度	平均绝对误差 (m/s)	平均相对误差	<5%	<15%
ST	v_{sw}	0.0008	0.0336	0.75	0.95
	v_{so}	0.0012	0.0972	0.55	0.8
DO/W&W	v_{sw}	0.0016	0.0103	0.93	1
	v_{so}	0.0022	0.0255	0.86	1
O/W	v_{sw}	0.0005	0.0168	0.94	1
	v_{so}	0.0020	0.0162	0.96	1
DW/O&W	v_{sw}	0.0009	0.0161	0.94	1
	v_{so}	0.0025	0.0672	0.72	0.83
W/O	v_{sw}	0.0022	0.0346	0.81	0.94
	v_{so}	0.0011	0.0350	0.94	0.97
Model(2)	v_{sw}	0.0011	0.0189	0.874	0.974
	v_{so}	0.0014	0.0449	0.806	0.92
Model(1)	v_{sw}	0.0041	0.0570	0.73	0.91
	v_{so}	0.0028	0.0711	0.53	0.82

表 2 列出了 6 个人工神经网络中每个人工神经网络对油水表观速度预测的误差值。表中<5%表示平均相对误差在 5%以内的样本数所占比重，<15%同上。分析可知，笼统预测结果中水表观速度平均相对误差 5.70%，油表观速度平均相对误差 7.11%，与之相比，分流型预测中各流型预测精度均更高,其水和油的表观速度相对误差平均值分别为 1.89%和 4.49%。总的来说，分流型预测分相流量结果要比笼统预测结果好得多，并且在所有 5 种流型下都显示出可以忽略不计的误差。对于水表观速度的预测结果，有 97.4%的数据平均相对误差低于 15%，87.4%的预测与实际值在 5%以内；对于油表观速度的预测结果，有 92%的数据平均相对误差低于 15%，80.6%的预测与实际值在 5%以内。

5. 结论

本文以阵列生产测井仪油水两相水平井生产模拟测试实验为基础，以试验数据为样本，利用机器学习的方法研究了流型分类预测和油水表观速度回归预测方法，实现了水平井油水两相流动剖面的人工智能解释，得到以下结论：

(1) 阵列电容的持水率数据是流型分类的重要指标，持水率数据的 PDF 特征参数与流型具有较好的相关性。本文考察基于持水率数据的 PDF 特征参数的 SVM 在油水两相流流型分类预测方法的适应性，研究结果表明基于阵列持水率数据的 SVM 预测流型方法具有较高的准确度。

(2) 在基于流型分类指导的基础上，综合利用阵列电容持水率数据、阵列涡轮流量数据、全井

眼涡轮流量数据和井况数据等，考察了人工神经网络算法在各种流型下油水分相流量的预测方法的应用。研究表明，基于流型分类的分相流量预测方法的精度高于笼统的不分流型的预测方法，预测精度满足生产测井产出剖面解释的要求。

(3) 该方法的优点是对测井数据标准刻度后，用不同的特征参数实现流型分类后再进行分相流量预测，提高了样本的适用性，提高了油水表观速度的计算精度。结果表明，利用模拟井的阵列流动成像测井试验数据，采用机器学习的方法能够实现水平井阵列流动成像测井资料的人工智能解释。该方法对油田现场水平井阵列生产测井资料解释具有重要的指导意义。

UDK 550.832

Hongwei Song, Haimin Guo, Zhansong Zhang

a College of Geophysics and Petroleum Resources, Yangtze University, Wuhan, Hubei, 430100, China

b Research Office of Yangtze University, Key Laboratory of Well Logging, China National Petroleum Corporation, Wuhan, Hubei 430010, China

Research on the interpretation method of horizontal well array flow imaging logging data based on machine learning

Abstract

In horizontal wells, due to the gravity vertical and flow direction, the heavy phase fluid in the wellbore moves down along the gravity direction, and the velocity field of oil-water two-phase fluid and the distribution of oil-water phase state are complicated in the radial direction of the wellbore section. As a result, it is very difficult to measure the flow rate and water holdup, and the interpretation accuracy of the of production logging profile is not high. In this paper, oil-water two-phase flow in horizontal wells was studied, and production logging simulation experiments were carried out in horizontal oil-water two-phase flow simulation wells by using MAPS array production logging combination tools. On the basis of processing experimental data, in order to improve the efficiency and accuracy of interpretation of horizontal well array imaging logging data, an interpretation method of array flow imaging log data based on machine learning algorithm is proposed. In this method, the probability density function (PDF) of water holdup signal and machine learning algorithm are applied to the classification of oil-water two-phase flow regime and the prediction of separate phase flow in horizontal wells. Firstly, the probability density function (PDF) method is used to process the data of array water holdup and determine the characteristic parameters of array water holdup meter. Then, support vector machine (SVM) was used to classify the flow regimes. Finally, on the basis of flow regime classification, the array water holdup signal and array spinner flow data are used as the input of the multi-layer backpropagation neural network, and the superficial velocity of oil and water are used as the output. This method is used to calibrate the MAPS logging tool, estimate part of the test data, and compare with the experimental data. The results show that the selection of different artificial neural network parameters for the flow regime can effectively improve the prediction accuracy, and the artificial neural network can quickly interpret the horizontal well array imaging logging data to obtain the superficial velocity of oil and water, and the predicted results are in good agreement with the experimental results. This method provides a theoretical basis for the interpretation of horizontal well array flow imaging logging data. The algorithm based on machine learning has potential application value in production profile logging and interpretation evaluation.

Keywords: Horizontal well; Flow regime identification; SVM; ANN; Flow rate prediction

1. Introduction

With the continuous improvement of horizontal well drilling technology, the application of horizontal wells is more and more. How to measure the produced profile of horizontal wells and provide the basis for the evaluation of reservoir reconstruction effect and the adjustment and improvement of development plan has become an important topic in the logging industry. Production logging is an important means to dynamically monitor the production status of oil wells. Production profile logging technology also plays a

very important role in the development of oil fields. It can not only diagnose the dynamic anomalies of oil wells and determine the production status of oil wells. At the same time, it can also provide rich dynamic data for geological analysis. It can also systematically monitor the developed area, study the utilization status and water flooding status of each layer system that has been developed, so as to take comprehensive adjustment measures based on various factors, and check the effect of adjustment measures. Finally, the purpose of increasing production can be achieved. The traditional production profile logging evaluation is to substitute the measured water holdup and mixed fluid velocity into the corresponding empirical model to calculate the phase flow rate. However, for horizontal wells, because the gravity direction is perpendicular to the borehole direction, the oil-water phase distribution and velocity field in the horizontal well section change from symmetrical distribution to asymmetrical distribution from the axis of the vertical well. There is a complex distribution in the radial direction of the wellbore section of the local velocity and oil-water phase distribution of the oil-water two-phase flow. The measurement data of the sensor and the actual water holdup and mixing speed of the wellbore are difficult to interpret, and are greatly affected by the flow regime, resulting in the logging evaluation of the production profile is very difficult.

The logging interpretation of horizontal wells is bound to put forward higher requirements. The contradiction between the massive logging data in urgent need of interpretation and the insufficient knowledge of experts and scholars has become the main factor restricting the development of the industry. The difficulty of obtaining dynamic parameters in horizontal wells is that the fluid in non-single-phase horizontal wells will be stratified due to the influence of gravity. This phenomenon is not only very different from that in vertical wells, but also different flow regimes in oil-water two-phase horizontal wells under different flow conditions. For example, when the total flow rate is low, the two-phase stratification is clear, which is stratified flow; when the total flow rate is high, the oil and water are partially mixed, and the oil-water interface fluctuates, which is a dispersed flow. At the same time, according to the specific characteristics of the flow regime, Trallero et al. (1997) divided it into six categories: stratified flow can be divided into stratified flow with clear interface (ST) and interface mixing (ST&MI) according to the characteristics of the interface, and dispersed flow can be subdivided into dispersed flow of oil-in-water in the upper layer and water in the lower layer (DO/W&W), oil-in-water (O/W), dispersed flow of upper oil-in-water and lower oil-in-water (DW/O&DO/W) and oil-in-water (W/O) according to the position of oil-water mixing^[1]. The flow regime division has been widely recognized in academia.

In this experiment and analysis, based on the Trallero flow regime classification and combined with the actual situation, the flow regime is divided into the following five types: stratified flow (ST), lower water upper water-in-oil (DW/O&W), lower water upper oil-in-water (DO/W&W), water-in-oil (W/O), oil-in-water (O/W). Due to the complex flow regime, it is very difficult to measure the oil-water phase flow in horizontal wells, which is one of the difficulties in production profile logging (Song Hongwei et al., 2020)^[2]; flow and holdup have a high correlation with flow regimes, and it is of great significance to analyze flow patterns (SONG HW et al., 2021)^[3]. Using artificial intelligence combined with array imaging logging tools can effectively solve this problem. Al-Naser Mustafa et al. (2016) used artificial neural network to identify flow regimes, and the accuracy of the results was 97%^[4]. WU Yuyan et al. (2022) used BP network and fuzzy inference algorithm to process array logging data to identify flow regimes with high accuracy^[5]. It can be seen that the introduction of artificial intelligence technology in logging interpretation is a hot research direction in this industry recently. Earlier, Guo Haimin et al. (1994) used feedforward neural network algorithm to process data in production logging, and achieved good results^[6]; In 2006, Wang Aimin et al. (2006) used BP network and RBF network to establish models to process the data measured in vertical wells in the laboratory and compared with the actual values, and the error was small. More use of neural networks to identify oil and gas (Zhang Liang et al, 2009; Wang Lu et al, 2008)^[7,8] and the use of differential pressure signals as input to obtain the flow rate in gas-liquid two-phase flow and the results have good accuracy and consistency in all flow regimes (H Shaban et al, 2014)^[9]. The importance and development potential of artificial intelligence methods in logging interpretation can be seen from this (Kuang Lichun et al., 2021; Wang Liangyu et al., 2021)^[10,11].

Based on the data of holdup at different heights on the pipe flow section obtained by the array capacitance holdup meter and the data of the whole wellbore spinner flowmeter, this paper uses the artificial intelligence method to process the data, and studies the automatic identification of the flow regime and the method of obtaining the flow rate of each phase of the horizontal well. It is of great

significance to guide the production logging interpretation of horizontal wells and promote the development of interpretation methods.

2. Experiment

In this paper, the horizontal well oil-water two-phase array production logging simulation experiment was carried out on the multiphase flow simulation experimental device of the production logging center of Yangtze University. The working principle of the experimental device is shown in Figure 1, and the array production logging combined tool is shown in Figure 2.

2.1 Experiment setup

The simulated flow experiment pipe is a U-shaped pipe consisting of two rows of 12m-long transparent glass tubes with internal diameters of 124mm and 159mm respectively. The oil and water are extracted from the oil storage tank and the water storage tank by the oil pump and the water pump respectively, and the flow rate is precisely controlled by the flowmeter and positioning control valve on the respective flow metering pipe into mixing tank after mixing into the simulated pipe. The measurement experiment is carried out in the pipe with an inner diameter of 159mm. After the simulated experiment pipe, the mixed fluid returns to the other pipe and is discharged from the bottom pipe to the oil-water separation tank. After the separation of oil and water, the oil and water enter the oil storage tank and the water storage tank respectively for recycling. The experimental conditions are normal temperature and pressure, the shaft angle level is 90°(horizontal), the experimental mediums are tap water and No. 10 industrial white oil, the white oil density is 0.8263 g/cm³, the normal Newton fluid, the viscosity is 8.292mPa·s (20°C). The density of tap water is 0.9884 g/cm³, and the viscosity is 1.16 mPa·s(20°C).

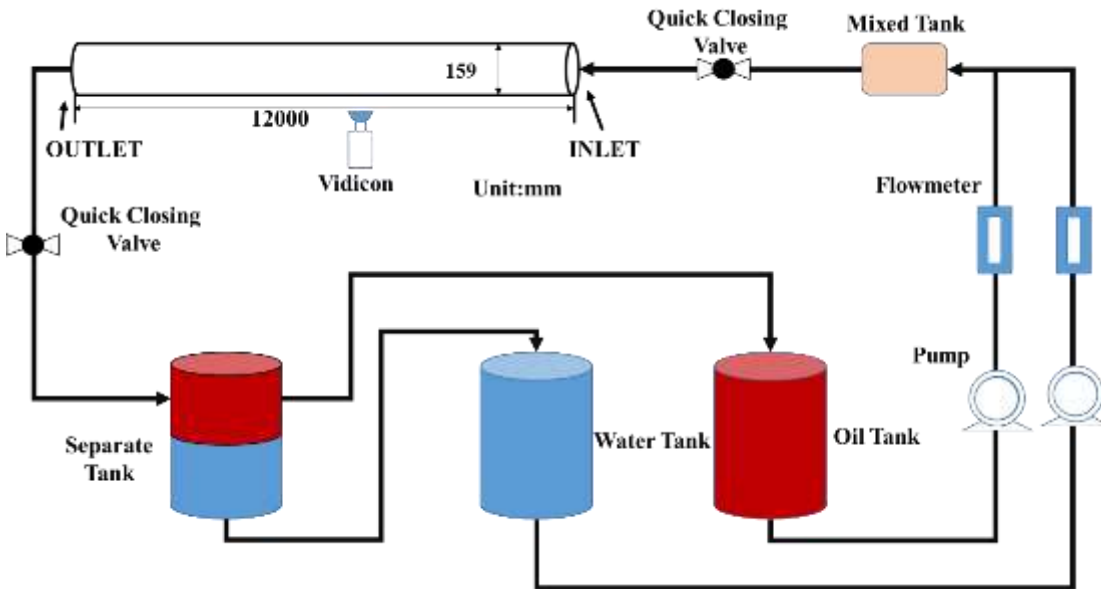


Figure. 1 Schematic diagram of multiphase flow simulation experimental setup

In this study, the total experimental flow rates were set at 10m³/d, 30m³/d, 50m³/d, 100m³/d, 300m³/d, 500m³/d and 600m³/d, and five water cut measurement points were set at 0.2, 0.4, 0.6, 0.8 and 0.9 each flow rate. The experiments were conducted in the 159mm pipe with angles of 90° (horizontal) , 85°,75°,60°, 45°, 105°, 120°and 135°, and flow regime images were recorded during experiment.

2.2 Experiment instrument

The experiment adopted the combination measurement of spinner array tool (SAT) and capacitance array tool (CAT) of the MAPS production logging combination tool. The structure of the combined tool was shown in Figure 2. The main components of the measurement were CAT, SAT, and full-hole flowmeter (CFB).

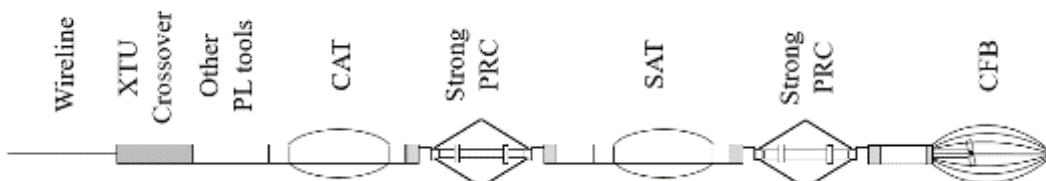


Figure. 2 Schematic diagram of horizontal well production logging combination tools To ensure that the 6 micro probes of SAT and the 12 micro capacitance probes of CAT are evenly distributed on the circumference of the pipe section, the main body of the tool is centered in the simulated pipe. The array capacitance tool has 12 micro capacitance probes fixed on the 12 spring plates. When opened, the fluid capacitance at different positions on the flow section can be evenly measured to identify the properties of oil and water. SAT uses six springs and six micro-spinners. SAT's array spinner sensor determines the flow velocity distribution of the borehole section through the flow erosion of the turbine. Full-hole spinner flowmeters (CFB) use retractable metal blades to measure flow rates. When the tool enters and exits the casing, it relies on the support that automatically opens and contracts to enter the casing and operate. When the tool working, the flow of fluid will drive the impeller and the mandrel. The velocity of the impeller can be calculated by sensing the magnetic field through the magnetic sensor set on the tool, and then the fluid velocity in the tube can be calculated ^[12].

2.3 Analysis of experimental data

During the experiment, the flow regime was photographed and recorded. Within these flow conditions, the test section encountered five different flow regimes, ST, the dispersion of oil-in-water and water (DO/W&W), oil-in-water (O/W), the dispersion of water-in-oil and water (DW/O&W) and water-in-oil (W/O), as shown in Figure. 3. These were consistent with the observations of other authors.

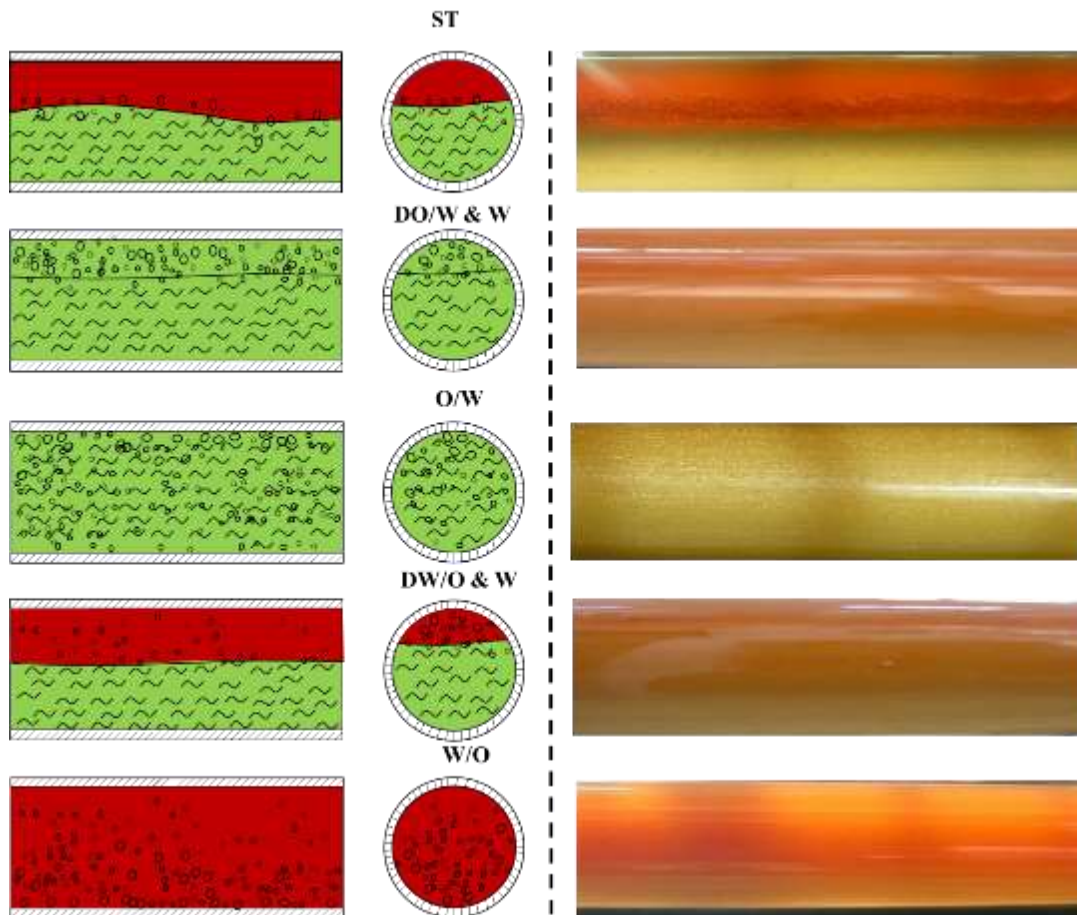


Figure. 3 Schematic diagram of flow regime and comparison diagram of actual measurement

For each experimental test point, the tool records sensor data at 10 points per second in a static point measurement mode for 300 seconds. The CAT recorded values are the normalized values after the standardization of the original counting rate of oil, gas and water, which are generally considered to be 0 for gas, 0.2 for oil, and 1 for water. Figure 4 is the scale diagram of each probe of CAT in water and oil. The red triangles data point is the normalized scale value of all the CAT probes in oil, and the green square data point are the normalized scale values of all the CAT probes in water.

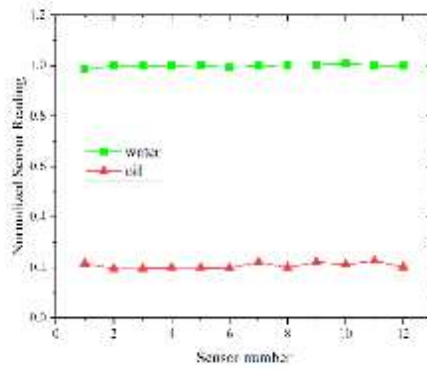
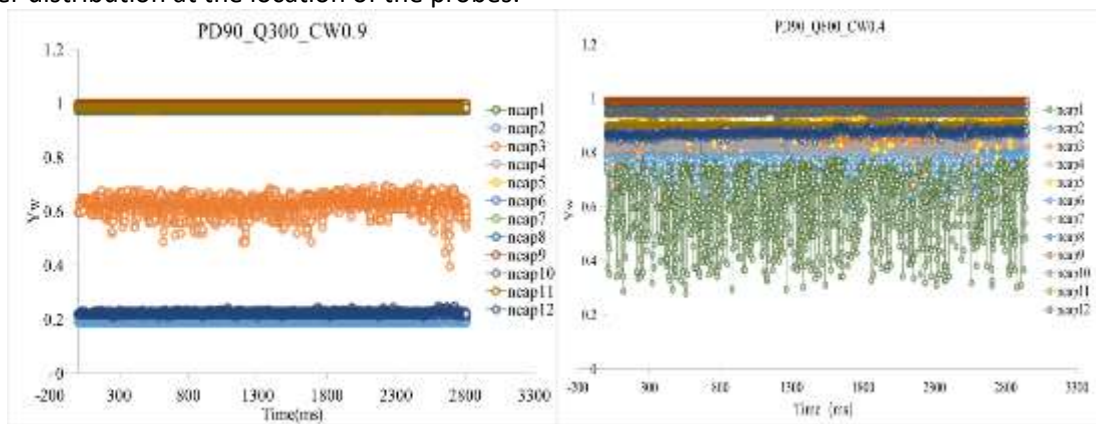


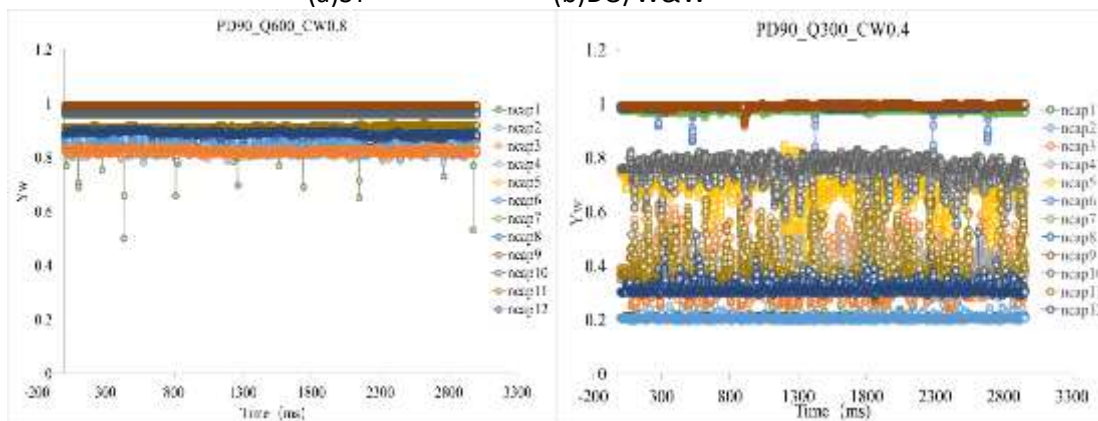
Figure 4 Scale diagram of each CAT probe in water and oil

As can be seen from Figure 4, the measured values of each probe of the CAT array capacitor water holdup in the same medium (all oil or all water) are basically the same, and the measured values of the total oil are about 0.2, and the measured values of the total water are about 1.0, which can distinguish the oil-water distribution at the location of the probes.



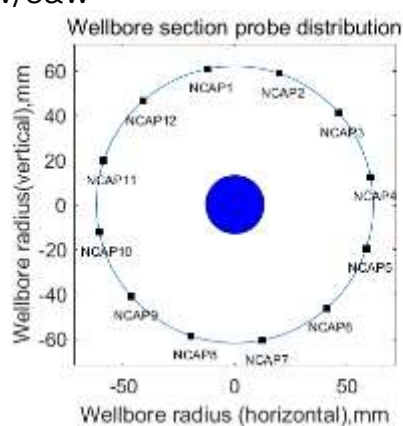
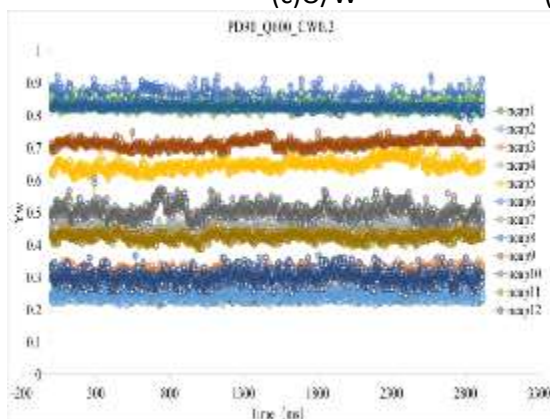
(a)ST

(b)DO/W&W



(c)O/W

(d)DW/O&W



(e)W/O (f)Probe distribution

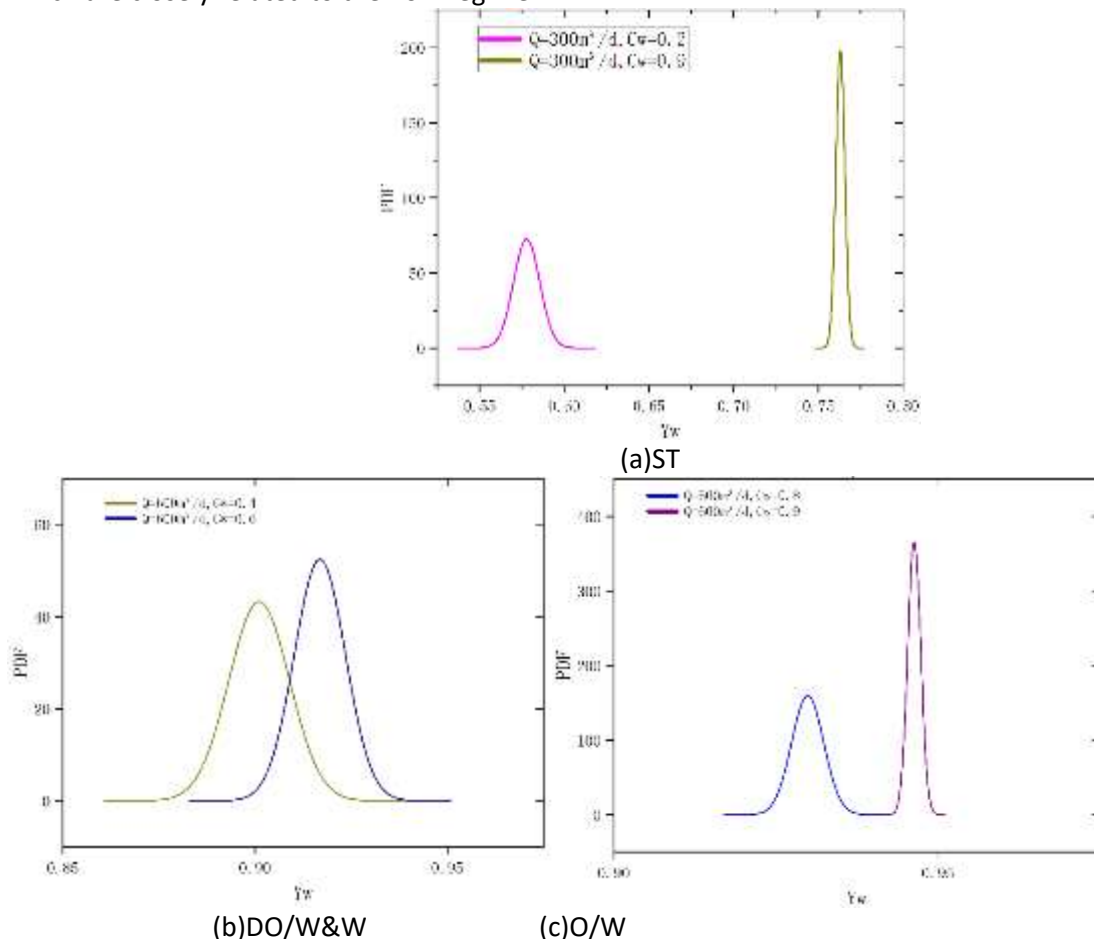
Figure. 5 Response and probe distribution of CAT in 5 flow regimes

Figure. 5 shows the response of CAT in five flow regimes and the distribution diagram of the probe in the pipe section during the simulation experiment. Based on Figure. 5 and the responses of water holdup signals of different flow regime arrays under all working conditions, it can be seen that local water holdup of different flow regimes in different directions have their fluctuation response characteristics: the normalized measured values of these probes that change with time contain the information of flow regime, and the fluctuations of flow regime information in the time domain implied by each local water holdup information. Taking into account the various properties of the dimensionless capacitance water holdup parameter and conducting a preliminary evaluation of it as a potential indicator for flow regime identification, we decided to conduct a further analysis of the CAT data using the probability density function (PDF).

Probability density function (PDF) is a commonly used statistical methods in time domain and frequency domain analysis. For a set of signals x_i that change over time, let its cumulative distribution function be $F_X(x)$, if there is a measurable function that $f_X(x)$ satisfies:

$$F_X(x) = \int_{-\infty}^x f_X(t)dt \quad (1)$$

Then x_i is a continuous random variable, and $f_X(x)$ is its probability density function. The probability density function can reflect the characteristics of the signal distribution range and fluctuation intensity, which are closely related to the flow regime.



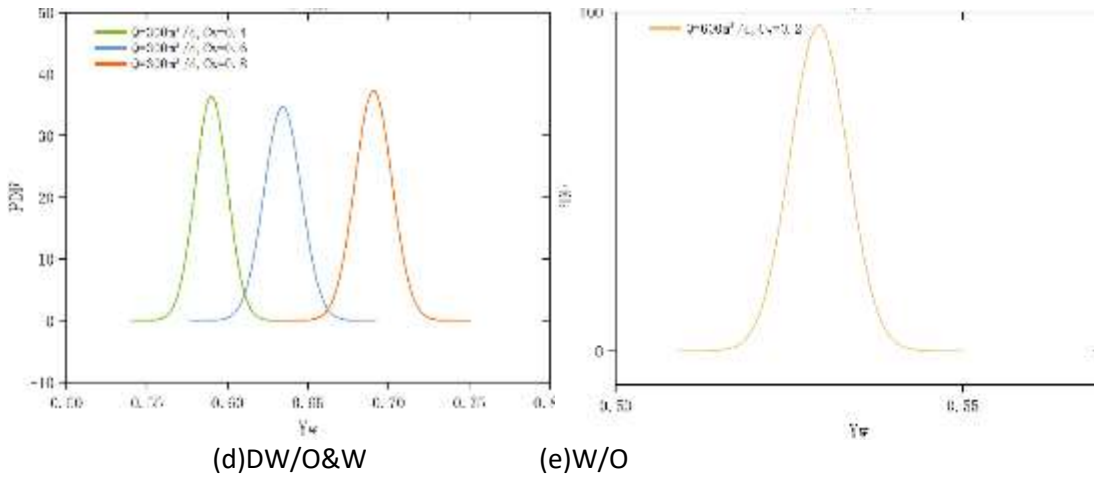


Figure. 6 Probability density distribution of CAT under different flow regimes

Using one-dimensional probability density function to fit the water holdup time series signal, the probability density distribution curve of pipe water holdup under different flow regime can be obtained, as shown in Figure 6. As can be seen from Figure 6, with the increase of total flow rate, the PDF of water holdup has a certain system trend, the fluid in the well fluctuates violently, the flow regime is mixed highly, and the flow regime changes from stratification to bubble flow. At the same time, with the increase of water cut, the proportion of oil and water in bubble flow is different, and the flow regime is different. In the case of constant total discharge, the change of water cut leads to the change of flow regime, and the higher the total discharge, the more obvious this situation is. When the flow regime and total flow rate are fixed, the higher the water cut, the overall trend of PDF moves to the right, and the central water retention increases with the increase of water content. The amplitude peak value changes little with the moisture content at low discharge, but increases with the moisture content at high discharge, which is more obvious.

Water holdup is used as a single value in conventional flow regime prediction of production profile. From the above probability density distribution of water holdup, it can be seen that there is a correlation between the oil-water two-phase flow regime and the relevant characteristic parameters of the probability density distribution of water holdup in horizontal wells. By gaussian fitting the PDF curve, the corresponding characteristic parameters a , b and c can be obtained. The formula is as follows:

$$f(x) = ae^{-\frac{(x-b)^2}{c}} \quad (2)$$

In the formula, a represents the amplitude peak, b represents the central holdup, and c represents the variance. Figure. 7 shows the cross plot of the three characteristic parameters of the water holdup probability density function and the flow regime. It can be seen from the figure that the intersection regions of these three feature parameters correspond to different flow regime, that is, the changes of flow regime are related to these three feature parameters.

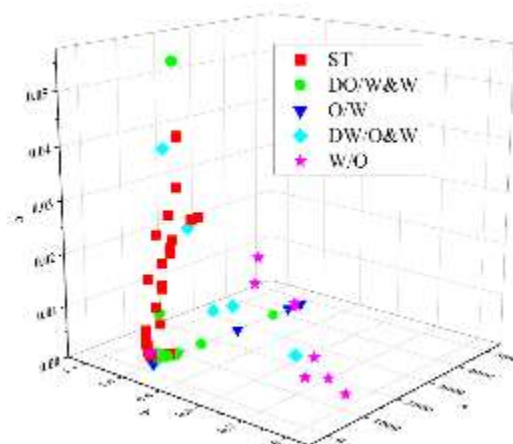


Figure. 7 Intersection diagram of PDF feature parameters and flow regime

3. Interpretation model

3.1 Flow regime identification

Considering the unique advantages of support vector machine (SVM) in small sample condition and

nonlinear classification problem, the intelligent recognition of flow pattern is applied in this experiment. Support vector Machine (SVM), originally proposed by Corinna Cortes and Vapnik, is a new generation of machine learning system based on the latest progress of statistical learning theory (Cortes and Vapnik, 1995) [13]. The basic idea of SVM is to solve the classification hyperplane, which can divide the training data set correctly and has the largest geometric interval. For nonlinear classification problems, nonlinear classification problems in input space can be transformed into linear classification problems in higher-dimensional space by nonlinear transformation, and linear support vector machines can be trained in high-dimensional feature spaces [14]. Compared with neural networks, SVM has better classification ability with a small number of samples and has been gradually applied to various research fields [15,16].

Assuming there is a k classification problem, SVM will build $k(k-1)/2$ binary classifiers and adopt a voting strategy to achieve the final classification. Taking class i and class j as examples, SVM optimization form is as follows:

$$\begin{aligned} \min_{w^{i,j}, b^{i,j}, \xi_t^{i,j}} & \frac{1}{2} \|w^{i,j}\|^2 + C \sum_{t=1} \xi_t^{i,j} \\ \text{s.t.} & (w^{i,j})^T \phi(x_t) + b^{i,j} \geq 1 - \xi_t^{i,j}, y_t = i \\ & (w^{i,j})^T \phi(x_t) + b^{i,j} \leq -1 + \xi_t^{i,j}, y_t = j \\ & \xi_t^{i,j} \geq 0, i < j \end{aligned} \quad (3)$$

After the Lagrange multiplier method is introduced and dualized, the decision function becomes:

$$f_{i,j}(t) = \text{sign} \left[\sum_{l=1}^{n_{sv}^{i,j}} y_l^{i,j} a_l^{i,j} K(t, x_l^{i,j}) + b^{i,j} \right] \quad (4)$$

Where, C is the penalty factor; $\xi_t^{i,j}$ is relaxation factor; $b^{i,j}$ is a bias factor; x_t is the input sample feature vector; y_t is the corresponding category of the sample; t represents samples to be classified; $w^{i,j}$ represents a normal vector perpendicular to the formed hyperplane; $n_{sv}^{i,j}$ is the number of support vectors; $a_l^{i,j}$ is the Lagrange multiplier of the l -th support vector; $x_l^{i,j}$ is the l -th support vector; $y_l^{i,j}$ label for categories; $K(t, x_l^{i,j})$ is the kernel function. Aiming at the flow regime identification model, Gaussian radial basis kernel function with few adjustable parameters and excellent performance is selected for nonlinear mapping, and its expression is as follows:

$$K(t, x_l^{i,j}) = \exp \left(\frac{-|t - x_l^{i,j}|^2}{g^2} \right) \quad (5)$$

Where, g is the kernel parameter, and the penalty factor C constitutes the key parameter in SVM. The penalty coefficient C affects the complexity and stability of the model. Kernel function parameters reflect the distribution of samples in the feature space. In order to ensure the accuracy of SVM classification, it is necessary to find a suitable C and g . In this paper, K-folding crossover method (K-CV) is used to optimize C and g .

Constructing suitable feature vector is the basis of rational use of support vector machine. In this paper, PDF method is used to extract the main characteristic parameters of the signal, so as to meet the needs of SVM. Figure.8 shows a flowchart of the main steps of the proposed flow regime identification, which identifies the specific techniques currently used in each step.

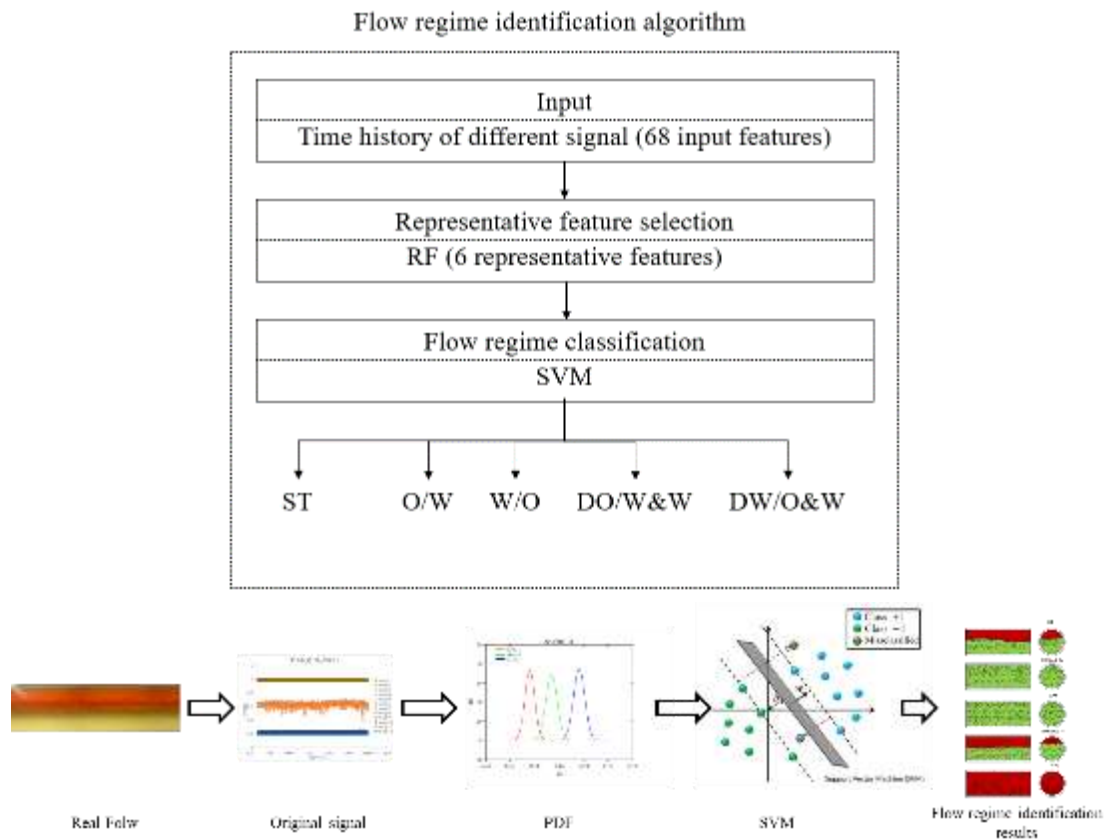


Figure. 8. Flow regime identification flowchart based on SVM

3.2 Split-phase flow rate prediction

Figure.9 is a flow diagram of the phase flow interpretation method, taking into account the specific flow pattern of the target well condition. For the phase separation flow prediction, PDF is first calculated from the input signal, and then the characteristic parameters of PDF are extracted through Gaussian fitting. After the input of these characteristic parameters, SVM is used to judge the flow regime. Finally, artificial neural network is used to regression to obtain the superficial velocity of each phase separation, and then the phase separation flow is obtained. Preliminary work shows that using a specific regression model for each flow regime has higher sensitivity and accuracy than using a single regression model for all flow regimes.

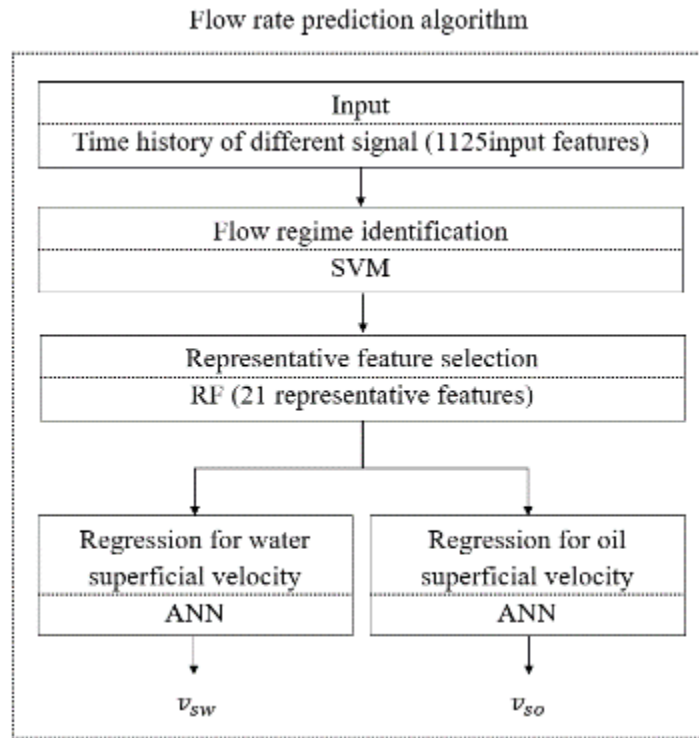


Figure. 9. Flow chart of split-phase flow rate prediction

The artificial neural network model abstracts all human neurons and forms a simple or multiple information form network system that can simulate the human brain nerve according to different connection forms [17]. It has good approximation ability to nonlinear systems, parallel processing, fault tolerance, self-learning and other properties, and is widely used in system modeling, control, pattern recognition and so on. Among them, BP neural network is a system that can learn discriminant function effectively from samples, and it is one of the most mature and widely used networks. Figure.10 shows the structure of a common three-layer BP neural network.

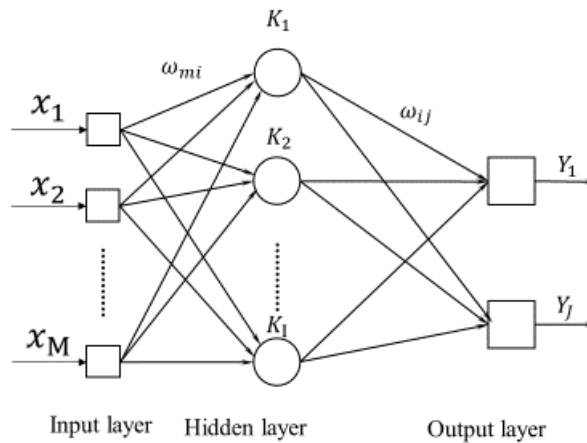


Figure. 10. Structure diagram of three-layer BP network

The BP neural network model uses the method of backpropagation error to train the feedforward system, which consists of an input layer, any hidden layer and an output layer. The relationship between input parameters and output parameters of forward propagation is as follows:

$$z_j = \sum_{i=1}^M \omega_{ij} x_i + b_j \quad (6)$$

In Eq. (6), z_j is the net output value of the j th node; ω_{ij} is the weight value between the i node and the j node; x_i is the input value of the i th node; b_j is the threshold of the j th node; M indicates the number of input layer nodes.

$$y_i = f(z_j) = \frac{1}{1 + e^{-z_j}} \quad (7)$$

In Eq. (7), y_i label value of the j th node; $f(z_j)$ activate the function for sigmoid. When the error propagates in reverse, the gradient descent method is adopted, and the loss function is calculated as:

$$E = \frac{1}{2} \sum_{j=1}^N (x_i - y_j) \quad (8)$$

In Eq. (8), E is the loss function; N indicates the number of nodes at the output layer.

The correction of weight value and threshold value is proportional to the gradient of the loss function to this node, and the calculation formula of the corrected weight value and threshold value is as follows:

$$\Delta\omega_{ij} = -\eta_1 \frac{\partial E}{\partial \omega_{ij}}, \Delta b_j = -\eta_2 \frac{\partial E}{\partial b_j} \quad (9)$$

$$Q_{ij} = \omega_{ij} + \Delta\omega_{ij}, Y_j = b_j + \Delta b_j \quad (10)$$

In Eq. (9,10): η_1, η_2 are the learning rate of weight value and threshold value respectively; $\Delta\omega_{ij}, \Delta b_j$ are the weight value and the threshold value of the correction; Q_{ij} is the modified weight value between the i node and the j node; Y_j is the revised threshold.

4. Results and discussion

4.1 Application of flow regime identification model

In order to identify oil-water two-phase flow patterns in horizontal production wells and serve as model guidance for interpretation and evaluation of output profiles, the measured water holdup time series is taken as input data set, and the 3 feature parameters plus well inclination, azimuth and flow information are extracted by PDF as input to support vector machine (SVM). Each input is divided into one of several flow regimes as training set. Each flow type data set is divided into training data set and test data set. The sample distribution of data sets with different flow regimes is shown in Table 1.

Table 1

Numbers of examples in the different flow regime datasets

Flow regime	Training dataset	Test dataset	Total
ST	21	8	29
DO/W&W	10	6	16
O/W	4	1	5
DW/O&W	5	1	6
W/O	8	4	12
Total	48	20	68

As can be seen from Table 1, there are 68 groups of flow type classification data, 48 groups of data are used as training sets, and 20 groups of data are used as test sets. The results of training sets and test sets of flow type classification are shown in Figure 11. In order to identify the support vector machine model more easily, output features and input features are usually represented in the form of numbers. Y-axis 1, 2, 3, 4, and 5 represent the flow patterns trained and predicted in the support vector machine model, representing ST, DO/W&W, O/W, DW/O&W, and W/O respectively.

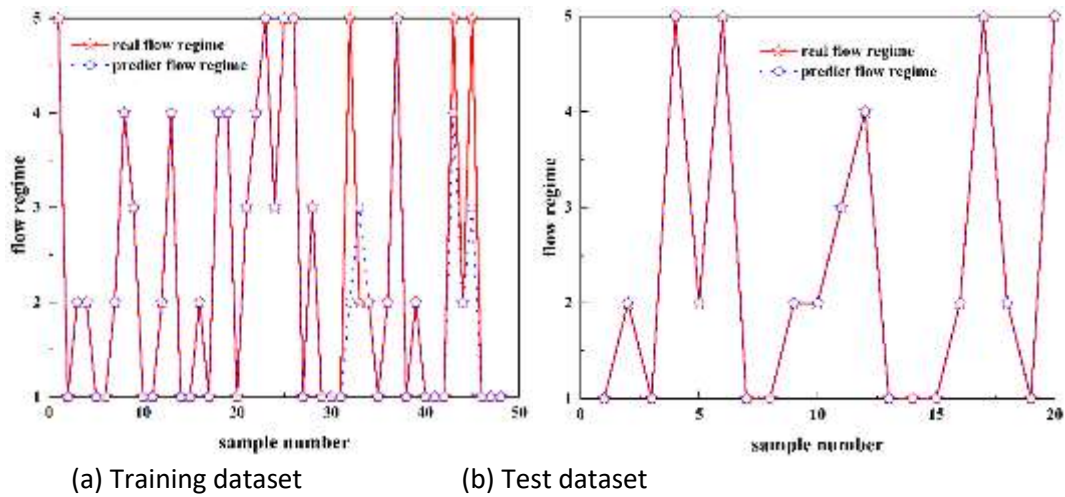


Figure. 11. Comparison of classification results of flow regimes

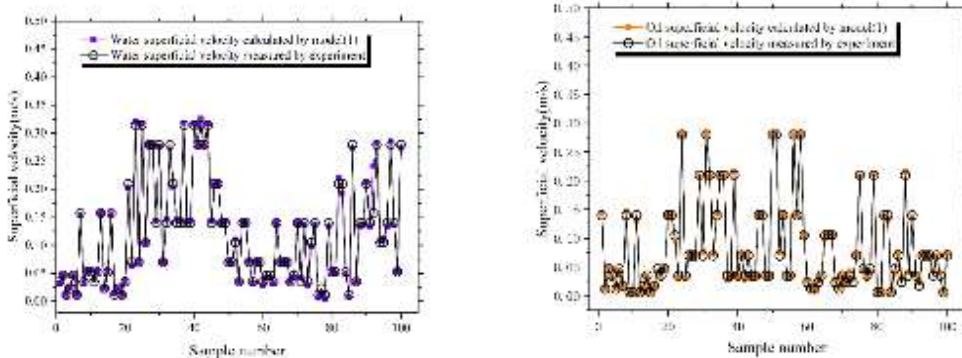
As shown in Figure. 11, there are 4 errors in the classification results of the training flow regime compared with the actual flow regime, with an accuracy of 91.67%; while the results of the test set predicting the flow pattern are all consistent with the real flow pattern results, with an accuracy of 100%, which proves that the selected model has a good application effect.

4.2 Application of split-phase flow rate prediction model

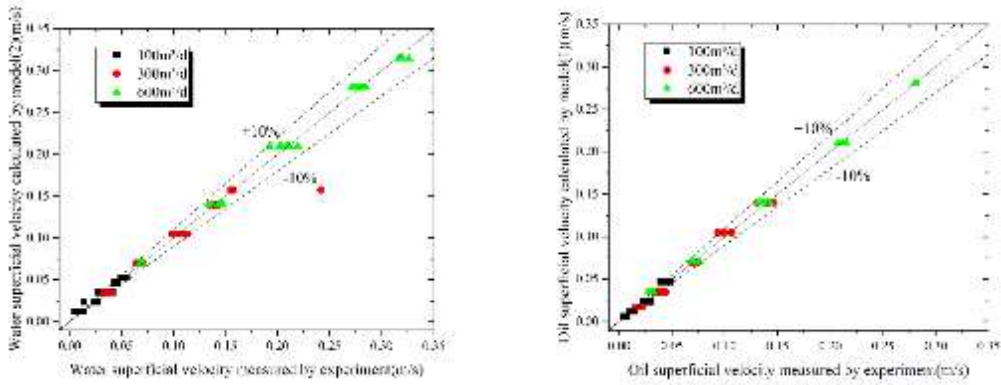
The training process of artificial neural network needs to specify the following custom parameters :(i) the number of independent features, (ii) the number of hidden layer nodes, (iii) the learning rate of the artificial neural network, (iv) the momentum parameter of the artificial neural network, and (v) the number of training iterations of the artificial neural network. In this prediction model, we set the number of hidden layers of the artificial neural network to 10, the learning rate to 0.1, the minimum error of the training goal to 0.001, and the number of training iterations to 1000, because we find that this value allows the training of the artificial neural network to be completed in a fairly short computational time. And using more training iterations does not significantly affect the value of the artificial neural network coefficient.

Artificial neural networks were used to calculate the superficial velocity of oil and water under 5 flow regimes respectively. A total of 6 artificial neural networks were trained, including 1 artificial network for general prediction and another artificial network corresponding to 5 flow regimes respectively. The input layer consisted of nodes that input the number of independent features, and the output was the superficial velocity of oil or water. The total sample set includes 1125 samples, which are divided into 5 sub-sample sets according to the flow regimes, and 100 samples are selected as the test set according to the proportion of the 5 flow regimes, and the remaining 1025 samples are composed of the training set, so as to ensure that the test set and the training set have the same flow regime proportion and ensure the generalization ability of the artificial neural network. For comparison, the prediction Model is divided into two types: non-diverging general prediction (Model(1)) and post-classification prediction (Model(2)) according to the flow regime.

①Unclassified flow regime prediction: The BP network is trained directly with a training set containing 1025 samples and the test set is used for prediction. The intersection diagram between the predicted results of oil and water superficial velocity and the true value is shown in Figure.12.



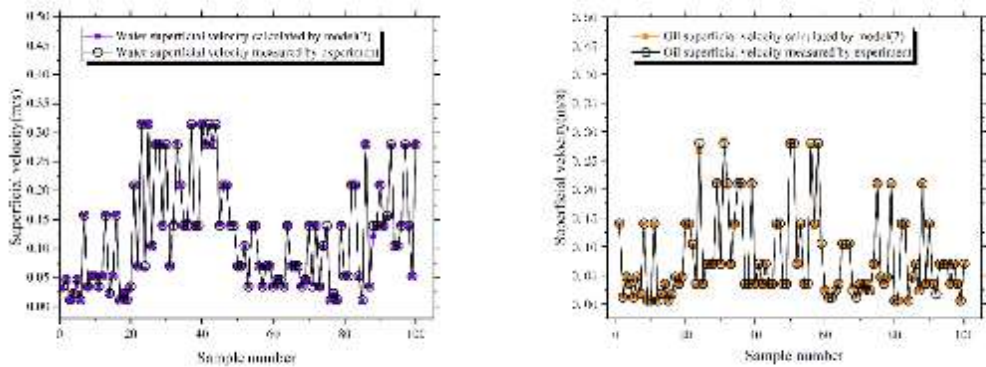
(a) Comparison of v_{sw} prediction results (b) Comparison of v_{so} prediction results



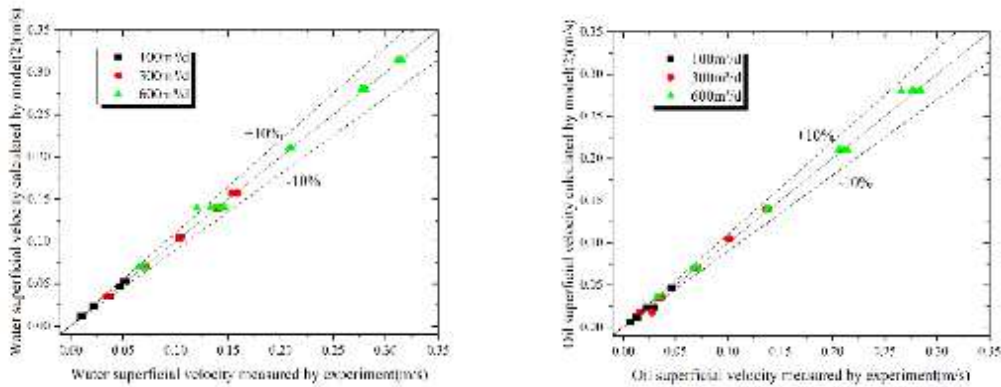
(c) v_{sw} prediction error comparison chart (d) v_{so} prediction error comparison chart

Figure. 12. Intersection of prediction model ① results and true values

② Classification prediction according to the flow regime: that is, after the flow regime prediction, different BP networks are used according to the flow regime. The difference mainly lies in the number of hidden layers selected according to the flow regime characteristics, and the same test set as the general prediction is used for prediction. The intersection diagram between the predicted results of the superficial velocity of oil and water and the true value is shown in Figure.13.



(a) Comparison of v_{sw} prediction results (b) Comparison of v_{so} prediction results



(c) v_{sw} prediction error comparison chart (d) v_{so} prediction error comparison chart

Figure. 13. Intersection of prediction model ② results and true values

Table 2

Error table of oil and water superficial velocity prediction value

Flow regime	Flow variable	MAE (m/s)	MAPE	<5%	<15%
-------------	---------------	-------------	------	-----	------

ST	v_{sw}	0.0008	0.0336	0.75	0.95
	v_{so}	0.0012	0.0972	0.55	0.8
DO/W&W	v_{sw}	0.0016	0.0103	0.93	1
	v_{so}	0.0022	0.0255	0.86	1
O/W	v_{sw}	0.0005	0.0168	0.94	1
	v_{so}	0.0020	0.0162	0.96	1
DW/O&W	v_{sw}	0.0009	0.0161	0.94	1
	v_{so}	0.0025	0.0672	0.72	0.83
W/O	v_{sw}	0.0022	0.0346	0.81	0.94
	v_{so}	0.0011	0.0350	0.94	0.97
Model(2)	v_{sw}	0.0011	0.0189	0.874	0.974
	v_{so}	0.0014	0.0449	0.806	0.92
Model(1)	v_{sw}	0.0041	0.0570	0.73	0.91
	v_{so}	0.0028	0.0711	0.53	0.82

Table 2 lists the error values of each of the 6 artificial neural networks in predicting the superficial velocity of oil and water. In the table, <5% indicates the proportion of samples with average relative error within 5%, <15% is the same as above. The average relative error of water superficial velocity and oil superficial velocity were 5.70% and 7.11% respectively in the general prediction. Compared with these, the average relative error of water superficial velocity and oil superficial velocity was 1.89% and 4.49% respectively in the flow diversion prediction. In general, the bifurcated flow prediction results are much better than the general prediction results, and show negligible errors for all 5 flow regimes. The average relative error of 97.4% of the predicted water superficial velocity is less than 15%, and 87.4% of the predicted data is within 5% of the actual value. For the predicted results of superficial oil velocity, the average relative error of 92% of the data is less than 15%, and 80.6% of the predicted results are within 5% of the actual value.

5. Conclusion

Based on the production simulation test experiment of oil-water two-phase horizontal well with array production logging tool and taking the test data as samples, this paper studied the classification prediction of flow pattern and the regression prediction method of oil-water superficial velocity by using machine learning method, and realized the artificial intelligence interpretation of the oil-water two-phase flow profile of horizontal well, and reached the following conclusions:

(1) The water holdup data of the array capacitor is an important index for the classification of flow regimes, and the PDF characteristic parameters of the water holdup data have a good correlation with the flow regimes. In this paper, the adaptability of SVM based on PDF characteristic parameters of water holdup data to oil-water two-phase flow pattern classification prediction method is investigated. The research results show that the SVM based on array water holdup data has high accuracy in predicting flow regimes.

(2) Based on the guidance of flow regime classification, the application of artificial neural network algorithm in predicting oil and water phase flow under various flow regimes was investigated by comprehensively utilizing CAT data, SAT data, CFB data and well condition data. The results show that the accuracy of the prediction method based on flow regime classification is higher than that of the general non-flow regime prediction method, and the prediction accuracy meets the requirement of production profile logging interpretation.

(3) The advantage of this method is that after standard calibration of logging data, different characteristic parameters are used to realize flow regime classification and then phase flow prediction, which improves the applicability of samples and the calculation accuracy of oil-water superficial velocity. The results show that the artificial intelligence interpretation of horizontal well array flow imaging logging data can be realized by using the experimental data of array flow imaging logging in simulated well and adopting the method of machine learning. The method of oil field array production logging interpretation

of horizontal well has important guiding significance.

[17] HE Dong, LIU Shijie, YANG Yuguang, et al. BP neural network based BHFP prediction model for water-producing gas wells[J]. Well Testing, 2023, 32(2): 8-12.

УДК 553.984

Г.Т. Габдуллина, Д.В. Фурман, Г.Н. Низамутдинова, А.З. Карарова
ООО «РН-БашНИПИНефть», г. Уфа

**АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ ГИС В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ, ПРОВЕДЕННЫХ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ
СОВРЕМЕННЫХ РОССИЙСКИХ МОДУЛЕЙ, ВОЗМОЖНОСТЬ ИХ ПРИМЕНЕНИЯ В ОЦЕНКЕ
ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ ПОРОД.**

С развитием методов добычи углеводородов, технологий горизонтального и наклонно-направленного бурения, все шире применяемых в последнее десятилетие, большое развитие получают высокотехнологичные комплексы аппаратуры для записи геофизических параметров в процессе бурения.

Авторы провели комплексный анализ данных LWD каротажа четырех отечественных Подрядных организаций при опытно-промышленных испытаниях на территории деятельности ООО «РН-Юганскнефтегаз». Опытные исследования были проведены в 30 скважинах. В 2020-2023 гг каротаж в процессе бурения был проведен в 700 наклонно-направленных скважинах, пробуренных на месторождениях Западной Сибири.

Крупные компании, использующие системы LWD, на российском рынке представлены компаниями ООО «Интеллектуальные системы», ООО «ГЕРС Инжиниринг», ООО «ОРИОН» и ООО «Траектория-Сервис», с однотипными основными модулями ГК, 2ННК, ГГКп, УЭС производства ООО «НПП «Энерги». Модули радиоактивного каротажа имеют схожие характеристики, не уступающие кабельным приборам (таблица 1). Разрешающая способность и глубинность модулей электрометрии различаются, но это не сказывается на информативности из-за особенности записи систем LWD в целом.

Целью работы является анализ качества и достоверности информации, полученной в процессе бурения, ее сравнение с традиционными данными каротажа на кабеле, с результатами записей зарубежных приборов, а также уточнение петрофизических моделей на основе привлечения особенностей записи LWD.

Каротаж в процессе бурения, регистрирующий практически весь спектр петрофизических параметров, которые можно получить при исследовании приборами на кабеле, обладает рядом преимуществ над традиционным каротажем:

1. При проведении каротажа LWD зона проникновения фильтрата бурового раствора составляет несколько сантиметров, нет влияния каверн, искажений измеряемых параметров ГИС из-за спиралевидного ствола скважин и других ГТУ. Это способствует более надёжной оценке удельного сопротивления пласта и, соответственно, характера насыщенности при правильном учёте влияния УЭС бурового раствора и вмещающих пластов.

2. Сокращается время строительства скважины и предоставляется возможность получать данные в real-time режиме и из памяти приборов. Эти данные позволяют оперативно принимать сложные решения, в том числе об изменении траектории, за счет чего достигается требуемая точность проводки ствола скважины.

Таблица 1 – Характеристика основных модулей отечественных производителей

Модули\ Подрядные	Сравнительные характеристики	LWD 172(121)-2ННК-ГГКп-ЗГК Интеллектуальные системы,	ЛУЧ-МК ОРИОН
------------------------------	---	---	-------------------------

организации		ГЕРС Инжиниринг, Траектория-Сервис	
2ННКт	Диапазон измерения	0 ÷ 40 %	0 ÷ 40 %
	Погрешность	4.2+2.3(40/Кп-1),%	± 1,5 %
	Вертикальное разрешение	50 см	50 см
ГГКп	Диапазон измерения	1.7 ÷ 3.0 г/см ³	1.3 ÷ 3.3 г/см ³
	Погрешность	±15.5 % в диапазоне 1.7÷2.0 ±1.2 % в диапазоне 2.0÷3.0	±15.5 % в диапазоне 1.7÷2.0 ±1.2 % в диапазоне 2.0÷3.0
	Вертикальное разрешение	25 см	25 см
ГК	Диапазон измерения	0 ÷ 250 мкР/ч	0 ÷ 250 мкР/ч
	Погрешность	± 15%	± 15%
	Вертикальное разрешение	200 мм	200 мм
УЭС(фаза) 2 МГц	Глубина исследования при Rf=10 Омм и Rxo=0.5 Омм	940 мм	1400 мм
	Вертикальное разрешение	200 мм	300 мм

3. Постепенный переход от кабельной аппаратуры к каротажу в процессе бурения (для некоторых категорий скважин, в основном эксплуатационных) позволяет отечественным компаниям уменьшать издержки из-за простоя, прихвата и потери приборов, отсутствия информации из-за недостижения забоя.

4. Позволяет более корректно оценивать структурные геологические изменения за счёт регистрации азимутальной развертки свойств пород, проводить эффективную геонавигацию (оптимального входа в целевой пласт и позиционирования в нем).

5. Запись комплекса нейтронного и литоплотностного каротажа во всех скважинах даёт надёжную оценку петрофизических параметров. В современных геолого-технологических условиях (солёные буровые растворы, горизонтальные стволы скважин) основной метод оценки пористости ПС, применяемый в Западной Сибири, имеет ограниченное применение. Информативность кривой ГК снижается за счёт литологических особенностей разреза – полимиктовости пород. Решая систему уравнений для комплекса методов НК и ГГКп, можно получить надёжную оценку пористости, которая в свою очередь позволит оценить эффективные толщины и емкостные свойства.

6. Актуальность «неискаженности» данных при построении петрофизической модели имеет большое значение для зависимостей «кern-ГИС» и «ГИС-ГИС». По данным азимутального имиджа плотностного каротажа достоверно оцениваются эффективные толщины тонкослоистых частей разреза. Удельное электрическое сопротивление по данным высокотехнологичных систем LWD и наличие записи ЯМК даёт уникальную возможность повысить достоверность определения влагоёмкости пород без дополнительных экспериментов на керновом материале.

Недостатком новых аппаратных комплексов LWD, появившихся на российском рынке, является отсутствие единых центров метрологического обеспечения для унификации данных. Основным выявленным недостатком всех приборов, как кабельной аппаратуры, так и систем LWD, является недостаточное метрологическое обслуживание. В частности, принятая единица измерения данных ГК в мкР/ч не соблюдается при каротаже во время бурения

Авторы отмечают незначительное снижение дифференциации записи ГГКп на замерах электрометрии – сглаженность по вертикали и занижение показаний в интервале маломощных уплотненных и углистых пород, пока остаются нерешенными проблемы с контролем глубины – конвертацией данных «время-глубина».

Накопленный большой объем экспертного материала позволил авторам собрать показательную статистику качества записанных ГИС с помощью LWD отечественных производителей. Благодаря этому удалось сделать основной вывод о качестве получаемых ГИС LWD и их информативности, выявить слабые стороны отечественных аппаратурных комплексов и узнать особенности каждого из приборов, что в дальнейшем поспособствует их доработке и развитию на российском рынке.

Использование отечественных комплексов должно позволить российским нефтяным компаниям уменьшить зависимость от иностранных технологий и снизить затраты на строительство и исследования скважин. Экономия проведения каротажа LWD составляет около 10% за одну скважину. Также следует отметить, что при записи LWD отсутствуют дополнительные затраты на технические сбои, как при аварийных работах каротажа на кабеле. Например, исключается прихват приборов при каротаже на кабеле, и, соответственно, отсутствуют дополнительные затраты на простои скважины. В то же время, рассматривая экономический эффект от применения технологии, следует учитывать высокую стоимость проведения каротажа во время бурения, которая значительно выше стоимости проведения традиционного комплекса ГИС на геофизическом кабеле.

В работе представлены материалы:

- анализа качества ОПИ систем LWD, а также полученных записей, сравнение с данными аппаратуры на кабеле и зарубежными аналогами (рисунок 1);

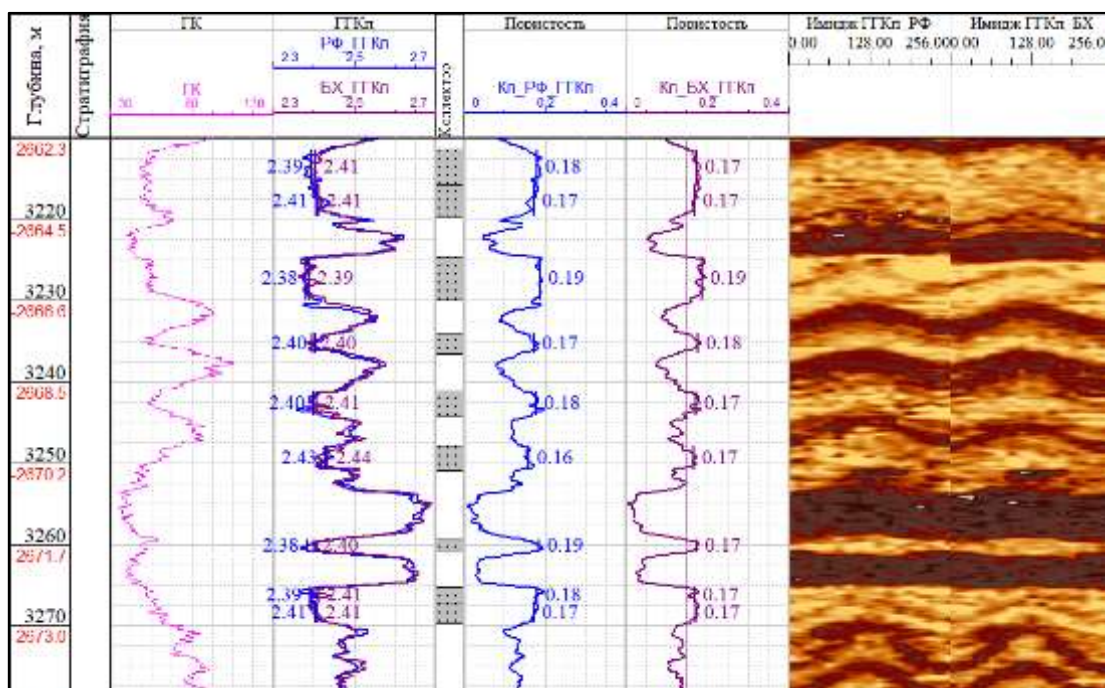


Рисунок 1 – Сравнение записи приборов LWD отечественной и зарубежной аппаратурой

- применения азимутальных методов для своевременной корректировки проводки ствола скважины;
- выявления зон анизотропной части разреза и уточнения эффективных толщин;
- нетипичные материалы высокоомного разреза с целью выявления влияния зоны проникновения на кривые УЭС (рисунок 2);
- оценки литологии и пористости с помощью применения данных нейтронного и литоплотностного каротажа во время бурения, выделение газонасыщенных коллекторов (рисунок 3);
- оценка влагеёмкости по данным LWD и ЯМК.

Выводы:

На нашем рынке появились собственные отечественные разработки каротажа в процессе бурения, использование которых выводит современное приборостроение на новый уровень. Опытно-промышленные испытания новой аппаратуры и совместная работа с разработчиками приборов должны способствовать дальнейшему усовершенствованию каротажа в процессе бурения, а это в свою очередь повлияет на качество кривых ГИС и, соответственно, петрофизических моделей в целом.

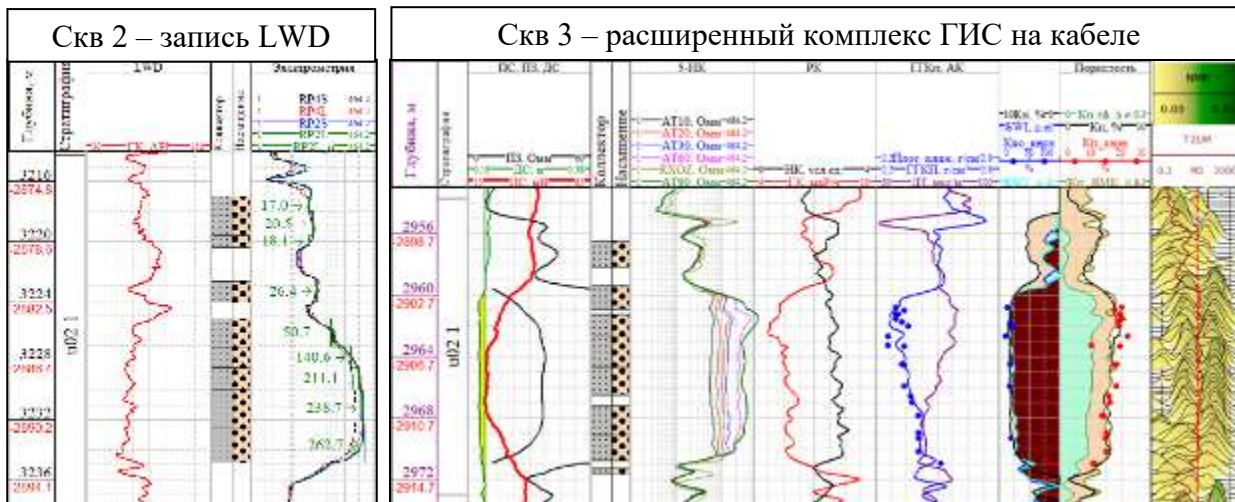


Рисунок 2 – Примеры записи LWD и каротажа на кабеле (анализ зоны проникновения)

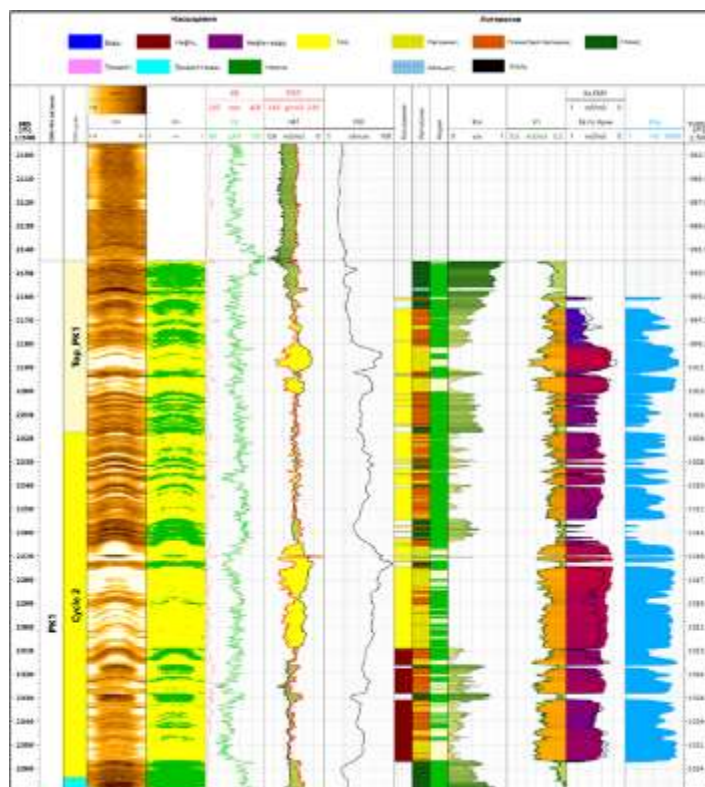


Рисунок 3 – Пример выделения газонасыщенных интервалов, отображение слоистости и расчет эффективных толщин

УДК 553.984

G.T. Gabdullina, D.V. Furman, G.N. Nizamutdinova, A.Z. Kararova
LLC "RN-BashNIPIneft", Ufa

LWD DATA ANALYSIS BY THE USE OF MODERN RUSSIAN MODULES AND THEIR APPLICATION IN EVALUATING THE FORMATION RESERVOIR PROPERTIES

We can see a great development of high-tech equipment complexes for recording the geophysical parameters while drilling together with developing the hydrocarbon recovery methods, horizontal and directional drilling technologies, increasingly used in the last decade.

The authors conducted a comprehensive analysis of LWD logging data from four domestic contractors during pilot tests on the territory operated by LLC "RN-Yuganskneftegas". The pilot studies were conducted in more than 30 wells. In 2020-2023 LWD was made in more than 700 directional wells drilled in Western Siberia.

Intelligent Systems LLC, GERS Engineering LLC, ORION LLC and Trajectory-Service LLC use LWD systems with the same type of main modules GL, 2NNL, GGDL, SER. The modules are produced by LLC "NPP Energy". Radioactive logging modules have similar characteristics, not inferior to cable devices (Table 1). The resolution and depth of the electrometry modules differ, but it does not affect the information content due to recording peculiarities of LWD systems as a whole.

The purpose of the work is to analyze the quality and reliability of information obtained while drilling, its comparison with traditional wireline logging data, with the results of foreign instruments recording, as well as refining the petrophysical models based on LWD recording features.

LWD registering almost the entire spectrum of petrophysical parameters by the use of wireline instruments has a number of advantages compared with the traditional logging:

1. During LWD, the penetration zone of the drilling mud filtrate is several centimeters; there is no influence of cavities, distortions of the measured well logging parameters due to the spiral borehole and other conditions. This contributes to a more reliable assessment of the reservoir resistivity and, as well as, the nature of saturation with proper considering the influence of specific electric resistance of the drilling mud and adjacent formations.

2. With reducing the time of well construction it is possible to get the data in real-time mode and from the data storage devices. These data allow making complex decisions quickly, including the changing trajectory, thereby achieving the required accuracy of the geosteering.

Table 1 – Domestic modules characteristics

Modules\ Contractors	Characteristics	LWD 172(121)-2NNL-GGDL-3GL Intelligent systems, GERS Engineering, Trajectory-Service	LUCH-MK ORION
2NNL	Measuring range	0 ÷ 40 %	0 ÷ 40 %
	Inaccuracy	4.2+2.3(40/Kπ-1),%	± 1.5 %
	Interface resolution	50 cm	50 cm

GGDL	Measuring range	1.7 ÷ 3.0 g/cm ³	1.3 ÷ 3.3 g/cm ³
	Inaccuracy	±15.5 % in the range 1.7÷2.0 ±1.2 % in the range 2.0÷3.0	±15.5 % in the range 1.7÷2.0 ±1.2 % in the range 2.0÷3.0
	Interface resolution	25 cm	25 cm
GL	Measuring range	0 ÷ 250 mR/h	0 ÷ 250 mR/h
	Inaccuracy	± 15%	± 15%
	Interface resolution	200 mm	200 mm
SER (phase) 2 MHz	Investigation depth R _f =10 Ohm-m and R _{xo} =0.5 Ohm-m	940 mm	1400 mm
	Interface resolution	200 mm	300 mm

3. The gradual transition from wireline equipment to LWD (for some categories of wells, mainly operational ones) allows the domestic companies to reduce the costs due to downtime, sticking and drops, information absence due to the failure of reaching the bottom.

4. It allows a more correct assessment of structural geological changes due to the registration of horizontal sweep of rock properties, to conduct effective geosteering (optimal reaching the target formation and positioning in it).

5. The recording of the NL and TLD logging complex in the wells provides a reliable assessment of the petrophysical parameters. In modern geological and technological conditions (salty drilling fluids, horizontal boreholes), the main method of assessing the porosity of the SP log used in Western Siberia has a limited application. The sensitivity of the GL curve is reduced due to the lithological features of the interval – polymicticity of rocks. By solving a system of equations for a complex of NL and GGDL methods, it is possible to obtain a reliable estimate of porosity, which in turn will allow us to evaluate the net pays and storage capacities.

6. The relevance of the "undistorted" data in the constructing the petrophysical model is of great importance for the "core-well logging" and "WL-WL" dependencies. According to the azimuthal image of density logging, the net pays of thin-layered parts of the section are reliably estimated. The electrical resistivity according to high-tech LWD systems and the presence of a NML data provides a unique opportunity to increase the reliability of determining the water capacity of rocks without additional study of core materials.

The disadvantage of the new LWD complexes in the Russian market is the lack of unified metrological support centers for data unification. The main identified drawback of all devices, both wireline equipment and LWD systems, is insufficient metrological maintenance. In particular, the accepted unit of measurement of GL data in mR/h is not observed during LWD.

The authors note a slight decrease in the differentiation of the GGD record, on electrometry measurements – vertical smoothing and understatement of readings in the range of low–power compacted and carbonaceous rocks, while problems with depth control – “time-depth” data conversion remain unresolved.

A large volume of expert material allowed the authors to collect the indicative statistics on the quality of recorded LWD data of complexes made by domestic manufacturers. Thanks to this, it was possible to draw the main conclusion about the quality of the received LWD and their sensitivity, to identify the weaknesses of domestic complexes and to learn the features of each of the devices, which should further contribute to their refinement and development in the Russian market.

The use of domestic complexes should help the Russian oil companies to reduce their dependence on foreign technologies and reduce the costs of well construction and research. The savings of LWD is about 10% per well. It should also be noted that when recording LWD, there are no additional costs for technical failures, as in emergency wireline logging operations. For example, there is no device sticking during wireline logging, and, accordingly, there are no additional costs for downtime of the well. At the same time, considering the economic effect of using the technology, it is necessary to take into account the high cost of LWD, which is significantly higher than the cost of conducting a traditional well wireline logging complex.

The paper presents the materials of:

- analysis of the quality of LWD systems pilot testing, as well as the obtained records, comparison with the data of the wireline equipment and foreign analogues (Figure 1);
- application of azimuthal methods for timely adjustment of geosteering;
- identification of the anisotropic zones on the section and refinement of net pays;
- non-typical materials of a high-resistance section in order to identify the influence of the penetration zone on the SEP curves (Figure 2);
- evaluation of lithology and porosity by the use of NL and density logging data while drilling, the determination of gas-saturated reservoirs (Figure 3);
- assessment of water capacity according to LWD and NML data.

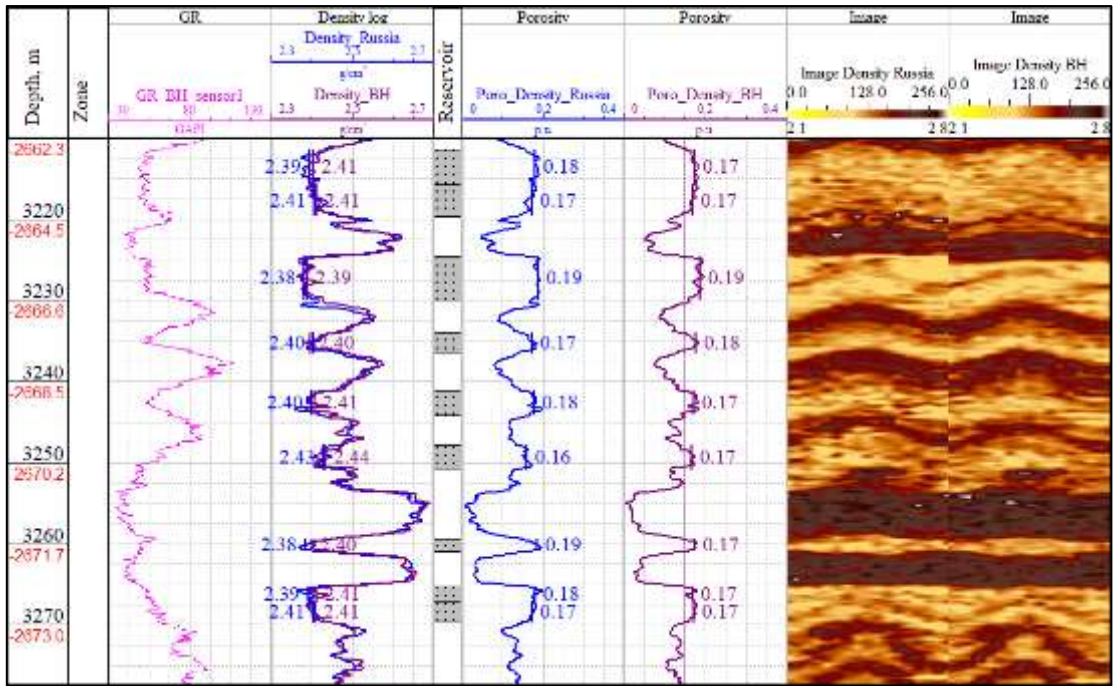


Figure 1 – Comparison of LWD recordings made by domestic and foreign equipment

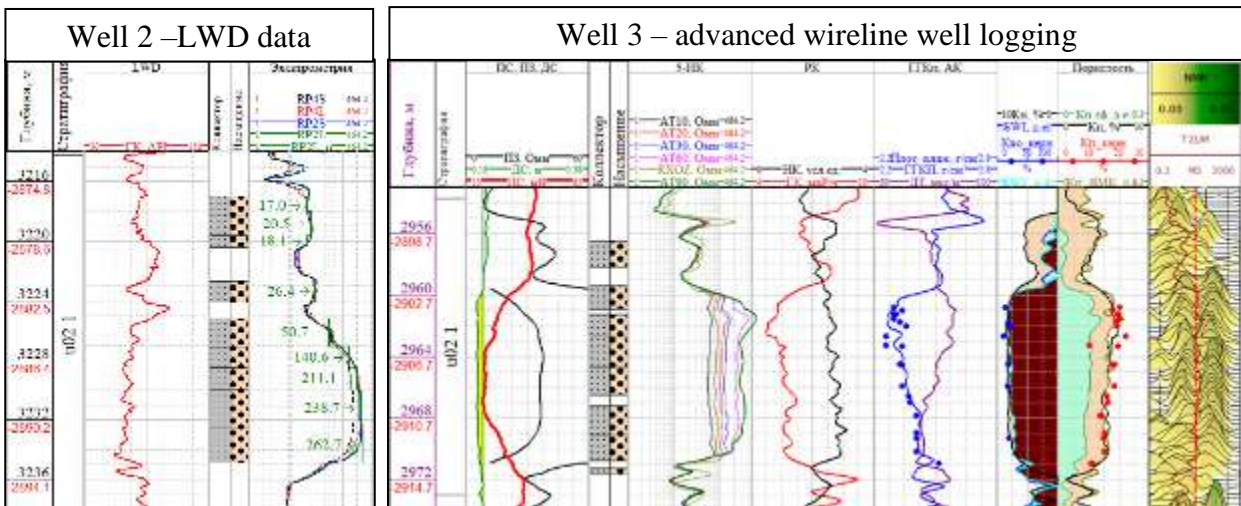


Figure 2. –LWD and wireline logs (invaded zone analysis)

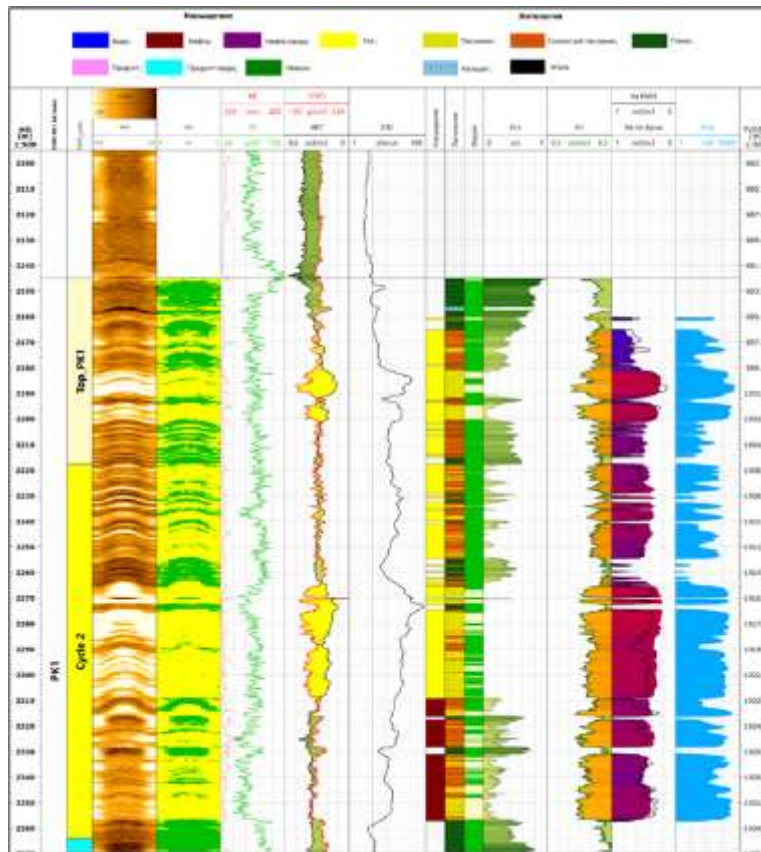


Figure 3. – Example of gas-saturated intervals, the display of layering and the calculation of net pays

Conclusions:

The Russian market owns the domestic developments of LWD complexes, and their use brings the modern instrumentation to a new level. The pilot tests of new equipment and joint work with instrument developers should contribute to further improvement of LWD, and this in turn will affect the quality of well logging curves and, accordingly, the petrophysical models as a whole.

深层碳酸盐岩缝洞型储层有效性测井评价方法

张树东¹ 黄宏¹ 贺洪举¹ 刘航^{1*} 王勇军¹ 王学琴¹ 苗清¹

(1. 中国石油集团测井有限公司西南分公司)

摘要 深层碳酸盐岩经历多期次溶蚀和多期次的胶结充填等成岩次生改造作用，形成复杂的储层孔隙结构特征和多种储层类型，储层具有强非均质性和低孔渗特征，传统的较单一方法难以较好评价储层有效性。利用成像测井系列提供的多维、多方位和高精度的特点，精细描述井筒缝洞发育分布特征，提取缝洞参数，评价井筒缝洞的发育度和连通性；利用声波远探测和地震处理手段方法，准确描述井旁多尺度缝洞的发育度和分布范围；利用斯通利波评价缝洞渗滤性，利用核磁共振评价孔隙结构等信息，从而实现对储层有效性进行定性和定量评价。从众多的储层参数中选取了反映缝洞发育度和连通性及孔隙结构等参数构建多参数储层品质评价模型，经 17 口标准井建模和 16 口验证井的检验，产能预测符合率达到 81.3%，证明该方法具有实用性。应用结果表明，大尺度裂缝沟通储层范围大，缝洞型储层渗滤性好，强岩溶形成的高孔隙度和大孔径的溶蚀孔洞储层连通性好，共同构成高产的条件。与传统评价方法相比，描述不同期次和不同尺度远近探测相结合的方法更有利于评价强非均质性缝洞体的发育状态和分布范围，有助于准确发现和解释高产井。

关键词：碳酸盐岩 缝洞型储层 多尺度裂缝 成像测井 有效性 产能预测

0 引言

四川中部深层碳酸盐岩孔、洞和缝组成的储层具有强非均质性，主要表现在孔洞大小和分布不均、孔洞缝组合多样性、储层空间分布不均及渗透率差别较大，储集空间宏观上主要有孔隙、溶洞、裂缝、喉道四大类，微观上可以划分为粒内溶孔、粒间溶孔、构造缝等 12 个小类^[1]，张林等^[2]在岩心、成像测井和常规测井对溶蚀孔洞型储层的定量判识基础上，将储集层划分为洞穴型、孔洞型、孔隙型、裂缝-孔洞型、裂缝-孔隙型和裂缝型 6 类储集空间。岩心孔隙度主要集中在 2%~5% 之间，平均 4.45%，渗透率主要分布在 $(0.000\ 1\sim 1)\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 之间，平均为 $0.51\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ ，孔渗相关性较差^[1]。多井试油结果表明，单井测试产量差异较大，并与储层孔隙度和厚度等关系不密切，造成有效储层识别和评价的精度较差，需要多维度、多尺度、多种信息综合进行缝洞体精细刻画与评价实现高精度产量预测。成像测井系列较好解决了井筒缝洞体的刻画和参数计算问题，360°方位覆盖电阻率成像能准确识别孔洞大小与分布，识别不同产状的天然裂缝，较好地解释了缝洞储层发育度。许多学者建立了多种有效的解释模型，取得了一定的效果^[3-5]。核磁共振测井能较好反映基质孔隙的孔径大小信息，与成像宏观孔洞结合，对井筒缝洞进行定量评价^[6]。远探测声波信息用于提取井旁缝洞的信息，有利于探测与井筒不相交和远离井筒的裂缝与溶洞，评价缝洞有效性^[7]。随着高精度三维地震资料对深层缝洞体处理技术进步，在测井资料约束下，能较好提取断裂和缝洞体信息，进一步拓宽了认识井旁储层发育分布的范围^[8]，有利于缝洞体三维空间的精细刻画。这些技术为深层缝洞的精细描述和储渗能力的评价提供了较好的基础。

本文是利用井筒成像测井结合岩溶相带地质研究成果对多期次和多类型缝洞体开展进一步识别和评价，精确评价井筒缝洞体的发育分布与连通性。利用井旁远探测和地震资料对井旁多尺度缝洞

体进行鉴别，分析大尺度缝洞发育分布范围，提取缝洞体的参数。综合井筒和井旁解释缝洞参数构建储层品质模型，分级评价油气产量。

1. 深层碳酸盐岩孔洞缝特征测井识别

1.1 多期次、多尺度裂缝特征测井识别

井筒测井资料解释井壁附近裂缝。深层碳酸盐岩经历了比浅层更多期次的构造运动和成岩改造，裂缝具有多期次多类型和多尺度的特点^[9]。裂缝期次与区域构造运动紧密相关，识别方法是利用成像测井的裂缝形态特征、组系、溶蚀充填特征、裂缝之间及与溶蚀孔洞的关联性 etc 综合判别，通常较容易识别的裂缝为三期：早期、中期和晚期裂缝。全充填或半充填多为早期裂缝；强溶蚀裂缝及孔洞沿裂缝分布则为岩溶早期裂缝，裂缝较强溶蚀及溶蚀孔洞顺层分布则为岩溶中晚期裂缝，岩溶期前后的裂缝归为中期裂缝；裂缝表现为弱溶蚀和弱充填，且与溶蚀孔洞相交或无关解释为晚期裂缝（图 1）。识别裂缝期次的价值在于识别有效裂缝，解释缝洞的关系，判断缝洞的分布和认识缝洞的连通性。

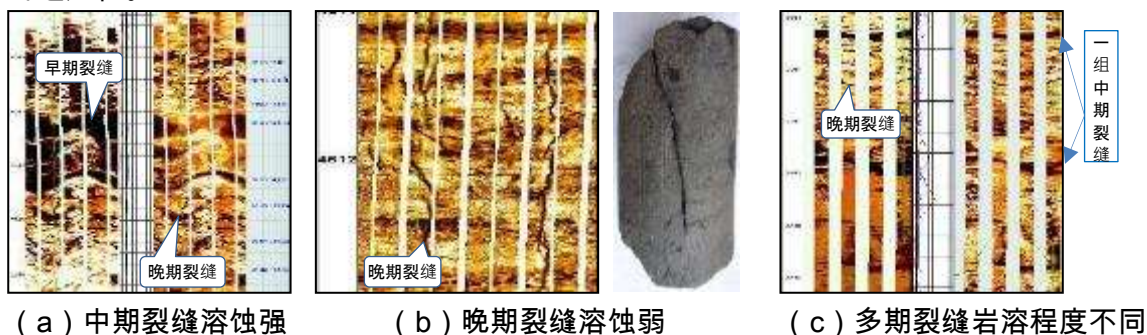


图 1 不同期次裂缝成像测井解释示意图

远探测声波识别井旁裂缝，并解释裂缝尺度，重点解释三类裂缝：与井壁相交的裂缝、井壁附近未与井壁相交的裂缝、离井较远的裂缝。裂缝尺度包括裂缝的产状、长度和裂缝的宽度等。多井测试表明，大尺度裂缝对单井产量贡献较大。

远探声波与地震资料结合识别更大尺度裂缝。地震蚂蚁体、曲率法等方法可以提取地下较大尺度裂缝，识别裂缝的发育位置，解释裂缝的产状和穿层长度等。地震解释成果与远探测和井筒裂缝解释成果共同反映了井旁多尺度裂缝发育分布状况。图 2 为某水平井地震蚂蚁体缝洞解释与远探测声波联合解释示意图，水平井（井眼轨迹图中蓝色）测量远探测解释一组过井裂缝（5830-6020m），电磁波深电阻率也检测到裂缝特征，气测异常，地震蚂蚁体有缝洞发育指示，综合分析认为该井段附近发育有效缝洞体。

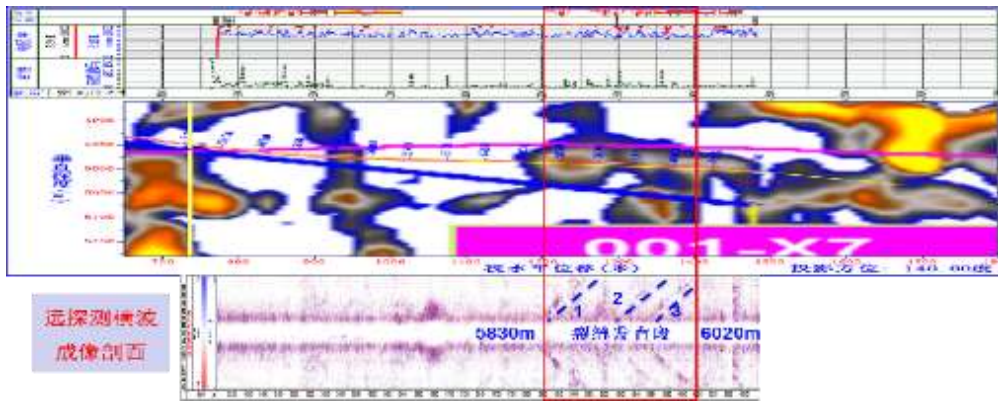


图 2 声波远探测与地震联合解释井旁大尺度裂缝识别示意图

1.2 多类型溶蚀孔洞特征识别

碳酸盐岩溶蚀孔洞的发育分布多受岩相和岩溶相带的控制，其中裂缝对溶蚀有利区有重要的影响^[10-13]。

在岩相识别的基础上，识别溶蚀孔洞类型。利用成像测井资料识别与岩相相关溶蚀孔洞，划分三种类型：孔隙型、孔洞型和洞穴型。

通过岩相解释缝洞的发育分布。例如川中震旦系发育 4 种有利岩相：藻纹层、藻粘接、藻凝块、砂屑滩，发育条带状、蜂窝状和针孔状等孔洞类型（图 3）。其中，藻纹层缝洞沿纹层间呈薄层状分布，藻粘接孔洞呈蜂窝状分布，藻凝块缝洞以较大孔洞不均匀分布，砂屑滩孔洞以针孔状分布。前三种多为孔洞型，后一种多形成孔隙型。

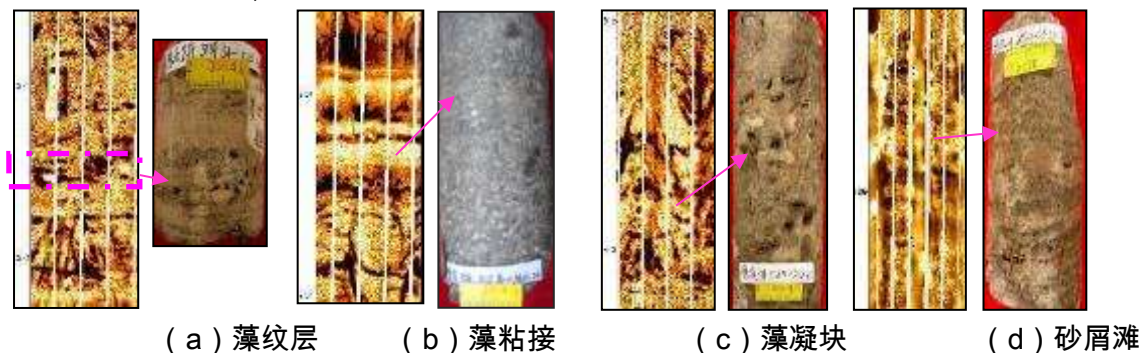
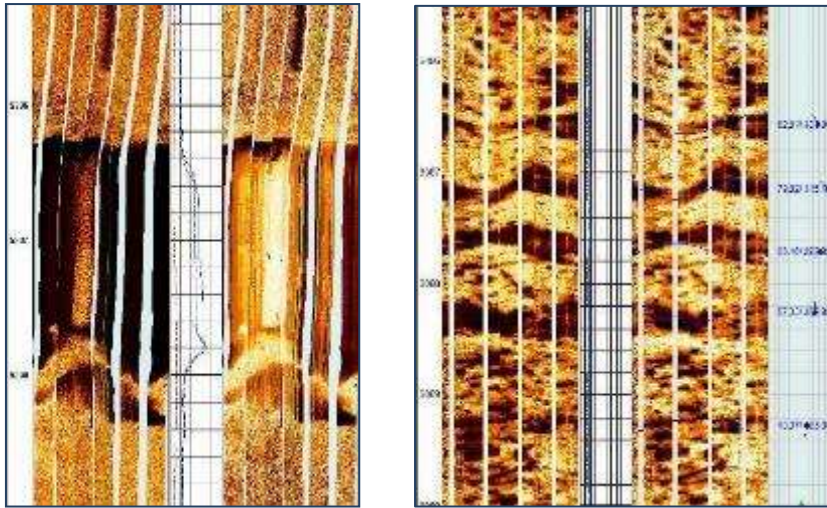


图 3 岩相控制缝洞发育分布示意图

通过岩溶相带解释孔洞的发育分布。川中震旦系灯影组经历了 2 次表生岩溶作用，对孔洞缝发育分布具有控制作用。利用成像测井识别岩溶相带控制下缝洞特征，包括缝洞大小、延伸方向和分布特征^[14]，最重要的岩溶相带包括垂直渗流带和水平潜流带，其缝洞发育度和空间分布特征不同（图 4）。垂直渗流带发育顺层溶蚀、顺裂缝溶蚀和顺水流方向溶蚀的特征和分布状态，通常形成横向的溶蚀孔洞和纵向（或斜向）分布的溶洞、溶沟和小洞穴，孔洞具有纵向跨层的特征，多为孔洞型。水平潜流带发育水平方向分布的溶蚀孔洞，地下河形成的大型洞穴，孔洞分布具有横向连片，纵向分层的特征，多为洞穴型和孔洞型。



(a) 水平潜流带溶蚀洞穴 (直井) (b) 垂直渗流带沿裂缝溶蚀孔洞 (水平井)

图 4 不同岩溶相带缝洞特征

通过水平井解释孔洞的特征与分布。水平井 (或大斜度井) 具有横向顺层钻进的特征, 可以在层内较远的范围内观察储层横向发育变化情况 (图 5), 也有利于发现高角度裂缝的发育分布状态 (图 6) 。

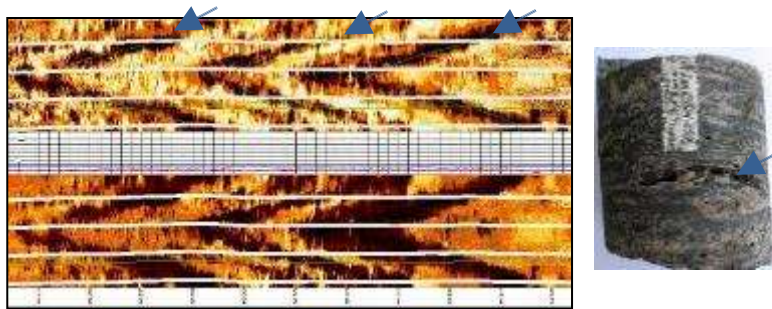


图 5 水平井顺藻纹层溶蚀的特征

1.3 缝洞的组合模式和储层类型划分

岩相和岩溶条件控制下缝洞组合有三种模式: 缝洞一体、缝洞相交和缝洞无关。缝洞一体是裂缝发育于大规模岩溶期, 裂缝为地下水的通道, 沿裂缝两侧溶蚀作用较强, 沿岩相溶蚀减弱, 孔洞沿裂缝发育分布, 裂缝与孔洞的组合形成高渗通道; 缝洞相交主要是孔洞顺岩相溶蚀, 裂缝后期形成, 裂缝与孔洞部分相交, 为孔洞提供渗流通道, 渗透率中等; 缝洞无关即缝洞不相交, 分布发育在不同的井段, 裂缝发育于致密层多为无效储层。形成的主要储层类型包括: 孔洞型、洞穴型、裂缝-孔洞型和缝洞型。裂缝-孔洞型多为缝洞相交。缝洞型多为缝洞一体型, 这类储层如果为强溶蚀条件下大尺度裂缝和孔洞的组合是深层碳酸盐岩储层中的高渗储集体 (图 6) 。

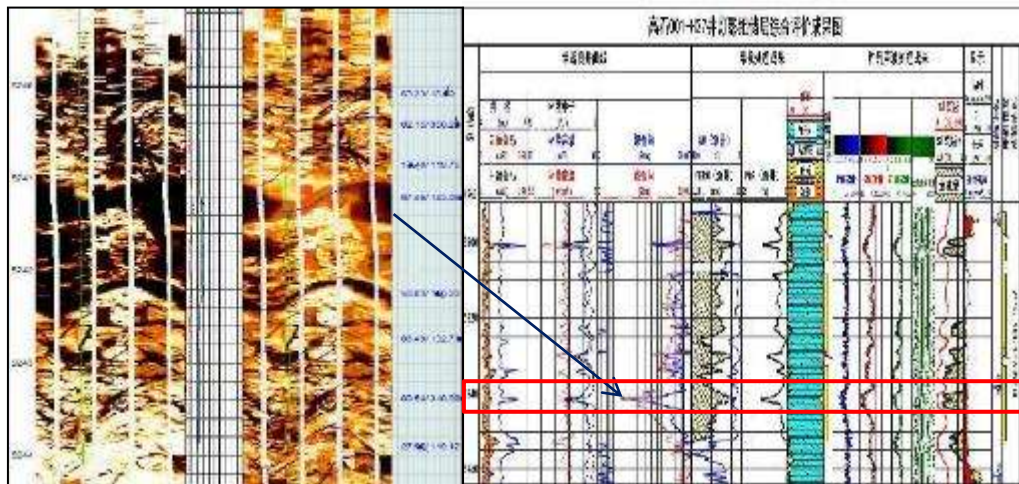


图 6 缝洞型储层测井特征

2.控制缝洞储层有效性的地质因素分析

2.1 天然裂缝的发育度与尺度

裂缝的有效性体现在裂缝本身的渗滤性和与孔洞的搭配关系。裂缝既是岩溶通道也是渗流通道，不同尺度裂缝穿层能力不同^[15]，连通储集体的范围和渗流能力不同，大尺度裂缝往往形成高渗通道，对产量贡献大。不同期次裂缝有效性不同，早期裂缝受充填严重，基本无效；岩溶期形成的裂缝经历溶蚀扩大和弱充填的裂缝有效性好；晚期裂缝未充填，与孔洞搭配提高储层渗透率，有效性中等-好。

2.2 孔洞的发育度与连通性

孔洞的有效性体现在孔洞的大小、分布和相互之间的连通性。孔洞越大则溶蚀作用越强，越有利于形成好储层；孔洞密度越高储层越好，基质孔越发育，越有利于孔洞的连通，反之基质孔不发育且孔洞越分散则连通性越差。孔隙度是储层和储量的基础，溶蚀孔洞发育度即面洞率高决定储层的品质，而深层碳酸盐岩经历多期次充填作用，降低了孔洞之间的连通效果，加剧了层间渗透率差异。因此，既要评价基质孔和溶蚀孔洞的发育度，也需要评价它们之间的连通性。

2.3 缝洞搭配关系

缝洞在成因上既有独立性又有相互联系特征，独立性特征表现在形成的机理不同、时间不同和分布范围与位置不同；相互联系特征包括空间分布上有交叉，形成时间上有重叠，成岩（溶蚀与充填作用等）演化过程有关联等。这些特点决定了缝洞的多种搭配关系，缝洞的搭配关系决定其连通效率，缝洞一体连通效率最高，缝洞相交连通效率中等，缝洞无关连通效率差。

3.高产井的测井响应模式

高产井表现在溶蚀孔洞发育程度高，发育大尺度溶蚀裂缝，油气显示效果好。测井特征为低自然伽马，中子、声波和密度显示高孔隙度值，电阻率较致密层降低幅度较大且深浅双侧向大幅度正差异，斯通利波能量衰减严重^[16-17]，声波变密度反射和干涉特征明显，成像测井解释缝洞孔隙度高和连通性好，声波远探测解释井旁缝洞发育。单井纵向上（直井）或横向上（水平井）发育多套高孔层或裂缝强溶蚀层（图 7 中储层品质 RQ 较高者为 I 类优质储层）。解释标准如表 1。

表 1 川中地区震旦系灯影组缝洞储层有效性解释标准

产量 (万方/日)	孔隙度 (%)	裂缝宽度 (um)	连通指数 (%)	核磁孔隙度 中值半径 (um)	斯通利 波衰减 (%)	远探测声波 反射系数 (%)	录井气 测全烃 (%)
高 (≥50)	≥6	≥100	≥2.5	≥2	≥20	≥2.5	≥20
中 (10~50)	3~6	10~100	1~2.5	0.2~2	12~20	1.5~2.5	5~20
低 (≤10)	≤3	≤10	≤1	≤0.2	≤12	≤1.5	≤5

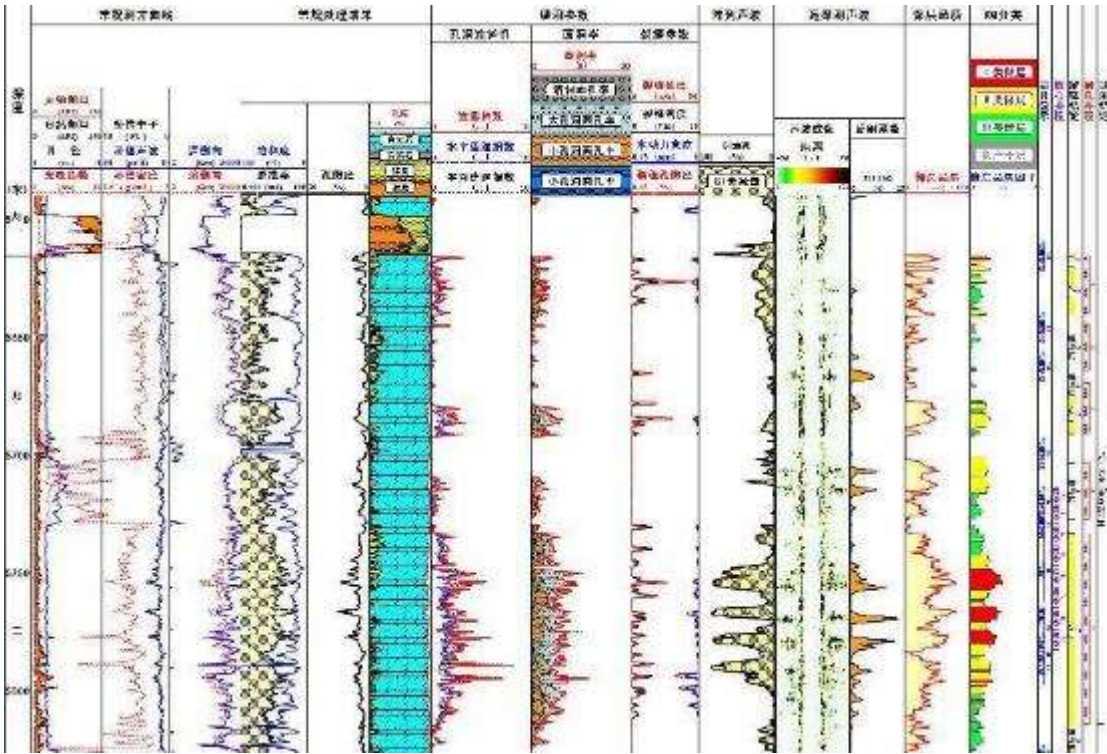


图 7 高产井测井响应特征图

4. 缝洞储层有效性测井评价方法

深层碳酸盐岩缝洞储层因其纵横向和空间分布的强非均质性，其有效性既与缝洞的发育程度有关，又与缝洞的空间分布有关，因此评价缝洞储层的有效性既要评价缝洞的发育程度，又要评价缝洞的空间分布，需要将井筒精细评价与井旁远探测解释相结合。

4.1 提取缝洞参数

提取储层发育度、连通性和渗透性参数，包括用常规测井资料计算基质孔隙度 ϕ_m ，成像测井资料提取孔洞孔隙度 ϕ_v 、缝洞连通性指数 Coni、裂缝孔隙度 ϕ_f 和裂缝张开度 H_f ，斯通利波资料提取储层渗透性指数 Ast。评价孔隙结构参数则用核磁测井提取自由流体和束缚流体孔隙度 (ϕ_{ffi} , ϕ_{bvi}) 和中值半径。评价井旁大尺度裂缝及孔洞发育度参数则选取声波远探测资料提取反射系数 Refeng (图 7、图 8)。

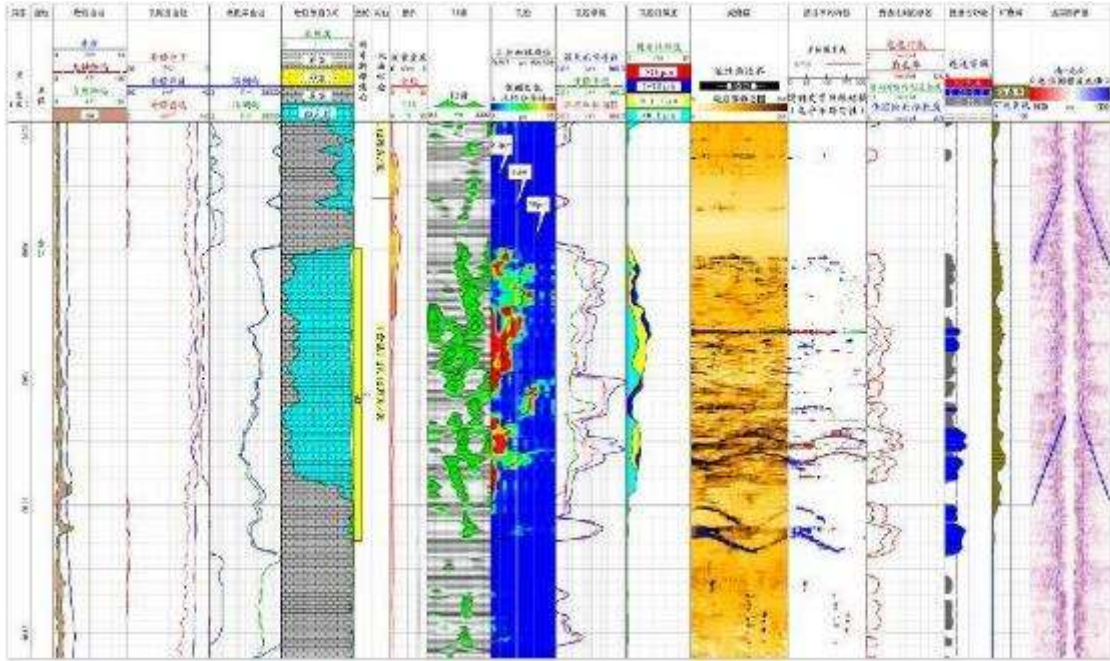


图 8 核磁测井孔径参数和成像测井连通性评价示意图

4.2 建立储层品质评价模型

非均质碳酸盐岩储层有效性的主控因素是储层的储集性和渗滤性，通过将孔洞的发育度、缝洞的连通性和渗透性等参数构建储层品质 RQ 评价模型。运用多参数拟合或神经网络深度学习算法，对不同区块测试产量进行拟合，建立储层综合品质分级评价标准，进而预测单井（层）产量。

储层品质 RQ 可表示为井筒与井旁孔洞和裂缝发育度（F1）、缝洞的连通性（F2）和渗滤性（F3）三个因素共同构成：

$$RQ = F1 \cdot F2 \cdot F3 \dots\dots(1)$$

F1、F2 和 F3 各参数的表达式为：

$$F1 = \left[\frac{\delta \cdot (1 + \text{Refeng})}{m} \right]^a \dots\dots(2)$$

$$F2 = \left(\frac{\text{Coni} + \text{Ast}}{2} \right)^b \dots\dots(3)$$

$$F3 = \left(K_m \left(1 + d \frac{\phi_v}{\phi_m} \right) + e H_f^2 \phi_f \cos \alpha \right)^c \dots\dots(4)$$

其中：

$$\delta = f(\phi_m, \phi_f, \phi_v) \dots\dots(5)$$

综合上述表达式，RQ 可以表示为：

$$RQ = \left[\frac{\delta \cdot (1 + \text{Refeng})}{m} \right]^a \cdot \left(\frac{\text{Coni} + \text{Ast}}{2} \right)^b \cdot \left(K_m \left(1 + d \frac{\phi_v}{\phi_m} \right) + e H_f^2 \phi_f \cos \alpha \right)^c \dots\dots(6)$$

式中：m 为与孔隙结构相关参数（核磁），小数，无量纲；

δ 为声波计算基质孔隙度 ϕ_m 及成像测井计算的裂缝孔隙度 ϕ_f 和溶蚀孔洞孔隙度 ϕ_v 的函数，小数；Refeng 为声波远探测反射系数，小数；Coni 为成像测井计算的连通指数，小数；Ast 为斯通利波能量衰减系数，小数；

K_m 为基质渗透率，mD； H_f 为裂缝开度，um； α 为裂缝倾角；

d 为溶蚀孔洞与基质孔的耦合系数，小数；e 为裂缝与基质孔和溶蚀孔洞的耦合系数，小数；

a、b、c 为待定系数。

5.应用实例

该成果应用于川中高石梯和磨溪震旦系灯影组深层碳酸盐岩多井缝洞型储层有效性评价，提取该层位已测试 17 口井缝洞参数，构建储层品质参数 RQ，在方波化处理和分级评价基础上，经过厚度加权构建储层综合品质参数 RPI，利用回归方法，建立产能预测模型（图 9）。通过对 16 口井进行验证，符合 13 口井，不符合 3 口井，符合率 81.3%，说明该方法效果较好。例如，XX3 井测井解释井筒缝洞发育，远探测解释多段发育井旁大尺度裂缝，地震解释存在异常体，缝洞匹配好，测井预测产量 64.38 万方/日，测试产量 56.85 万方/日，符合较好。

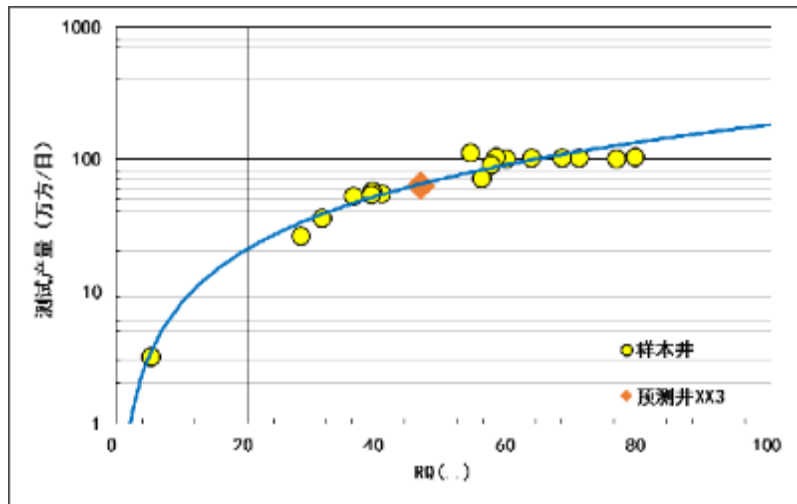


图 9 产量预测模型

结论

通过以上研究表明，深层缝洞碳酸盐岩储层有效性取决于溶蚀孔洞和裂缝发育度及连通性，高产井取决于大尺度裂缝发育并与大孔径溶蚀孔洞匹配好。实例井证明，多参数计算模型能较好解决强非均质性的多尺度缝洞储层有效性评价难题，对于高产井有较好的验证效果。

参考文献

УДК 553.064.32

Чжан Шудун¹ Хуан Хун¹ Хэ Хунцзюй¹ Лю Хан^{1*} Ван Юнцзюнь¹ Ван Сюецинь¹ Мяо Цин¹
(1. Юго-западный филиал ООО по Каротажу Китайской нефтяной корпорации)

МЕТОД КАРОТАЖНОЙ ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГЛУБОКОВОДНОГО ТРЕЩИННО-КАВЕРНОЗНОГО КОЛЛЕКТОРА ИЗ КАРБОНАТНЫХ ПОРОД

Резюме: Глубинные карбонатные породы подвергаются диагенетическим вторичным преобразованиям, таким как многоступенчатое растворение и многоступенчатое цементационное заполнение, формируя сложные характеристики структуры пор коллектора и множество типов коллекторов. Коллектор характеризуется сильной неоднородностью и низкой пористостью и проницаемостью. Трудно лучше оценить эффективность коллектора с помощью традиционного единственного метода. Благодаря использованию многомерных, разнонаправленных и

высокоточных функций, предоставляемых серией каротажных изображений, точно описываются характеристики развития и распределения трещин и каверн в стволе скважины, а параметры трещин и каверн извлекаются для оценки развития и взаимосвязанности трещин и каверн в стволе скважины; Точно описываются разработка и диапазон распространения многомасштабных трещин и каверн вблизи скважин с использованием методов дистанционного акустического обнаружения и сейсмической обработки; Используя волны Стоунли для оценки проницаемости трещин и каверн, а также ядерный магнитный резонанс для оценки такой информации, как структура пор, таким образом достигается качественная и количественная оценка эффективности коллектора.

Многопараметрическая модель оценки качества коллектора была построена путем выбора параметров, отражающих развитие и взаимосвязанность трещин и полостей, а также структуру пор, из многочисленных параметров коллектора. После моделирования 17 стандартных скважин и тестирования 16 проверочных скважин точность прогнозирования дебита достигла 81,3%, что доказывает практичность этого метода. Результаты применения показывают, что крупномасштабные трещины связаны с широким спектром коллекторов, с хорошей проницаемостью в трещиноватых и рыхлых коллекторах. Высокая пористость, образованная сильной карстификацией, и связность растворенных поровых коллекторов большого размера являются хорошими факторами, совместно формирующими условия для высокой добычи. По сравнению с традиционными методами оценки сочетание описания различных стадий и масштабов дальнего и ближнего обнаружения в большей степени способствует оценке состояния разработки и диапазона распространения сильно неоднородных тел трещин и пещерных образований, а также помогает точно обнаруживать и объяснять высокодебитные скважины.

Ключевые слова: карбонатные породы, трещинно-кавернозный коллектор, трещины многомасштабные, каротаж изображения, эффективность, прогнозирование производительности

0 Введение

Коллектор, состоящий из пор, каверн и трещин в глубоких карбонатных породах в центральной Сычуани, обладает сильной неоднородностью, которая в основном проявляется в неравномерном размере и распределении пор, разнообразии комбинаций трещиноватости пор, неравномерном распределении пространства коллектора и большой разнице в проницаемости. Пространство коллектора в основном делится на четыре категории: поры, карстовые пещеры, трещины и горловины на макроуровне, и может быть разделено на 12 подкатегорий: поры внутригранулярного раствора, поры межгранулярного раствора и структурные трещины на микроуровне^[1], Чжан Линь и др.^[2] Основываясь на количественной идентификации коллекторов пустот растворения с использованием каротажа изображений и обычного каротажа, коллекторы делятся на 6 типов пространств коллекторов: тип пещеры, тип поры и каверны, тип трещины и каверны, трещинно-кавернозный тип, трещиновато-пористый тип и трещиноватый тип. Пористость керна в основном распределена между 2% и 5%, в среднем составляя 4,45%, а проницаемость в основном

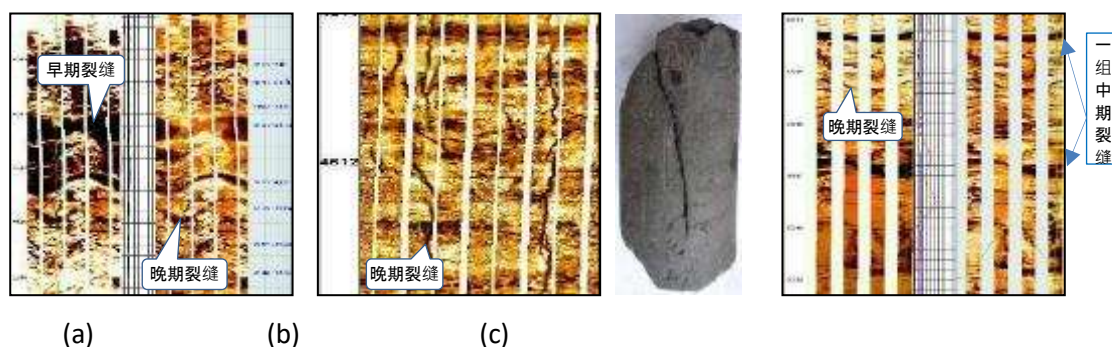
распределена между $(0,000\ 1-1) \times 10^{-3}$ мкм на м², в среднем $0,51 \times 10^{-3}$ мкм на М², с плохой корреляцией между пористостью и проницаемостью^[1]. Результаты испытаний нефти на нескольких скважинах указывают на то, что существует значительная разница в производительности при испытаниях на одной скважине, и она не связана тесно с пористостью и толщиной пласта, что приводит к низкой точности эффективной идентификации и оценки пласта. Следовательно, для точной характеристики и оценки тела каверны и трещины для достижения высокоточного прогнозирования добычи необходим многомерный, многомасштабный и множественный синтез информации. Серия каротажных изображений эффективно решает задачи определения характеристик и расчета параметров трещин и каверн в стволе скважины. Визуализация удельного сопротивления с охватом 360° позволяет точно определить размер и распределение пор, выявить естественные трещины различного происхождения и лучше объяснить степень развития трещиноватости и полостных коллекторов. Многие ученые создали различные эффективные объяснительные модели и достигли определенных результатов^[3-5]. Каротаж с использованием ядерного магнитного резонанса может лучше отражать информацию о размере пор матрицы и сочетать ее с визуализацией макроскопических пор для количественной оценки трещин и полостей в стволе скважины^[6]. Акустическая информация дальнего обнаружения используется для извлечения информации о трещинах и пещерах вблизи ствола скважины, что полезно для обнаружения трещин и карстовых пещер, которые не пересекаются со стволом скважины или находятся далеко от него, и оценки эффективности трещин и пещер^[7]. С развитием высокоточных 3D сейсмических данных в технологии обработки глубоких трещин и пещерных тел, в условиях ограниченности данных каротажа, можно лучше извлекать информацию о разломах и телах трещин и пещерных тел, еще больше расширяя область понимания разработки и распределения боковых коллекторов скважины^[8], что способствует к точной характеристике трехмерного пространства тел разломов и пещер. Эти технологии обеспечивают хорошую основу для точного описания глубоких трещин и каверн и оценки проницаемости коллектора.

В этой статье используется каротаж изображений ствола скважины в сочетании с результатами геологических исследований в зонах карстовой фации для дальнейшего выявления и оценки множества стадий и типов трещин и пещерных тел, точной оценки развития, распределения и взаимосвязанности трещин ствола скважины и пещерных тел. Выявляйте многомасштабные разломы и тела пещер вблизи скважин, используя данные дистанционной разведки и сейсморазведки, анализируйте диапазон распространения крупномасштабных трещин и развития каверны, а также извлекайте параметры тел трещин и каверны. Построить модель качества коллектора, объединив данные по стволу скважины и интерпретацию параметров трещин и каверн, и оцените добычу нефти и газа иерархическим образом.

1 Каротажное определение характеристик пор и каверны в глубоких карбонатных породах

1.1 Каротажное определение характеристик многоступенчатых и многомасштабных трещин

Интерпретация трещин вблизи ствола скважины с использованием данных каротажа ствола скважины. Глубинная карбонатная порода пережила больше стадий тектонического движения и диагенетической трансформации, чем мелководная, и трещины характеризуются множеством стадий, множеством типов и множеством масштабов^[9]. Стадии разломов тесно связаны с региональными тектоническими движениями. Метод идентификации основан на всесторонней идентификации морфологических характеристик трещин, образований, характеристик заполнения раствором, корреляции между трещинами и порами растворения с использованием каротажа изображений. Как правило, переломы, которые легко идентифицируются, делятся на три стадии: раннюю, среднюю и позднюю. Полное заполнение или полузаполнение - это в основном ранние трещины; Распределение сильных коррозионных трещин и пор вдоль трещин - это ранние карстовые трещины, в то время как распределение сильных коррозионных трещин и пор вдоль слоев - это средние и поздние карстовые трещины. Трещины до и после карстового периода классифицируются как трещины средней стадии; Трещины демонстрируют слабое растворение и слабое заполнение и интерпретируются как поздние трещины, которые пересекаются с порами растворения или не связаны с ними (рис. 1). Ценность определения стадий образования трещин заключается в выявлении эффективных трещин, объяснении взаимосвязи между трещинами и полостями, определении распределения трещин и каверн и понимании взаимосвязи трещин и каверн.



(a) Сильное растворение трещин на средней стадии (b) Слабое растворение трещин на поздней стадии (c) Различные степени карста на нескольких стадиях трещин

Рисунок 1 Принципиальная схема интерпретации каротажа изображений трещин на разных этапах. Дистанционное обнаружение звуковых волн идентифицирует трещины вблизи ствола скважины и объясняет масштаб трещин, уделяя особое внимание объяснению трех типов трещин: трещин, которые пересекаются со стволом скважины, трещин вблизи ствола скважины, которые не пересекаются со стволом скважины, и трещин, которые находятся дальше от ствола скважины. Масштаб трещин включает в себя их возникновение, длину и ширину. Испытания на нескольких скважинах показали, что крупномасштабные трещины вносят значительный вклад в добычу из одной скважины.

Выявление крупномасштабных трещин путем объединения дистанционных акустических и сейсмических данных. Сейсморазведка тел муравьев, методы искривления и другие методы

позволяют извлекать крупномасштабные подземные трещины, определять местоположение развития трещин и объяснять возникновение и протяженность трещин. Результаты сейсмической интерпретации, а также результаты дистанционного обнаружения и интерпретации трещиноватости ствола скважины в совокупности отражают развитие и распределение многомасштабных трещин вблизи ствола скважины. На рисунке 2 представлена принципиальная схема совместной интерпретации сейсмических разломов тела муравья и дистанционного обнаружения акустических волн в определенной горизонтальной скважине. Горизонтальная скважина (синяя на карте траектории ствола скважины) измерила и интерпретировала группу проходящих через скважину трещин (5830-6020м) с помощью дистанционного обнаружения. Глубинное сопротивление электромагнитных волн также определяло характеристики трещин, аномалии газового каротажа и сейсмические признаки развития тела муравья. Основываясь на всестороннем анализе, считается, что вблизи участка скважины сформировалось эффективное тело трещины.

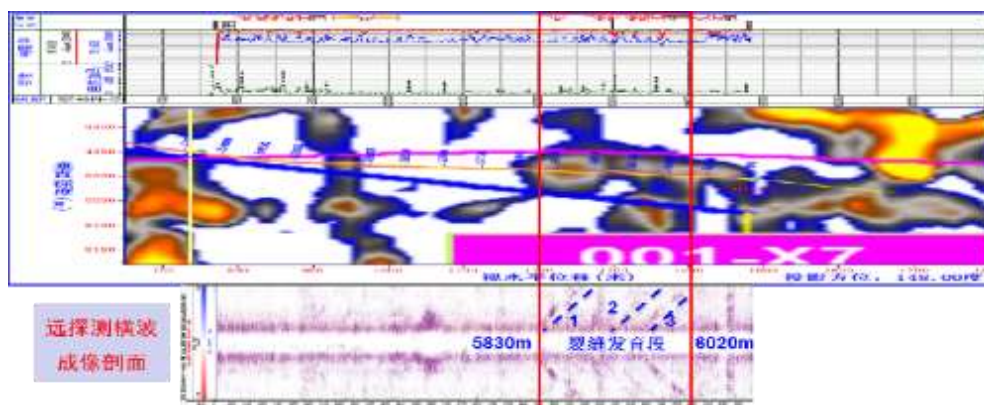


Рисунок 2 Принципиальная схема для выявления крупномасштабных трещин вблизи скважин путем совместной интерпретации данных дистанционного акустического обнаружения и сейсморазведки

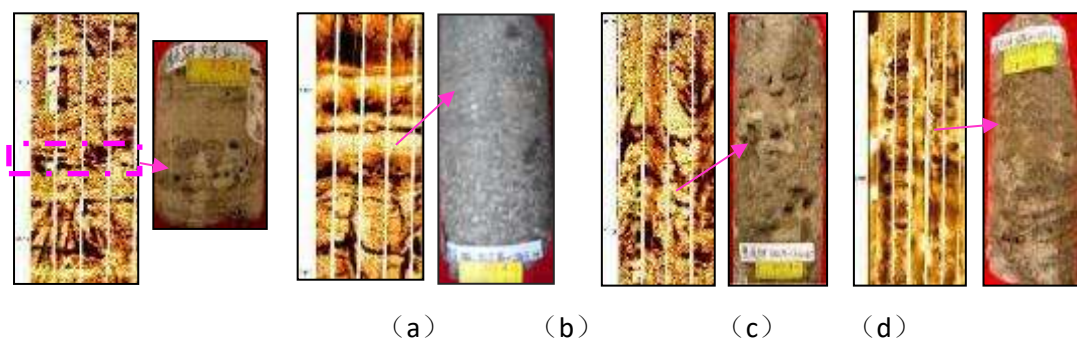
1.2 Идентификация особенностей нескольких типов пустот растворения

Развитие и распределение отверстий для растворения карбонатных пород в основном контролируются литофациями и поясом карстовых фаций, а трещины оказывают важное влияние на благоприятные участки для растворения [10-13].

На основе идентификации литофаций определите типы пор растворения. Используя данные каротажа изображений для идентификации пустот растворения, относящихся к литофациям, можно разделить их на три типа: тип трещины, тип поры и тип каверны.

Интерпретируйте развитие и распределение трещин и каверн с помощью литофаций. Например, в Синианской системе в центральной Сычуани развиты четыре благоприятные литофации: водорослевая пластинка, водорослевые связи, скопления водорослей и песчаный пляж с развитыми типами пор, такими как полосчатые, сотовидные и игольчатые поры (рис. 3). Среди них поры слоя водорослей распределены тонким слоем вдоль промежуточного слоя, поры, связывающие водоросли, распределены в форме сот, поры скопления водорослей неравномерно распределены в более крупных порах, а поры пляжного мусора распределены в форме крошечных отверстий. Первые

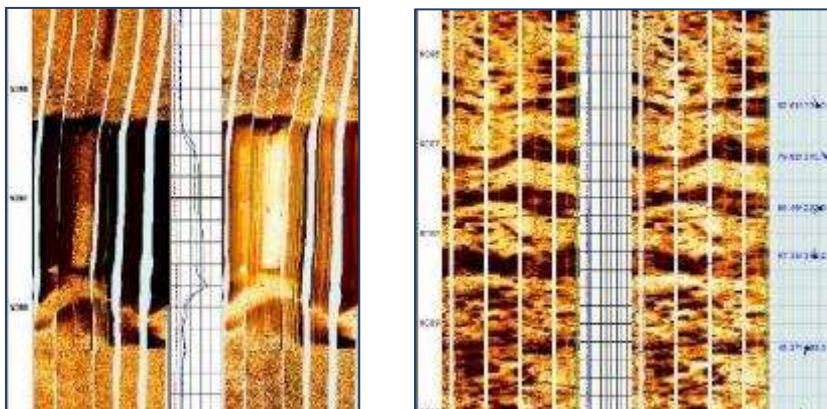
три типа в основном относятся к поровому типу, в то время как последний тип в основном относится к типу трещины.



(a) Слой узора водорослей (b) Склеивание водорослей (c) Скопление водорослей (d) Пляж с песком

Рисунок 3 Принципиальная схема развития и распределения литофациально контролируемых трещин и каверн

Объясните развитие и распределение пор по зонам карстовой фации. Формация Дэнъин Синийской системы в центральной Сычуани дважды подвергалась эпигенетической карстификации, которая оказывает контролирующее влияние на развитие и распределение пор и трещин. Использование каротажа изображений для определения характеристик трещин и пещер, находящихся под контролем зон карстовой фации, включая размер, направление расширения и характеристики распределения трещин и пещер^[14]. Наиболее важные зоны карстовой фации включают зоны вертикальной фильтрации и зоны горизонтального подповерхностного стока с различной степенью развития и характеристиками пространственного распределения трещин и пещер (рис. 4). Зона вертикальной просачивания развивает характеристики и состояния распределения растворения по слоям, вдоль трещин и вдоль направления потока воды, обычно образуя горизонтальные поры растворения и вертикально (или наклонно) распределенные карстовые пещеры, траншеи и небольшие гроты. Поры имеют характеристики продольного поперечного слоя и в основном относятся к типу пор. В зоне горизонтального подповерхностного стока образуются горизонтально распределенные поры растворения и большие пещеры, образованные подземными реками. Распределение пор характеризуется горизонтальной непрерывностью и вертикальной стратификацией и в основном относится к пещерному и поровому типам.



(a)

(b)

(a) Каверна растворения зоны горизонтального подповерхностного потока (вертикальная скважина)

(б) Пустота растворения зоны вертикальной фильтрации вдоль трещин (горизонтальная скважина)

Рисунок 4 Характеристики трещин и каверн в различных карстовых фациях

Интерпретируйте характеристики и распределение пор в горизонтальных скважинах.

Горизонтальные скважины (или скважины с большим уклоном) имеют характеристику бокового бурения залежей, которое позволяет наблюдать боковое развитие и изменения коллектора в пределах относительно удаленного участка пласта (рис. 5), а также облегчает обнаружение состояния развития и распределения трещин под большим углом (рис. 6).

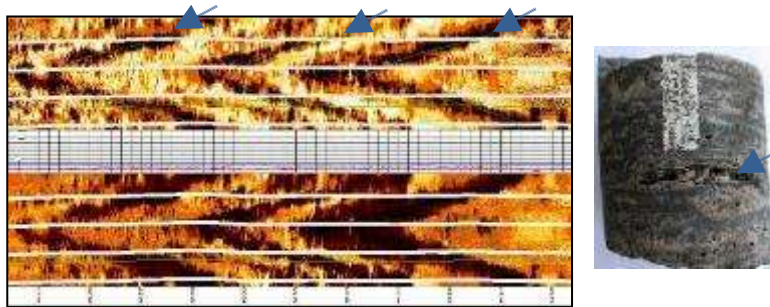


Рисунок 5 Характеристики растворения вдоль слоев водородней в горизонтальных скважинах

1.3 Режим сочетания трещин и каверн и классификация типов коллекторов

Существует три способа комбинирования трещины и кавернцы под контролем литофациальных и карстовых условий: интеграция трещины и каверны, пересечение трещины и каверны и независимость трещины и каверны. Объединение трещин и каверн относится к развитию трещин во время крупномасштабных карстовых периодов. Трещины служат каналами для подземных вод, с сильным растворением по обе стороны трещин и ослабленным растворением вдоль фации горных пород. Каверны распределены вдоль трещин, и комбинация трещин и каверн образует канал с высокой проницаемостью; Пересечение трещин и каверн происходит главным образом из-за растворения пор вдоль фации породы и образования трещин на более поздней стадии. Трещины пересекаются с кавернами, обеспечивая канал просачивания для пор со средней проницаемостью; Трещины и каверны не связаны между собой, то есть они не пересекаются и распределены и разрабатываются в разных участках скважины. Трещины, образовавшиеся в плотных слоях, в большинстве случаев являются неэффективными коллекторами. К основным типам образующихся коллекторов относятся: поровый тип, пещерный тип, трещиноватый поровый тип и трещиновато-пещерный тип. Трещины и отверстия часто пересекаются. Тип полости перелома - это в основном тип полости перелома. Если этот тип коллектора представляет собой комбинацию крупномасштабных трещин и пор в условиях сильного растворения, то это высокопроницаемый коллектор в глубоких карбонатных породах (рис. 6).

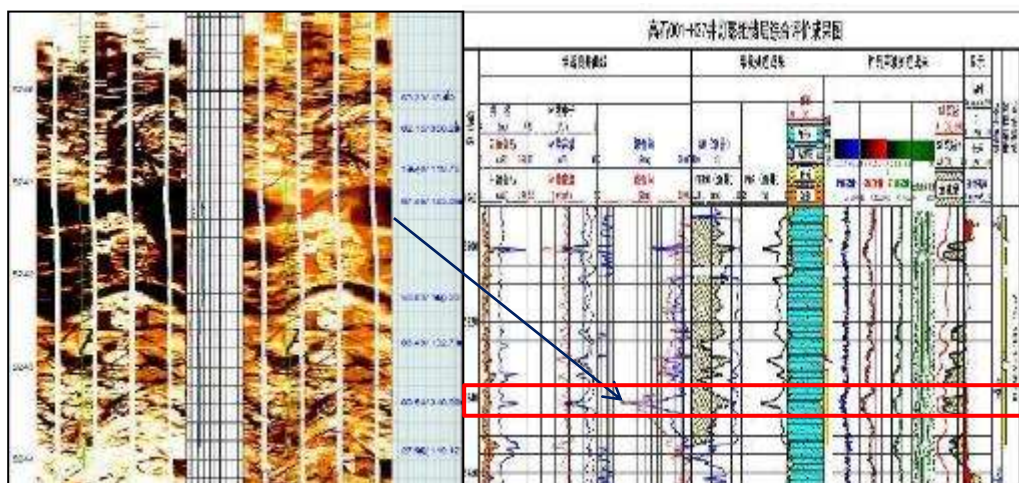


Рисунок 6 Каротажные характеристики коллекторов трещины и каверны

2 Анализ геологических факторов, определяющих эффективность трещиноватых и рыхлых коллекторов

2.1 Развитие и масштаб естественных трещин

Эффективность трещин отражается на проницаемости самих трещин и их совместимости с кавернами. Трещины - это одновременно и карстовые каналы, и каналы просачивания. Способность трещин проникать в разные слои в разных масштабах различна ^[15], а диапазон и фильтрационная способность соединенных коллекторов различны. Крупномасштабные трещины часто образуют каналы с высокой проницаемостью, которые вносят значительный вклад в добычу. Эффективность трещин варьируется на разных стадиях, причем ранние трещины сильно заполняются и в основном неэффективны; Эффективность трещин, образовавшихся в период карста, которые подвергаются расширению при растворении и слабому заполнению, хорошая; Трещины на поздней стадии не были заполнены, а сочетание с порами увеличило проницаемость коллектора с эффективностью от умеренной до хорошей.

2.2 Развитие и связность трещины и каверны

Эффективность трещины и каверны отражается на их размере, распределении и связанности друг с другом. Чем больше размер каверны, тем сильнее эффект растворения, что в большей степени способствует образованию хорошего коллектора; чем выше плотность каверн, тем лучше коллектор. Чем более развиты каверны матрицы, тем более благоприятной является связность каверны. И наоборот, если каверны матрицы не развиты и каверны более дисперсны, связность ухудшается. Пористость является основой коллектора и запасов. Образование каверны в растворе, то есть пористость поверхности, определяет качество коллектора. Глубинные карбонатные породы подвергаются многоступенчатому заполнению, что уменьшает связность между кавернами и усугубляет разницу в проницаемости между слоями. Следовательно, необходимо оценить как развитие каверны матрицы, так и пустоты растворения, а также связность между ними.

2.3 Соответствие между трещинами и кавернами

Генезис трещин и каверн характеризуется как независимостью, так и взаимосвязанностью,

проявляющейся в различных механизмах образования, времени, диапазонах распространения и позициях; Взаимосвязанные особенности включают пересечения в пространственном распределении, перекрытия во времени формирования и корреляции в эволюционном процессе диагенеза (растворения и заполнения). Эти характеристики определяют различные соотношения соответствия между трещинами и кавернами, а соотношение соответствия между трещинами и отверстиями определяет эффективность их соединения. Эффективность интегрированной связности трещин и каверн является самой высокой, эффективность перекрестной связности трещин и каверн средняя, а эффективность несвязанной связности трещин и отверстий низкая.

3 Режим отклика каротажа высокодебитных скважин

Скважины с высоким дебитом характеризуются высокой степенью развития пустоты растворения, развитием крупномасштабных трещин растворения и хорошими эффектами проявления нефти и газа. Особенностью каротажа является низкая естественная гамма-излучение с высокими значениями пористости, отображаемыми нейтронами, звуковыми волнами и плотностью. Удельное сопротивление значительно снижается по сравнению с плотным слоем, и существует значительная положительная разница в глубине между двумя сторонами. Затухание энергии волн Стоунли является значительным^[16-17], а характеристики отражения и интерференции акустической переменной плотности очевидны. Каротаж изображений интерпретирует высокую пористость и хорошую связность трещин и каверн, а дистанционное акустическое обнаружение интерпретирует развитие трещин и каверн вблизи скважины. Несколько наборов пластов растворения с высокой пористостью или высокой трещиноватостью разрабатываются вертикально (вертикальные скважины) или горизонтально (горизонтальные скважины) в одной скважине (коллектор с более высоким RQ на рисунке 7 относится к высококачественному коллектору I класса). Критерии интерпретации приведены в таблице 1.

Таблица 1 Критерии интерпретации эффективности трещинно-кавернозных коллекторов синийской системы группы светлы лампы в бассейне Центральной Сычуани

Производительность (10тыс. Куб.м./день)	Пористость (%)	ширина а трещины(um)	Индекс связности (%)	Средний радиус ядерной магнитной пористости (um)	Затухание волны Стоунли (%)	Коэффициент отражения звуковой волны при дальнем обнаружении (%)	Регистрация газа и измерение общего количества углеводородов (%)
Высокий	≥6	≥100	≥2.5	≥2	≥20	≥2.5	≥20

(≥50)							
Средний (10~50)	3~6	10~100	1~2.5	0.2~2	12~20	1.5~2.5	5~20
Низкий (≥10)	≤3	≤10	≤1	≤0.2	≤12	≤1.5	≤5

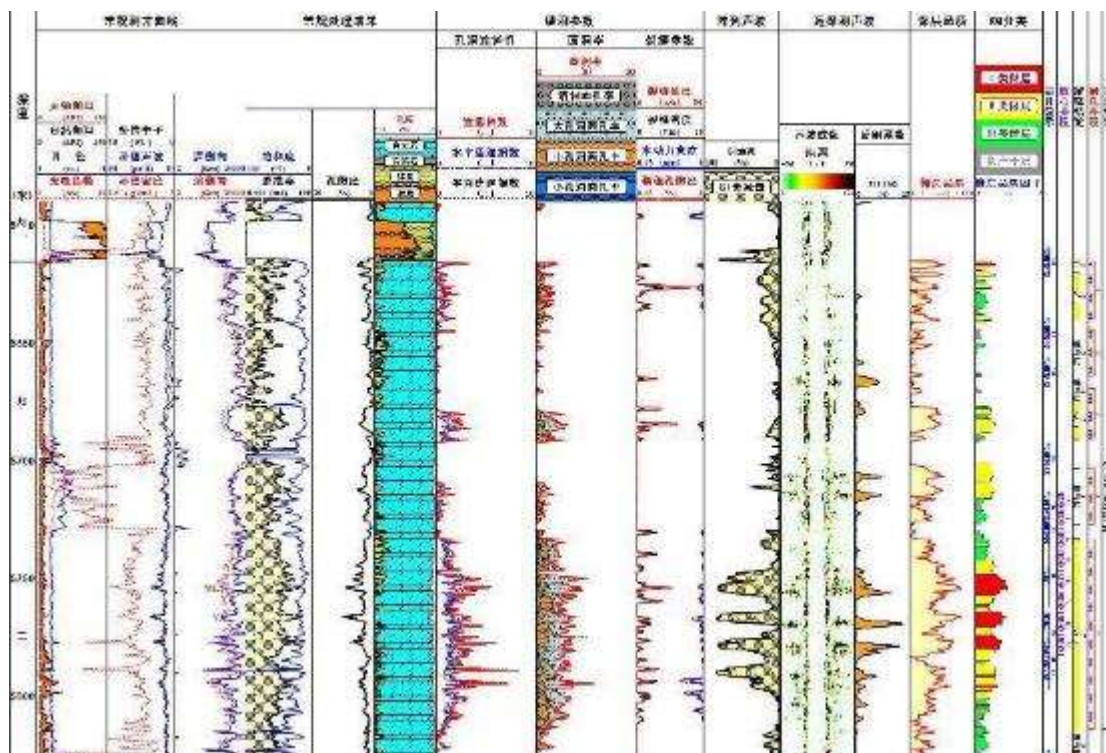


Рисунок 7 Характеристики отклика каротажа высокодебитных скважин

4 Метод каротажной оценки эффективности трещиноватых и рыхлых коллекторов

Из-за сильной неоднородности вертикального и горизонтального, а также пространственного распределения коллектора с глубокими трещинами и кавернами карбонатных пород его эффективность связана как со степенью развития полости трещины, так и с пространственным распределением каверны и трещины. Следовательно, для оценки эффективности коллектора для каверны и трещины следует оценивать не только степень развития каверны и трещины, но и пространственное распределение каверны и трещины. Необходимо сочетать точную оценку ствола скважины с интерпретацией результатов дистанционной разведки рядом со скважиной.

4.1 Извлекать параметры трещин и каверн

Извлечение параметров разработки, связности и проницаемости коллектора, включая вычисление пористости матрицы с использованием обычных данных каротажа, извлечение пористости пор, индекса связности трещины Con_i , пористости трещины и раскрытия трещины Nf из данных каротажа изображений и извлечение индекса проницаемости коллектора Ast из данных волны Стоунли. Пористость (ϕ_{ffi} , ϕ_{bvi}) и средний радиус свободной жидкости и связанной жидкости определяются методом ядерно-магнитного каротажа для оценки параметров структуры пор. Параметры для оценки развития крупномасштабных трещин и пор вблизи скважины выбираются путем извлечения

коэффициентов отражения из данных дистанционного акустического обнаружения (рис. 7, рис. 8).

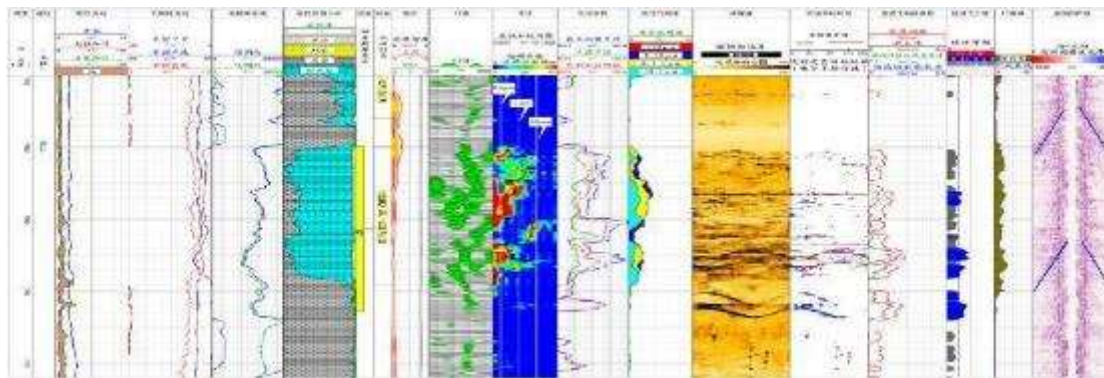


Рисунок 8 Принципиальная схема для оценки параметров апертуры ядерно-магнитного каротажа и возможности подключения каротажа изображений

4.2 Создание модели оценки качества коллектора

Создание модели оценки качества коллектора Основными факторами, определяющими эффективность коллектора из гетерогенных карбонатных пород, являются коллектор и проницаемость коллектора. Модель оценки качества коллектора RQ строится с учетом степени развития пор, связности и проницаемости трещин и каверн и других параметров. Используйте многопараметрическую подгонку или алгоритмы глубокого обучения нейронной сети, чтобы подогнать тестовую добычу различных блоков, установить комплексные стандарты оценки качества коллекторов, а затем спрогнозировать добычу из одной скважины (пласта).

Качество коллектора RQ может быть представлено тремя факторами: степенью развития ствола скважины и скважинных каверн и трещин (F1), связностью трещин и каверн (F2) и проницаемостью (F3).

$$RQ = F1 \cdot F2 \cdot F3 \dots(2)$$

Выражения для параметров F1, F2 и F3 следующие:

$$F1 = \left[\frac{\delta \cdot (1 + \text{Refeng})}{m} \right]^a \dots(2)$$

$$F2 = \left(\frac{\text{Coni} + \text{Ast}}{2} \right)^b \dots(3)$$

$$F3 = \left(K_m \left(1 + d \frac{\phi_v}{\phi_m} \right) + e H_f^2 \phi_f \cos \alpha \right)^c \dots(4)$$

Где:

$$\delta = f(\phi_m, \phi_f, \phi_v) \dots(5)$$

Основываясь на приведенных выше выражениях, RQ может быть выражен как:

$$RQ = \left[\frac{\delta \cdot (1 + \text{Refeng})}{m} \right]^a \cdot \left(\frac{\text{Coni} + \text{Ast}}{2} \right)^b \cdot \left(K_m \left(1 + d \frac{\phi_v}{\phi_m} \right) + e H_f^2 \phi_f \cos \alpha \right)^c \dots(6)$$

В формуле m - параметр, относящийся к структуре пор (ядерный магнитный резонанс), десятичный, безразмерный;

δ – Функция пористости матрицы, рассчитанной для акустических волн ϕ_m , и пористости разрушения ϕ_f и пористости растворения ϕ_v , рассчитанной для каротажа изображений, с

десятичными знаками; Refeng - коэффициент отражения звуковых волн при дальнем обнаружении, десятичный; Coni - индекс связности, рассчитанный с помощью каротажа изображений, десятичный; Ast - коэффициент ослабления энергии волны Стоунли, десятичный.;

K_m - проницаемость матрицы, mD; - раскрытие трещины, мкм; α - угол наклона трещины;

d - коэффициент связи между пустотами растворения и порами матрицы, в десятичных разрядах; e - коэффициент связи между трещинами, порами матрицы и порами растворения, в десятичных разрядах;

a, b и c - неопределенные коэффициенты.

5 Примеры применения

Это достижение было применено для оценки эффективности глубоководного коллектора с несколькими скважинами трещиноватости карбонатных пород в синьской системы группы светов лампы Мокси в центральной Сычуани. В этом пласте были протестированы параметры трещиноватости 17 скважин, из которых были извлечены данные, и был рассчитан параметр качества коллектора RQ. На основе обработки прямоугольных волн и оценки сортировки был построен комплексный показатель качества RPI пласта путем взвешивания толщины, а модель прогнозирования продуктивности была создана с использованием метода регрессии (рис. 9). В результате проверки 16 скважин было установлено, что 13 скважин соответствуют требованиям, но 3 скважины не соответствуют требованиям, с коэффициентом совпадения 81,3%, что указывает на эффективность метода. Например, каротажная интерпретация скважины ХХЗ показывает развитие трещин в стволе скважины и каверн, в то время как интерпретация дистанционного обнаружения показывает развитие крупномасштабных трещин вблизи нескольких участков скважины. Сейсмическая интерпретация показывает наличие аномальных тел, и соответствие трещин и каверн хорошее. Прогнозируемая добыча в результате лесозаготовок составляет 643800 кубометров в сутки, а протестированная добыча составляет 568500 кубометров в сутки, что хорошо согласуется.

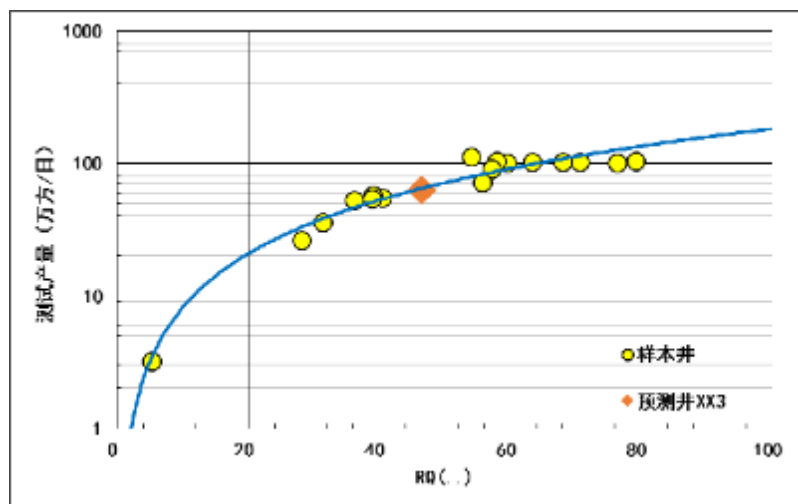


Рисунок 9 Модель прогнозирования производства

Заключение

Приведенные выше исследования показывают, что эффективность залежи глубоких трещиноватых карбонатных пород зависит от развития и связности пустоты растворения и трещиноватостей, а скважины с высокой продуктивностью зависят от развития крупномасштабных трещин и соответствуют скважинам с большими отверстиями пустоты растворения. Приведенный пример хорошо доказывает, что многопараметрическая расчетная модель может эффективно решать задачу оценки эффективности многомасштабных трещино-кавернозных коллекторов с сильной неоднородностью и имеет хороший эффект валидации для высокодебитных скважин.

УДК 0553.982

О. Р. Привалова^{1,2}, М.Е. Тайгина¹, И.Н. Асылгареев¹

¹ООО «РН-БашНИПИнефть»

²Уфимский Университет Науки и Технологий

**ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ВЫСОКОТЕХНОЛОГИЧНЫХ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ИССЛЕДОВАНИЙ
СКВАЖИН ДЛЯ ОЦЕНКИ ПОТЕНЦИАЛА КАРБОНАТНОЙ ПАЧКИ В УСЛОВИЯХ НИЗКОЙ ИЗУЧЕННОСТИ
(НА ПРИМЕРЕ БЛИЖНЕВОСТОЧНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ).**

Аннотация.

В результате геолого-разведочных работ открыто месторождение X, расположенное в пределах Аравийской плиты. Открыта промышленная нефтеносность четырех формаций, включая карбонатную формацию Rumaila. В результате совместного анализа керновых данных, результатов обработки каротажа открытого ствола и промысловых исследований определены факторы геологической неоднородности, связанной с цикличностью отложений. Выделены петроклассы, связанные с размером и типом пустотного пространства. Наиболее перспективные породы связаны с петроклассами 1, 2 и 4 и залегают в верхней части формации.

Электрический микроимиджер ЭМИ позволил провести детальную внутрипластовую корреляцию, подтверждающую плоско-параллельное напластование. Методы ядерно-магнитного каротажа ЯМК, комплекс гамма-гамма плотностного ГГК, акустического АК и нейтронного НК каротажей позволяют выделить петроклассы в разрезе по данным исследований в открытом стволе и использовать различные связи для прогноза проницаемости.

Месторождение X расположено в пределах Аравийской плиты, основную часть осадочного чехла которой составляют палеозойские и мезозойские породы. Район считается малоразведанным. Планирование геолого-разведочных работ в рассматриваемом регионе и анализ перспектив нефтеносности прогнозировало продуктивность интервалов Najmah и Nahr Umr, из которых в соседних разведочных скважинах ранее получены притоки нефти при испытании. Еще в трех пластах отмечались нефтепроявления по каменному материалу (Alan, Sargelu, Yamama). В отложениях Rumaila на соседних участках нефтепроявлений не встречено.

Формация Sargelu средней юры является нефтематеринской, сложена толщей мергелей и глинистых известняков с прослоями известняков, и может участвовать в обеспечении нефтегазового потенциала региона. Содержание органического вещества составляет от 1% до 4%. Основным резервуаром генерируемых углеводородов служат пористые известняки формации Yamama. В юго-западном направлении глинистость этих отложений снижается, переходя в глинистые известняки и мергели. Отложения Sargelu могут также рассматриваться в качестве покрышки для нижней юры – формации Alan.

Верхнеюрские отложения подразделяются на формации Najmah и Gotnia. Нижняя часть разреза, формация Najmah, повсеместно представлена известняками, местами мелоподобными или

органогенными, с прослоями доломитов. Вышезалегающая формация Gotnia на юго-востоке региона в значительной своей части сложена ангидритами и каменной солью. В северо-западном направлении существенную роль в разрезе приобретают карбонатные разности (известняки, доломиты), которые включают прослои ангидритов.

Меловые отложения вскрыты в полном объеме. В валанжин-аптской части разреза нижнего мела выделяются формации Yamama, Ratawi, Zubair и Shuaiba.

Формация Nahr Umr альбского возраста (нижний мел) в юго-восточной части региона сложена черными сланцами с прослоями мелко и среднезернистых песчаников с прогнозируемым содержанием органического вещества около 2%. В пределах рассматриваемого месторождения происходит возрастание доли песчаников в разрезе. Формация Nahr Umr не может рассматриваться как материнская порода, но благодаря латеральной миграции может насыщаться углеводородами. Коллекторы данной формации сложены песчаниками. Пористость меняется от 10 до 30%. Мощность проницаемых пластов увеличивается в западном направлении.

Считается, что именно в нижнемеловых отложениях распространены основные коллекторские толщи, несмотря на фаціальную изменчивость и разнообразие происхождения.

Отложения верхнего мела представлены преимущественно карбонатными породами, перекристаллизованными известняками, иногда доломитами. В сеноманской части разреза выделяются формации Ahmadi, Rumaila, Mishrif и Kifl.

Бурение скважины А подтвердило нефтеносность месторождения. В процессе бурения отмечено наличие прямых признаков нефтеносности в формациях: Alan, Sargelu, Gotnia/Najmah, Yamama/Ratawi, Nahr Umr, Rumaila. К прямым признакам отнесены повышенные суммарные газопоказания, нефтепроявления по шламу и керну, положительные испытания пластоиспытателем на трубах ИПТ или на кабеле ОПК. Косвенные признаки по каротажу также учитывались при рекомендациях проектных интервалов перфорации. Учитывалось наличие покрышки; значения пористости по ГИС выше нижнего предела; выделение интервалов эффективной пористости по каротажу; расхождения разноглубинных методов сопротивления как признака фильтрации в пласт и оценка характера насыщения.

После окончания бурения и испытаний целевыми продуктивными пластами признаны Rumaila, Ratawi, Gotnia и Najmah. Менее всего изучена формация Rumaila, коллекторская оценка которой выполняется в представленном проекте.

Скважина А вскрыла отложения формации Rumaila толщиной около 60м (рисунок 1). По первичному описанию керна они представлены преимущественно среднезернистыми известняками – вакстоунами. Отмечается пропитка нефтью различной степени интенсивности, от слабой до сильной. Характеризовались повышенными суммарными газопоказаниями до 6%. Пористость определялась в интервале от 14 до 23%. В результате тестирования пласта в открытом стволе прибором на трубах получен незначительный приток жидкости с нефтью. При испытании в колонне получен промышленный приток нефти более 100т/сут.

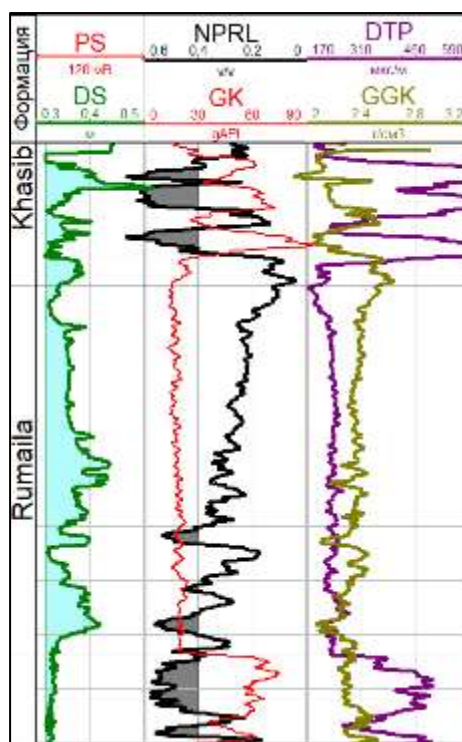


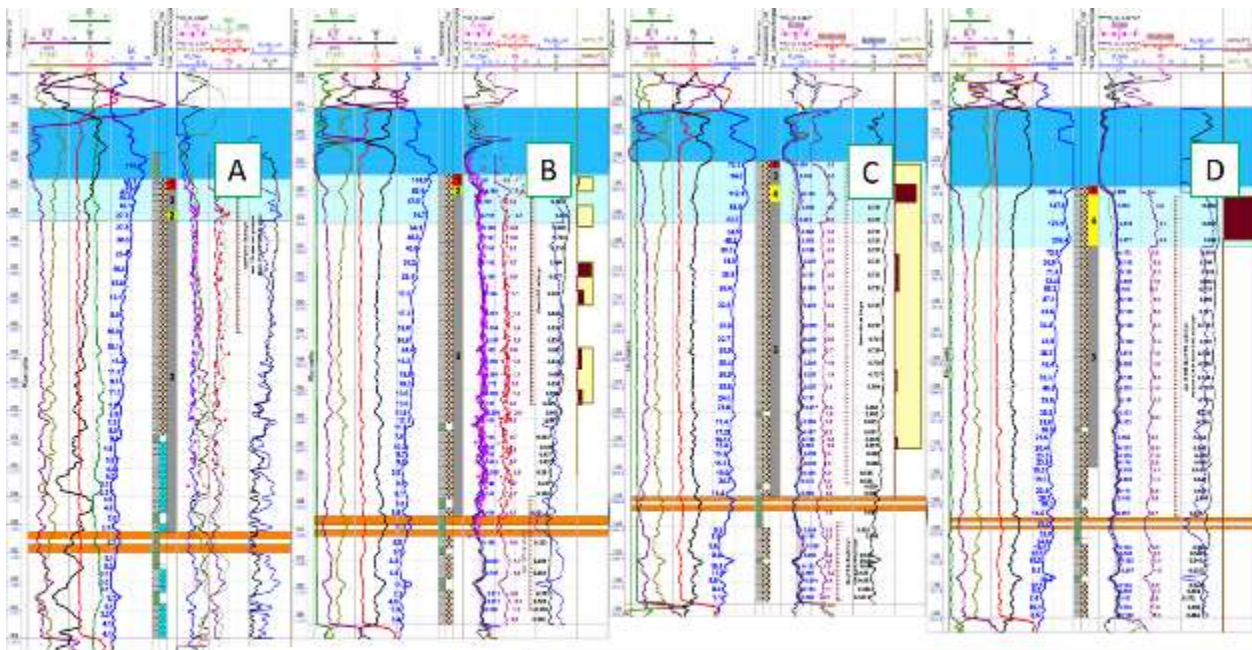
Рисунок 1 - геофизическая характеристика формации Rumaila, вскрытой скважиной А.

После успешного испытания формации Rumaila в скважине А пробурено и испытано 3 новых скважины месторождения Х. Несмотря на схожую геофизическую характеристику результаты испытаний различны. При анализе причин расхождений выявлены несколько факторов.

- Верхняя часть формации слабо дифференцируется по данным стандартных методов;
- Для детальной внутрислоевой корреляции использован электрический микроимиджер; прослеживание высокоомных непроницаемых интервалов позволило выявить выдержанность и плоско-параллельное напластование слоев (рисунок 2а);
- Сильная неоднородность, выраженная в маломощных прослоях и дифференциации петрофизических свойств, соответствует более глубоководным отложениям нижней части формации. В целом, отложения формации можно отнести к регрессивному макроциклу (по Д. Сулейманову).

Закономерности в напластовании и совместная интерпретация данных керна, ГИС и промыслово-геофизических исследований ПГИ способствовали разделению на петроклассы, различные по проницаемости внутри одного пласта (рисунок 2 б). В интервале формации Rumaila условно выделены 4 петрокласса. 1 тип – низко-среднепористый коллектор с плотными включениями и небольшим количеством трещин (по томографии полноразмерных образцов керна). Имеет лучшую проницаемость. По ПГИ отмечается работа расходомера. Встречен во всех скважинах. Залегает непосредственно ниже плотной пачки, перекрытой глинистой крышкой. 2 петрокласс: средне-высокопористый коллектор с крупными плотными включениями, большим количеством каверн (до 1см) и мелких трещин, с которыми ассоциированы микропоры (томография полноразмерных образцов керна). Приток определен по термометрии. Выделен по керну. Для 3 типа характерны пористость от низкой до высокой, единичные образцы с микропористостью, трещины и плотные включения по керну не отмечается; каверны развиты в различной степени. Петрокласс выделен по керну и промысловой характеристике (слабый приток по расходомеру, диагностируется приток по термометру).

Также предварительно выделен 4 петрокласс только по данным промысловых исследований как интервал с лучшим притоком. На сегодняшний день не охарактеризован керном и требует дальнейшего изучения.



Петроклассы по ГИС

1

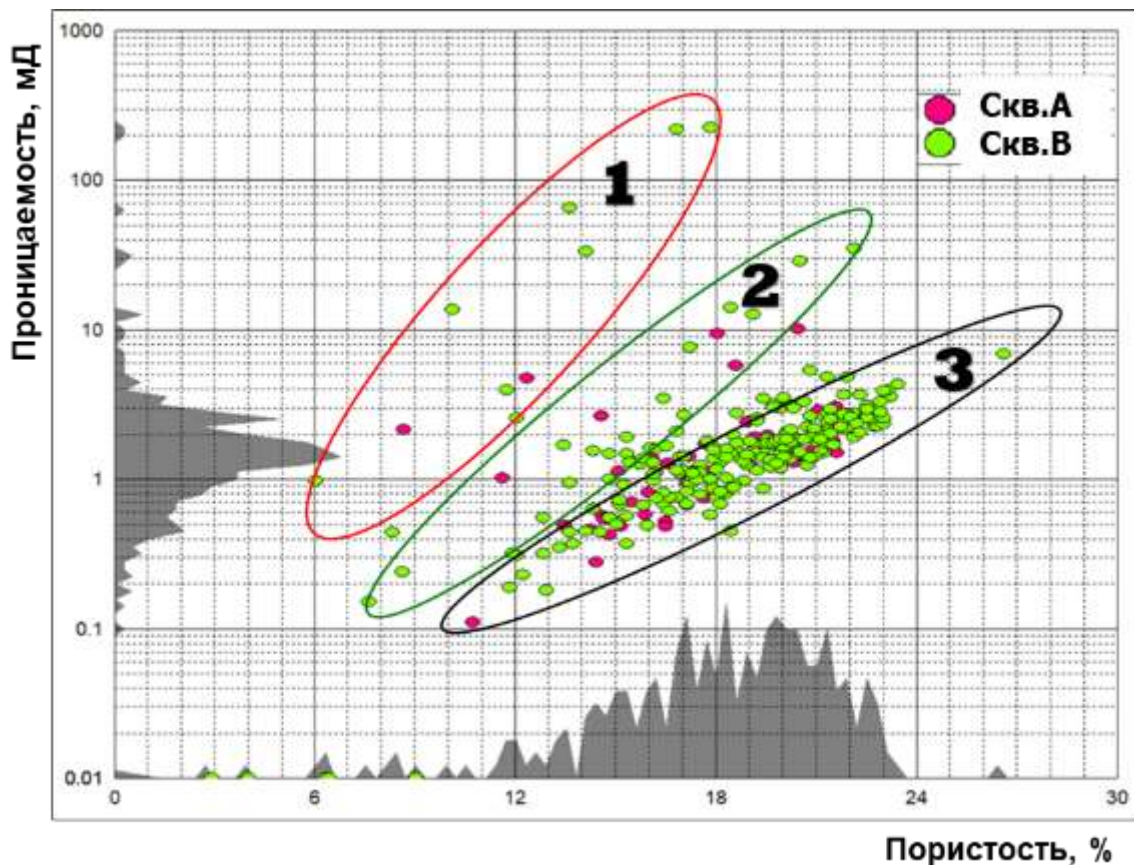
2

3

A

Номер скважины

а



б

Рисунок 2 – формация Rumaila. Коррхема выделения петроклассов (а) и связь проницаемости и пористости (б) с выделенными петроклассами

Выделенные типы коллектора подтверждаются методами ГИС (рисунок 3-5). Результаты исследования ядерно-магнитного резонанса ЯМР на керне коррелируют с результатами ядерно-магнитного каротажа в скважинах. Для пород 1 типа наблюдается бимодальное распределение

времени релаксации, соответствующее пустотам различного размера. Для пород 2 петрокласса диапазон пористости средний между 1 и 3 типом. Для 3 петрокласса характерно наименьшее время релаксации с узким диапазоном спектра и наибольшие значения пористости. Такое распределение свойственно породам межзернового типа пористости с равномерным радиусом пор. Для лучшей сходимости распределений ЯМР и ЯМК необходимо расширить базу керновых исследований и донстроить связи керн-ГИС.

Условное выделение типов в скважинах без керна и ЯМК возможно по комплексным палеткам с использованием плотностного, акустического и нейтронного методов. По результатам сопоставления отмечается ряд особенностей петроклассов. Для 1 типа – занижение интервального времени и плотности, характерное для зоны разуплотнения (рисунок 4) и доломитизация пород 4 петрокласса. Для 2 петрокласса определяются высокие значения эффективной пористости методом ЯМК (рисунок 5). Породы 3 петрокласса самые частовстречаемые в разрезе, литологически представлены известняками, в различной степени доломитизированными по данным ГИС, с широким диапазоном емкостных свойств при небольшой до 10мД проницаемости.

Наиболее перспективными с коллекторской точки зрения являются петроклассы 1, 2, 4.

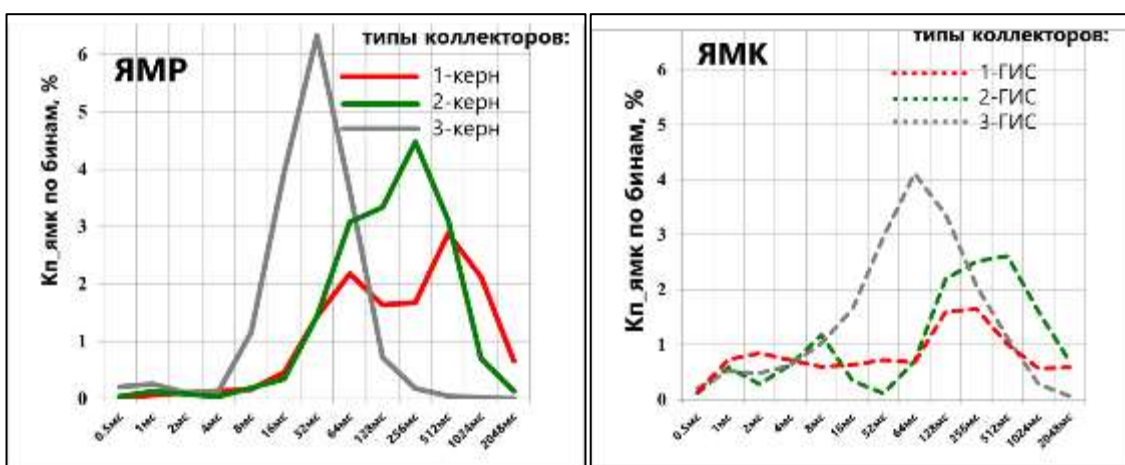


Рисунок 3 – Сравнение характеристик петроклассов пласта Rumaila по ЯМР и ЯМК

Результаты

Геолого-разведочные работы на новом участке, расположенном в пределах Аравийской плиты закончились успешно открытием месторождения X. Впервые в этом регионе подтверждена промышленная нефтеносность формации Rumaila.

Осложняющими факторами проведения исследований в скважине и интерпретации данных ГИС является низкая изученность отложений формации.

Несмотря на слабую дифференциацию стандартных методов ГИС в верхней части формации характер работы скважин различен. Анализ причин расхождений выявил неоднородность пород, связанных со слоистостью и цикличностью карбонатных отложений.

С помощью высокотехнологичных методов исследований скважин проведена внутрипластовая корреляция и типизация пород. Петроклассы различаются по размерам и структуре пустотного пространства.

Наиболее перспективными по коллекторским свойствам являются типы 1, 2 и 4. Петрокласс 4 требует дополнительного доизучения.

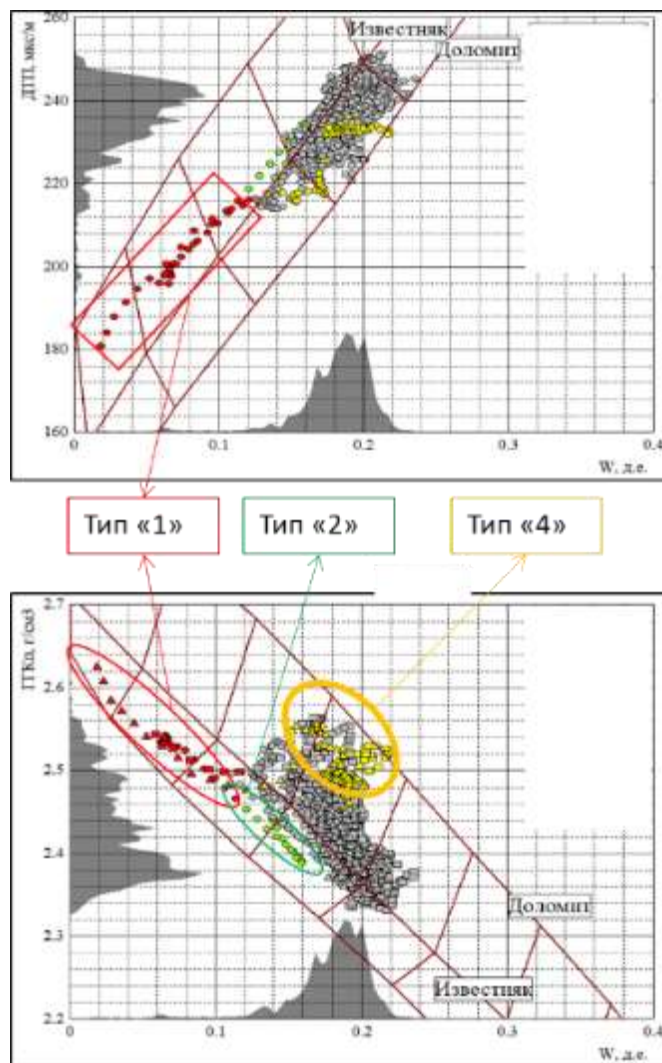


Рисунок 4 - Прогноз петрокласов пласта Rumaila в разрезе скважин по комплексным палеткам нейтронного НК, плотностного ГГК и акустического каротажа

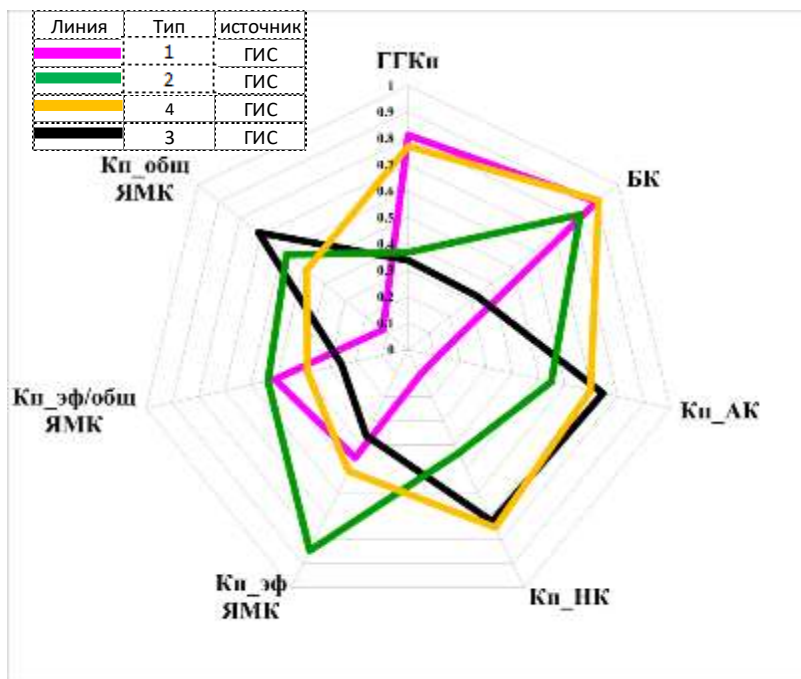


Рисунок 5 – роза-диаграмма свойств петрокласов формации Rumaila. Значения ГИС нормированы от 0 до 1.

THE USE OF HIGH-TECH GEOPHYSICAL METHODS OF WELL RESEARCH TO ASSESS THE POTENTIAL OF A CARBONATE FORMATION IN CONDITIONS OF LOW STUDY (USING THE EXAMPLE OF A MIDDLE EASTERN FIELD).

Annotation.

As a result of geological exploration, the X deposit was discovered in the Arabian Plate. The industrial oil-bearing capacity of four formations, including the Rumaila carbonate formation, has been discovered. As a result of the joint analysis of core data, the results of open-bore logging processing and field studies, the factors of geological heterogeneity associated with the cyclicity of sediments were determined. Petroclasses related to the size and type of void space are allocated. The rocks with improved reservoir properties are associated with petroclasses 1, 2 and 4 and confined to the upper part of the formation.

The electric microimager (EMI) allowed for a detailed intraformational correlation confirming the plane-regular bedding. The methods of nuclear magnetic logging (NMR), a complex of gamma-gamma density (RHOB), sonic (DTp, DTs) and hydrogen content (NPHI) logging allow to identify petroclasses in the well section according to the open hole logging and use various interconnections to predict permeability.

The X deposit is located within the Arabian Plate, the main part of the sedimentary cover of which consists of Paleozoic and Mesozoic rocks. The area is considered to be poorly explored. The planning of exploration activities in the region and the analysis of oil-bearing prospects predicted the productivity of the Najmah and Nahr Umr intervals, from which oil inflows were previously obtained during testing in neighboring exploration wells. Oil occurrences in stone material were noted in three more formations (Alan, Sargelu, Yamama). No oil occurrences were found in the Rumaila formation in the neighboring areas.

The Sargelu formation of the Middle Jurassic is oil-producing, composed of a thickness of marls and clay limestones with limestone interlayers, and can participate in ensuring the oil and gas potential of the region. The organic matter content ranges from 1% to 4%. The main reservoir of the generated hydrocarbons is the porous limestones of the Yamama formation. In the south-west direction, the clay content of these deposits decreases, turning into clay limestones and marls. The Sargelu deposits can also be considered as a cover for the Lower Jurassic Alan formation.

The Upper Jurassic deposits are subdivided into the Najmah and Gotnia formations. The lower part of the section, the Najmah formation, is everywhere represented by limestones, sometimes chalky or organogenic, with interlayers of dolomites. The overlying Gotnia formation in the south-east of the region is largely composed of anhydrites and rock salt. In the north-west direction, carbonate differences (limestones, dolomites), which include layers of anhydrites, play a significant role in the section.

The Cretaceous deposits have been fully encountered/uncovered/penetrated. The Yamama, Ratawi, Zubair and Shuaiba formations are distinguished in the Valangin-Apta part of the Lower Cretaceous section.

The Nahr Umr formation of the Albian age (Lower Cretaceous) in the south-eastern part of the region is composed of black shales with interlayers of fine and medium-grained sandstones with a predicted organic matter content of about 2%. Within the limits of the deposit under consideration, there is an increase in the proportion of sandstones in the section. The Nahr Umr formation cannot be considered as a parent rock, but due to lateral migration it can be saturated with hydrocarbons. The reservoirs of this formation are composed of sandstones. Porosity varies from 10 to 30%. The capacity of permeable layers increases in the western direction.

It is believed that it is in the Lower Cretaceous sediments that the main reservoir strata are common, despite the facies variability and diversity of origin.

Upper Cretaceous deposits are mainly represented by carbonate rocks, recrystallized limestones, and sometimes dolomites. In the Cenomanian part of the section, Ahmadi, Rudy Mel, Mishrif and Kill are

distinguished.

Drilling of well A confirmed the oil content of the field. During drilling, the presence of direct signs of oil indications was noted in the formations: Alan, Sargelu, Gotnia/Najmah, Yamama/Ratawi, Nahr Umr, Rumaila. The direct signs include increased total gas indications, oil occurrences on sludge and core, positive tests by a drillstem or wireline formation tester. Indirect signs of logging were also taken into account when recommending design perforation intervals. The presence of a cap; the porosity values according to logging are above the lower limit; allocation of effective porosity intervals by logging; divergences of different-depth resistivity methods as a sign of filtration into the reservoir and assessment of saturation was taken into account.

After the end of drilling and testing, Rumaila, Ratawi, Gotnia and Najmah are recognized as the target productive formations. The Rumaila formation, the reservoir properties assessment of which this report is devoted to, is the least studied.

Well A has uncovered deposits of the Rumaila formation with a thickness of about 60 m (Figure 1). According to the primary description of the core, they are mainly represented by medium-grained limestone - waxstones. Oil impregnation of varying degrees of intensity, from weak to strong, is noted. Interval were characterized by increased total gas indications up to 6% on gas logging. Porosity was determined in the range from 14 to 23%. As a result of open hole formation test, an insignificant inflow of liquid with oil was obtained. When tested in the cased-hole well, an industrial oil inflow of more than 100 t/day was obtained.

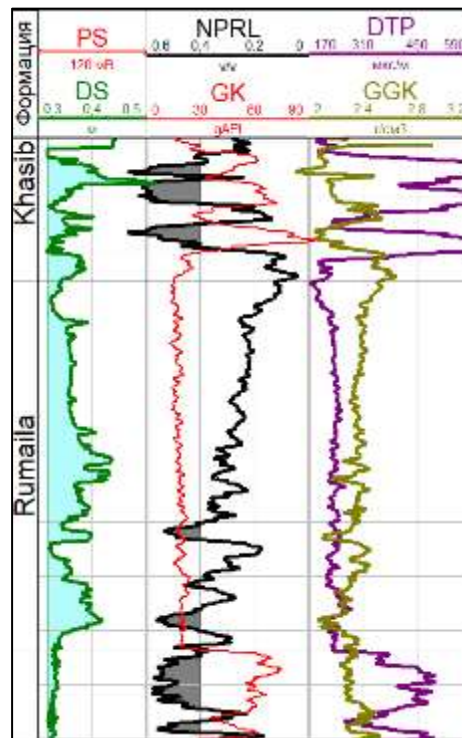


Figure 1 - Geophysical characteristics of the Rumaila formation penetrated by well A.

After successful testing of the Rumaila formation in well A, 3 new wells of Field X were drilled and tested. Despite the similar geophysical characteristics, the test results are different. When analyzing the causes of discrepancies, several factors were identified.

- The upper part of the formation is poorly differentiated according to standard logging methods;
- For detailed intraformational correlation, an electric microimager was used; tracing high-resistance impermeable intervals revealed the consistency and plane-regular bedding of layers (Figure 2a);
- Significant heterogeneity, expressed in low-power interlayers and differentiation of petrophysical properties, corresponds to deeper sediments of the lower part of the formation. In general, the deposits of the formation can be attributed to a regressive macrocycle (according to D. Suleymanov).

Patterns in bedding and joint interpretation of core and logging data, and also production logging contributed to the division into petroclasses, different in permeability within the same formation (Figure 2b).

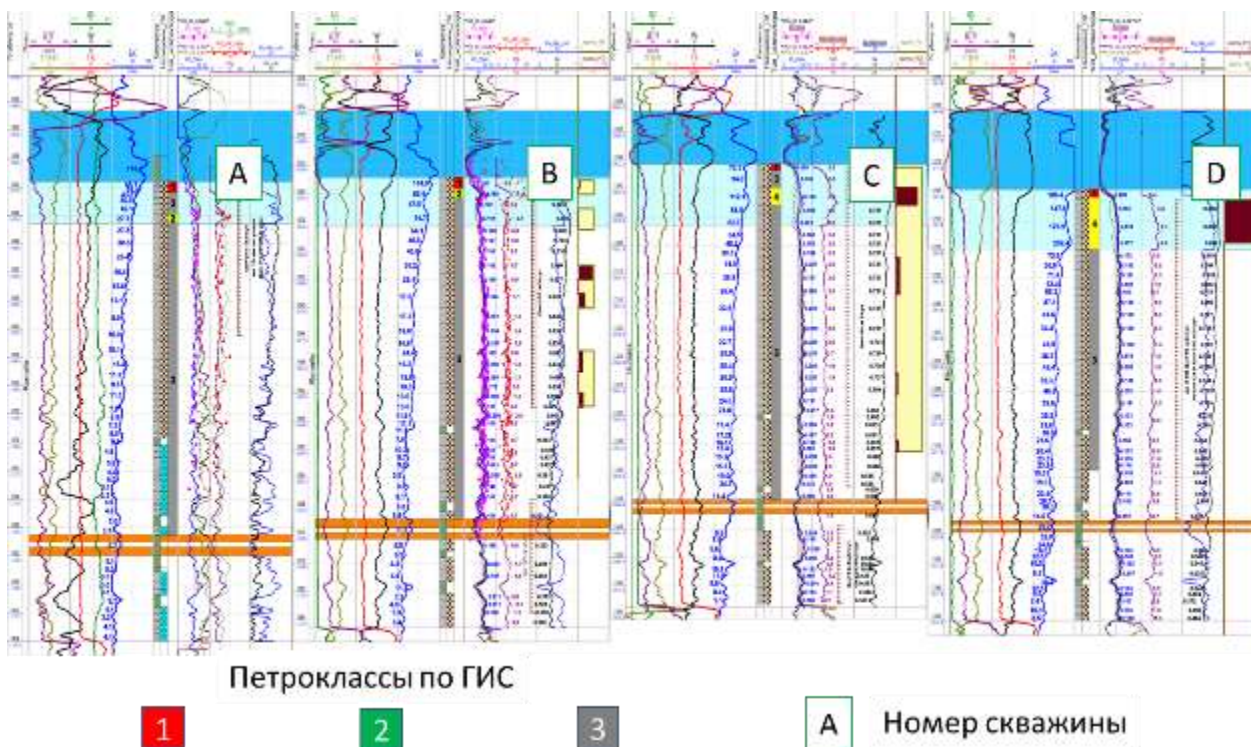
In the interval of the Rumaila formation, 3 petroclasses are conditionally allocated.

Type 1 is a low–medium porous collector with dense inclusions and a small number of cracks (according to tomography of full-size core samples). Has better permeability. According to the production logging, the operation of the flow meter is noted. It is found in all wells. It lies directly below the dense pack, covered with a clay tire.

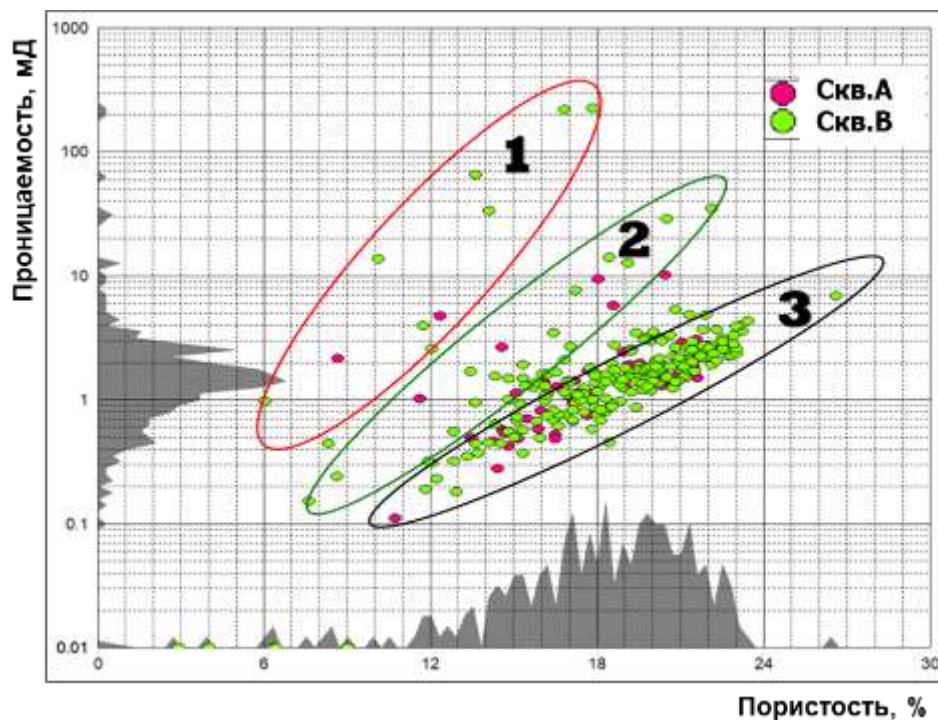
Petroclass 2: medium-high-porous reservoir with large dense inclusions, a large number of cavities (up to 1 cm) and small cracks associated with micropores (tomography of full-size core samples). The inflow is determined by thermometry. Selected by core.

Type 3 is characterized by porosity from low to high, single samples with microporosity, cracks and dense inclusions along the core are not noted; cavities are developed to varying degrees. Petroclass is distinguished by core and production characteristics (weak inflow by flow meter, inflow is diagnosed by thermometer).

Also, the 4 petroclass has been preliminarily allocated only according to production logging data as the interval with the best inflow. To date, it has not been characterized by core and requires further study.



a



6

Figure 2 – Rumaila formation. The correlation pattern of allocation of petro classes (a) and the comparison of permeability and porosity (b) with the allocated petro classes

Reservoir types are confirmed by logging methods (Figure 3-5). The results of the nuclear magnetic resonance NMR study on the core correlate with the results of nuclear magnetic logging NML in wells. For type 1 rocks, a bimodal relaxation time distribution corresponding to voids of various sizes is observed. For Petroclass 2 rocks, the porosity range is average between type 1 and type 3. The lowest relaxation time with a narrow range of the spectrum and the highest porosity values are characteristic of the 3rd petroclass. This distribution is characteristic of intergranular porosity rocks with a uniform pore radius. For better convergence of NMR and NML distributions, it is necessary to expand the core research base and fine-tune core-log correlations.

Conditional separation of types in wells without core and NML is possible using complex pallets using density, sonic and neutron methods. According to the results of the comparison, a number of features of petro classes are noted. For type 1, there is an underestimation of the interval time and density characteristic of the decompression zone (Figure 4) and the dolomitization of rocks of the 4th petroclass. For petroclass 2, high values of effective porosity are determined by the NMR method (Figure 5). Rocks of the 3rd petroclass are the most frequently encountered in the section, lithologically represented by limestones, partially dolomitized according to log data, with a wide range of capacitance properties with a small to 10mD permeability.

The most perspective in reservoir properties are petro classes 1, 2, 4.

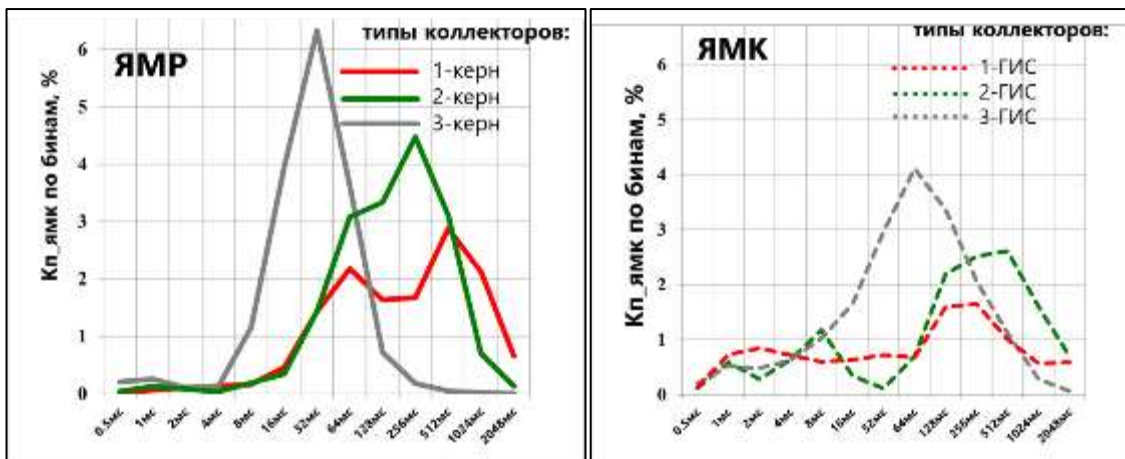


Figure 3 – Comparison of characteristics the Rumaila formation petroclasses by NMR on core and NML

Results

Exploration work on a new field located within the Arabian Plate ended successfully with the discovery of the X deposit. For the first time in this region, the industrial oil content of the Rumaila formation has been confirmed.

The complicating factor of conducting research in the well and interpreting log data is the low formation deposits knowledge level.

Despite the weak differentiation of standard log data in the upper part of the formation, the well production is different. Analysis of the causes of the discrepancies revealed heterogeneity of rocks associated with subsurface layering and cyclical carbonate deposits.

With the help of high-tech methods of well research, intraformation correlation and rock typing were carried out. Petroclasses differ in the size and structure of the void space.

The most perspective in reservoir properties are petro classes 1, 2, 4. The 4th petroclass requires further study.

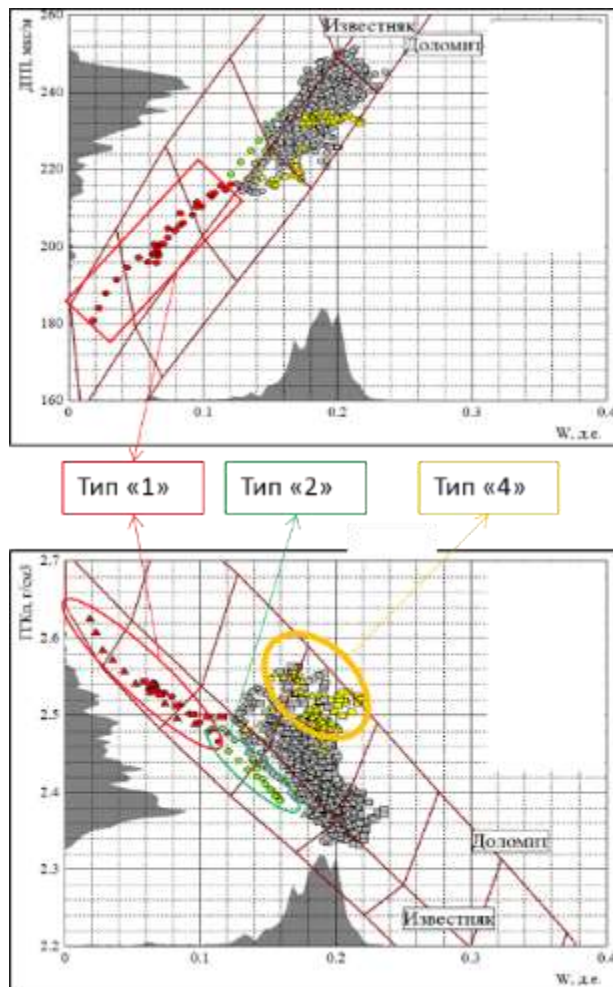


Figure 4 - Forecast of petroclasses of the Rumaila formation in the section of wells by complex pallets of neutron, density and sonic logging

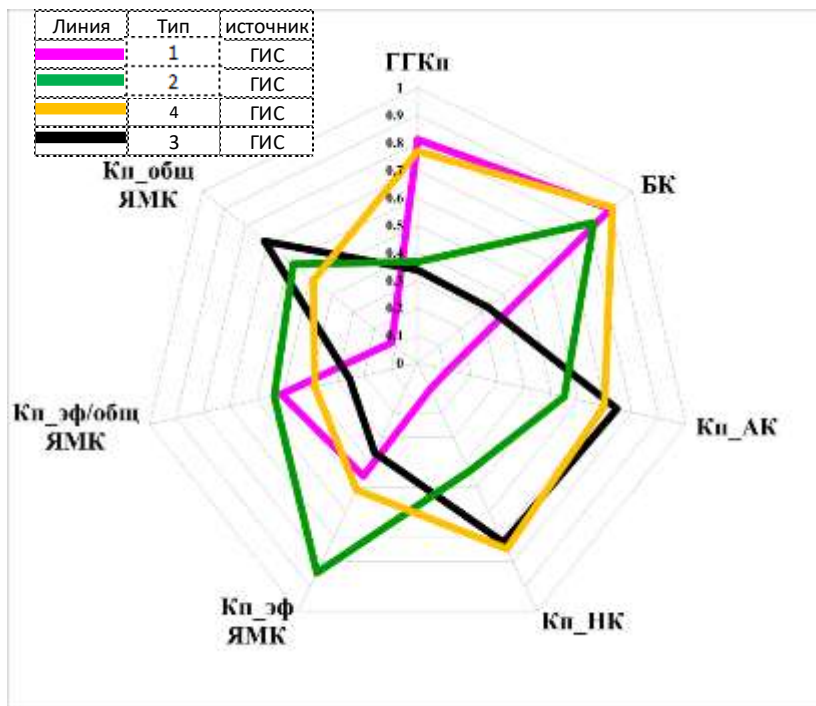


Figure 5 – radar chart the Rumaila formation petroclasses properties. Log data values are normalized from 0 to 1.

基于 CIFLog3.1 的同位素注入剖面测井资料智能解释技术

裴建亚 蔡兵 王倩 冯逾 彭绍章

(中国石油大庆油田有限责任公司测试技术服务分公司)

摘要：同位素注入剖面测井因其工艺简单，测井资料分层性能好，在各个油田广泛应用，是油田注水开发动态监测的重要手段。随着油田开发的深入，同位素测井工作量大，数据时效性要求高，加之油田公司人工紧张、资料解释效率低的问题日渐突出，对测井资料智能化解释的需求呼之欲出。人工智能、机器学习方法在测井领域应用的逐步深入，为同位素测井资料智能化解释方法的研究提供了新思路。借助多样的机器学习算法对传统的同位素解释流程进行智能化的改造，搭建同位素注入剖面测井资料智能化解释软件，实现同位素注入剖面测井数据的批量化处理、智能化解释。与人工肉眼判断相比，智能化解释的精确度更高，资料处理解释效率更快，能够解决未来人工短缺情况下测井资料快速解释外报的生产要求。

关键词：同位素；吸水剖面；智能化解释；机器学习

0. 引言

同位素注入剖面测井是水驱油田了解各小层吸水状况的常规测井方法，先在注水井中录取一条自然伽马本底曲线，然后根据水井情况选择合适的放射性同位素示踪剂颗粒在井内释放，待示踪曲线显示分层清晰后录取同位素曲线。注入水与示踪剂颗粒形成的活化悬浮液进入地层时，示踪剂载体会滤积在地层表面，通过人为提高地层伽马射线强度来观察并计算各层的吸水量。正常注水条件下，同位素的滤积量与地层的吸水量成正比，将录取的同位素曲线与自然伽马基线叠合在一起，形成的包络面积就反映了各个目的层的吸水量。传统资料解释流程包括：基础数据录入、原始数据解编、曲线校正、工具标注、曲线叠合等，资料解释工程师解释一口井需要查阅的数据多、工作量大、耗费时间长，手动操作容易产生输入错误和“肉眼”误差，解释成果难以标准化。借助机器学习、人工智能等技术实现同位素测井资料解释流程关键环节的自动化和智能化，通过智能化算法提高曲线校正、小层吸水量等关键参数的解释精度，减少人机交互过程，提升同位素注入剖面测井资料解释效率。智能化解释方法的投产应用将减轻人工解释压力，特别是在生产高峰期间，能够在保证资料解释质量的前提下保障生产工作的正常完成。CIFLog 软件平台是目前国内大部分石油公司应用的主流

测井解释软件，经过 30 余年开发已升级至 3.1 版本，并在大庆油田完成换装。CIFLog 软件平台的二次开发和模块挂接功能为智能解释方法研发和集成提供了环境，基于该平台研发新的解释模块，后续功能开发的复杂程度会大大降低，因此在 CIFLog3.1 平台基础上开展了同位素注入剖面测井资料智能解释技术的研究。

1. 解释流程智能化改造

1.1 原始数据批量化导入

测井原始数据和水井基础数据是资料解释的原材料，也是智能化算法实施的基础性资源。首先根据标准化规则对数据存储格式、文件和参数命名等进行规范，对异常数据进行治理，保证原始数据和基础数据的标准化，为后续智能解释软件基础数据自动化提取、原始数据批量化导入及智能化算法的顺利接入打好基础。搭建的数据治理和预处理模块收集整理了注入剖面测井资料智能解释需要的基础数据集，解释工程师只要根据属地的具体情况，选择智能解释需要同步的数据，就可以将标准化数据同步到本地，数据同步模块示意图见图 1。工程师解释资料时可以直接从本地调取基础数据，有局域网的情况下，也可以直接通过网络调取。

项目	本地记录数	数据同步详细信息	进度
1 单井基础数据daa01	62921	单井基础数据daa01完成同步。	100%
2 单井小层数据daa05	826404	单井小层数据daa05完成同步。	100%
3 单井射孔数据daa091	2193668	单井射孔数据daa091完成同步。	100%
4 井下管柱数据ddb05	9893576	井下管柱数据ddb05完成同步。	100%
5 数据预处理		完成数据预处理。	100%

图 1 数据同步模块

1.2 测井曲线智能化校深

生产测井中用作校深的曲线有自然伽马或磁性定位曲线，不同时间测得的伽马曲线对于同一岩

层，曲线形态是相似的，因此可以每次带一条伽马曲线进行深度校正。但是同位素注入剖面测井时，由于同位素吸水显示会影响伽马曲线的形态，此时就需要借助磁性定位曲线作为深度传递的中间曲线。传统手工解释需要对不同次测井曲线进行反复对比，完成不同次测井伽马、井温、磁性定位等多条曲线的深度统一，以便解释评价时对多个参数进行综合分析，手工校深完成一口井至少 5-10 分钟。搭建的曲线智能校深模块采用活度计算方法放大曲线异常部位，精确定位曲线深度对比位置，取待校曲线异常所在的一定长度井段（如图 2 左侧蓝色框内 5m 长井段），在基准曲线相同深度位置取 2 倍于待校曲线长度井段（如图 2 左侧红色框内 10m 长井段），让待校曲线段在基准曲线段内上下滑动，每滑动一次计算一个曲线校深值，优选最佳校深值对曲线进行校深，完成所有曲线的整体校深只需 3-5 秒，校深准确率和工作效率都得到了大幅提升。

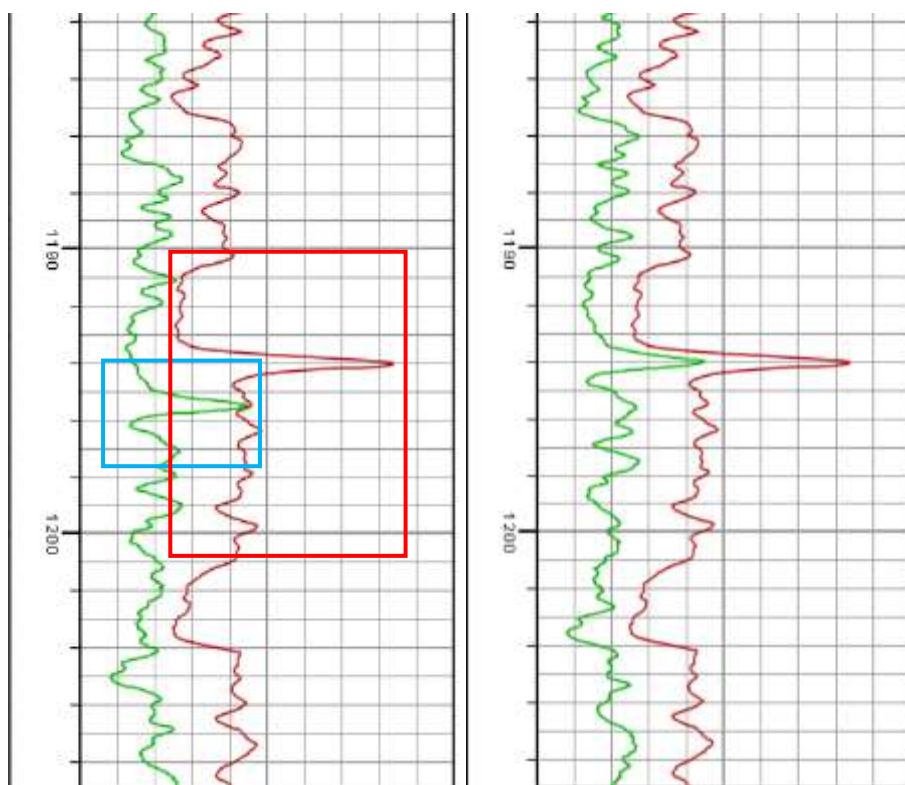


图 2 不同次测井伽马曲线校深前后对比

1.3 管柱工具智能化识别

同位素注入剖面测井中，利用磁性定位曲线正确识别并标注管柱工具有助于同位素测井资料的综合分析，特别是分层配注井，工具的准确识别可以与同位素曲线形态相结合，判断封隔器、配水器等工具工作是否正常。传统资料解释方法是由人工依据经验识别工具类型并在解释软件中手动标注工具位置。解释结果对解释工程师工作经验依赖程度高，工作效率低。搭建的管柱工具智能识别

模块采用时间序列异常点检测的方法识别磁性定位曲线上的异常点，提取磁性定位曲线异常点特征值，使用聚类方法对不同工具进行分类，实现管柱工具智能化识别。工具智能化识别和标注结果见图 3，图中蓝色框内红色标记的为识别出的配水器，蓝色标记的为识别出的封隔器，绿色框内为软件根据识别结果自动标注的工具。

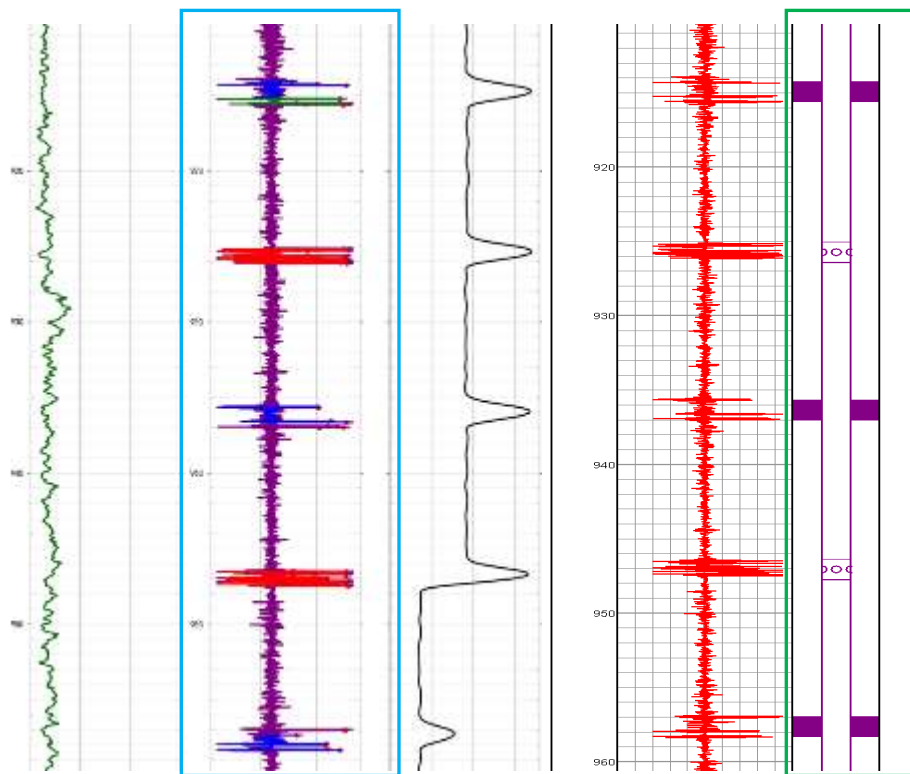


图 3 管柱工具智能识别和标注结果

1.4 同位素曲线智能化叠合

将同位素曲线与自然伽马本底曲线叠合在一起，计算二者之间的包络面积是同位素注入剖面测井资料解释过程中关键步骤。通过各小层对应的包络面积与全井包络面积的比值就可以计算各小层的相对吸水量。传统曲线叠合需要解释人员根据层位顶底深度、管柱工具位置以及同位素曲线形态三者之间的关系，通过鼠标在曲线上手动点击叠合点或面积点完成自然伽马本底曲线与同位素曲线之间包络面积的计算。搭建的曲线智能叠合模块能够自动提取射孔数据、管柱工具识别结果数据和同位素测井曲线数据。智能提取同位素曲线形态特征参数，建立曲线属性向量，识别曲线峰值和谷值。并且通过投影对比曲线波谷位置与小层顶底位置来判断吸水位置，进而计算对应的吸水面积和各小层的吸水量。通过工具位置与层段位置对比，自动扣除吸水面积中由于工具引起的沾污面积。同位素曲线智能化叠合结果见图 4。

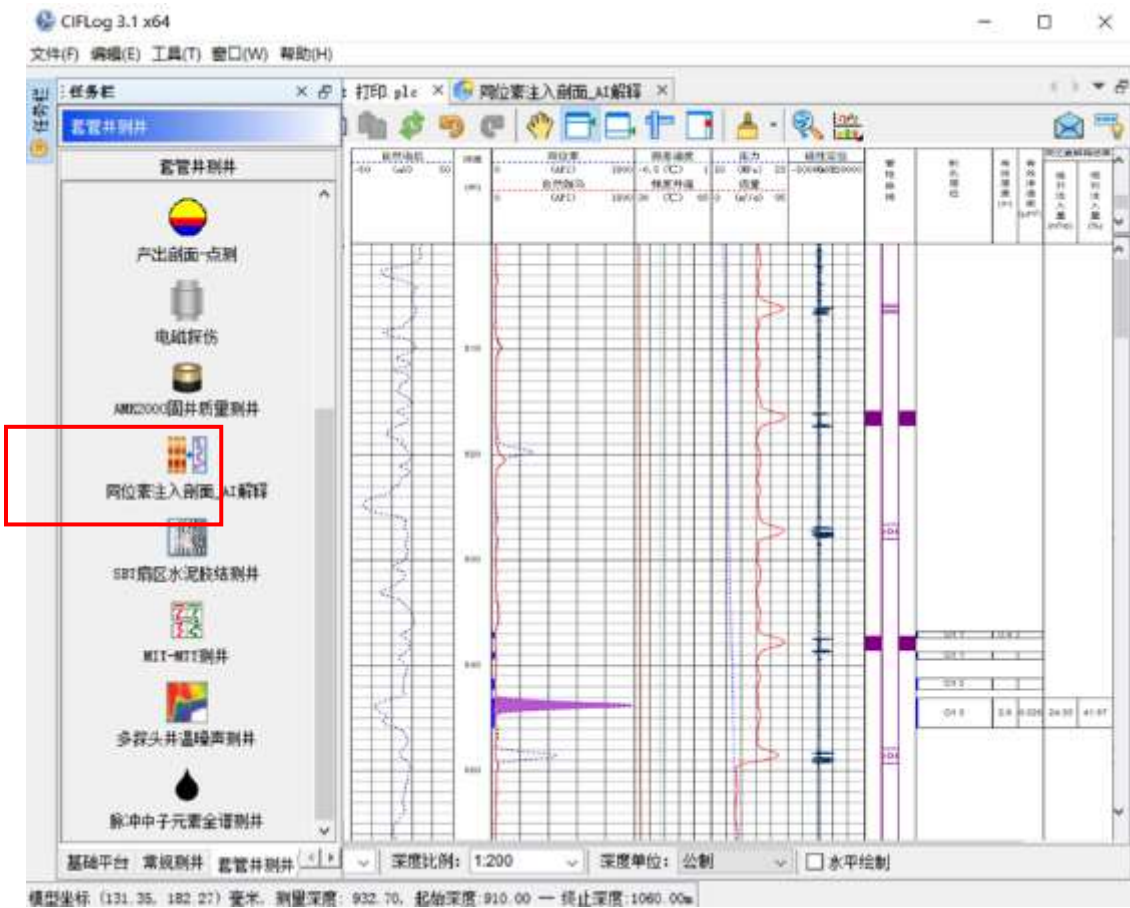


图 6 同位素注入剖面测井资料智能解释成果

3. 结论

同位素注入剖面测井是动态监测中最常规的测井方式，传统资料解释流程中绝大部分工作都需要解释工程师手动调整完成，再加上庞大的解释工作量，导致注入剖面测井资料解释成为劳动密集型工作，既不利于高效的生产，也无法避免人工干预误差。文中采用的智能化解释模型和方法旨在提高注入剖面测井资料解释质量和效率，解放出更多的解释评价劳动生产力。现场应用情况表明现有的智能化解释软件鲁棒性和准确性比较强，特别是曲线校深、工具识别等模块无需专家经验，解释精确率完全满足生产需求。

目前针对许多复杂场景中的测井资料，软件的处理能力还有待进一步提升，需要在现有的机器学习方法上改进和优化模型，增加曲线学习知识库，固化专家解释经验，提供更加全面、准确、客观的解释评价意见。

Jianya Pei, Bing Cai, Qian Wang, Yu Feng, Shaozhang Peng
logging & testing service company, daqing oilfield company limited

INTELLIGENT INTERPRETATION TECHNOLOGY OF ISOTOPE INJECTION PROFILE LOGGING DATA BASED ON CIFLOG3.1

Abstract: Isotope injection profile logging is widely used in various oilfields due to its simple process and good stratification performance of logging data. It is an important means for dynamic monitoring of oilfield waterflood development. With the deepening of oilfield development, the workload of isotope logging is large, and the requirements for data timeliness are high. In addition, the problems of labor shortage and low efficiency of data interpretation are increasingly prominent in oil field companies, so the demand for intelligent interpretation of logging data is very urgent. The gradual application of artificial intelligence and machine learning methods in the field of logging provides a new idea for the study of intelligent interpretation methods of isotope logging data. With various machine learning algorithms, the traditional isotope interpretation process is intelligently reformed, and intelligent interpretation software of isotope injection profile logging data is built to achieve batch processing and intelligent interpretation. Compared with manual visual judgment, intelligent interpretation has higher accuracy and faster data processing and interpretation efficiency, and can solve the production requirements of fast interpretation of logging data in the future under the condition of labor shortage..

Keywords: isotopes; Water absorption profile; Intelligent interpretation; machine learning

0. Introduction

Isotope injection profile logging is a conventional logging method to know the water absorption status of each small layer in water drive oilfield. Firstly, a natural gamma background curve is recorded in the water injection well, and then suitable radioactive isotope tracer particles are selected according to the well conditions to release in the well. After the tracer curve shows clear layering, the isotope curve is recorded. When the activated suspension formed by injected water and tracer particles enters the formation, the tracer carrier will filter and accumulate on the surface of the formation. By artificially increasing the gamma ray intensity of the formation, the water absorption of each layer is observed and calculated. Under normal water injection conditions, the amount of isotope filtration is directly proportional to the water absorption of the formation. When the obtained isotope curve is superimposed with the gamma ray baseline, the envelope area formed reflects the water absorption of each target layer. The traditional data interpretation process includes: basic data entry, original data uncompression, curve correction, tool annotation, curve overlap, etc. Data interpretation engineers need to consult a lot of data to explain a well, heavy workload and Large amount of time for manual processing is prone to input

errors and "naked eye" errors, and interpretation results are difficult to standardize. With the help of machine learning, artificial intelligence technologies, the isotope logging data interpretation processes are automated and intelligent. Intelligent algorithms are used to improve the interpretation accuracy of key parameters such as curve calibration depth and water absorption in small layers, reduce the number of human-computer interaction, and improve the logging data interpretation efficiency. The production and application of intelligent interpretation methods will reduce the pressure of manual interpretation, especially during peak production periods, ensuring the quality of data interpretation and the timely completion of production work. The CIFLog software platform is the mainstream logging interpretation software applied by most domestic oil companies at present. After more than 30 years of development, it has been upgraded to version 3.1, and has been reloaded in Daqing Oil Field. The secondary development and module hooking functions of the CIFLog software provide an environment for the development and integration of intelligent interpretation methods. Developing new interpretation modules based on this platform will greatly reduce the complexity of subsequent functional development. Therefore, research on intelligent interpretation technology for isotope injection profile logging data has been carried out on the basis of the CIFLog3.1 platform.

1. Intelligent transformation of the interpretation process

1.1 Batch Import of Original Data

The raw data of well logging and the basic data of water wells are the raw materials for data interpretation and the fundamental resources for the implementation of intelligent algorithms. First of all, according to the standardization rules, the data storage format, file and parameter naming are standardized, abnormal data is managed, and the standardization of original data and basic data is ensured, which lays a good foundation for the automatic extraction of basic data in the intelligent interpretation software, the batch import of original data and the smooth access of intelligent algorithms. The data governance and preprocessing module has collected and organized the basic dataset required for intelligent interpretation of injection profile logging data. Interpretation engineer can synchronize standardized data to the local as long as he selects the data to be synchronized for intelligent interpretation according to the specific conditions of the territory. The schematic diagram of the data synchronization module is shown in Figure 1. When interpreting data, engineers can directly retrieve basic data from the local area network (LAN), or directly from the network.

数据同步设置

数据同步工具栏

采油厂: 采油一厂 数据同步 同步开始时间: 12:39:08 同步完成时间: 13:21:10

数据同步列表

项目	本地记录数	数据同步详细信息	进度
1 单井基础数据daa01	62921	单井基础数据daa01完成同步。	100%
2 单井小屋数据daa05	826404	单井小屋数据daa05完成同步。	100%
3 单井射孔数据daa091	2193668	单井射孔数据daa091完成同步。	100%
4 井下管柱数据ddb05	9893576	井下管柱数据ddb05完成同步。	100%
5 数据预处理		完成数据预处理。	100%

Figure1. Data synchronization module

1.2 Intelligent depth correction of logging curves

The curves used for depth correction in production logging include natural gamma or magnetic positioning curves. The gamma curves measured at different times are similar in shape to the same rock layer, so depth correction can be carried out with one gamma curve at a time. However, during isotope injection profile logging, due to the influence of isotope water absorption display on the shape of the gamma curve, it is necessary to use magnetic positioning curves as intermediate curves for depth transfer. Traditional manual interpretation requires repeated comparison of different logging curves to achieve a unified depth of multiple curves such as gamma, well temperature, and magnetic positioning, in order to conduct comprehensive analysis of multiple parameters during interpretation and evaluation. Manual depth correction can complete a well for at least 5-10 minutes. The curve intelligent depth correction module uses activity calculation method to amplify the abnormal parts of the curve, accurately locate the depth comparison position of the curve, select a certain length of well section where the abnormal curve to be calibrated is located (as shown in the blue box on the left of Figure 2, which is a 5m long well section), and select a well segment twice as long as the length of the curve to be calibrated at the same depth position of the baseline curve. (as shown in the red box on the left of Figure 2, which is a 10m long well section), allowing the curve to be calibrated to slide up and down within the base curve segment, Calculate a curve depth correction value for each sliding, select the best depth correction value for curve depth correction, and complete the overall depth correction of all curves in only 3-5 seconds. The accuracy and efficiency of depth correction have been greatly improved.

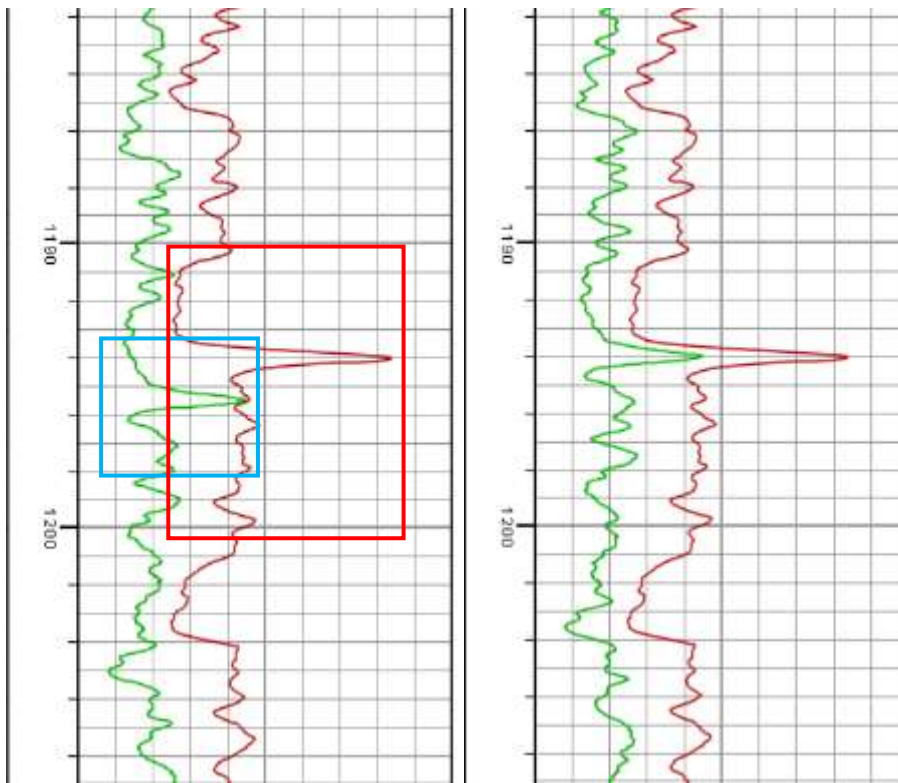


Figure2. Comparison of gamma curve depth correction before and after different logging times

1.3 Intelligent identification of string tools

In isotope injection profile logging, using magnetic positioning curve to correctly identify and label string tools is conducive to the comprehensive analysis of isotope logging data, especially in stratified injection Wells. The accurate identification of tools can be combined with the shape of isotope curves to judge whether the packers, water distributors and other tools are working normally. The traditional method of data interpretation is to identify the type of tool and mark the location of the tool manually in the interpretation software. The interpretation result is highly dependent on the interpretation engineer's work experience, and the work efficiency is low. The intelligent identification module of pipe string tools is built to identify the abnormal points on the magnetic positioning curve by using the method of time series anomaly detection, extract the characteristic values of the abnormal points on the magnetic positioning curve and use the clustering method classify different tools. Finally, achieve the intelligent recognition of the string tool. The intelligent identification and labeling results of the tool are shown in Figure 3. The red marked in the blue box represents the identified water distributor, the blue marked represents the identified packer, and the green box represents the tool automatically labeled by the software based on the identification results.

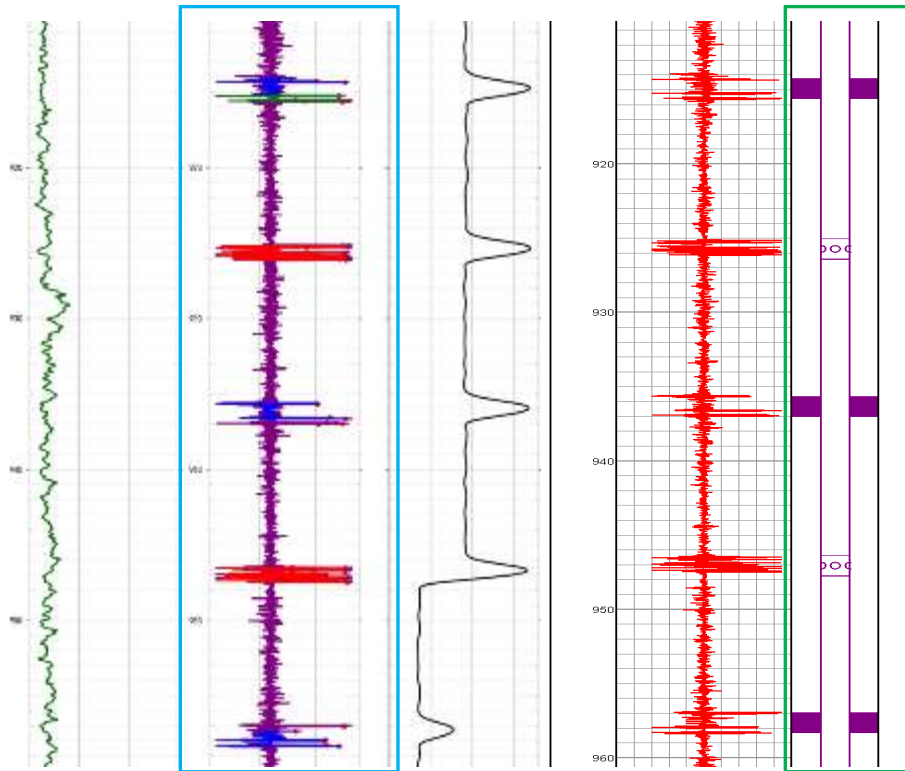


Figure3. Comparison of Intelligent Identification and Labeling Results of Pipe String Tools

1.4 Intelligent superposition of isotope curves

It is a key step in the interpretation of isotope injection profile logging data to superposition the isotope curve and natural gamma background curve and calculate the envelope area between them. The relative water absorption of each layer can be calculated by the ratio of the envelope area corresponding to each layer to the whole well envelope area. Traditional curve superposition requires interpreters to manually click on the superposition point or area point on the curve with the mouse to calculate the envelope area between the natural gamma background curve and the isotope curve according to the relationship between the layer top and bottom depth, the position of the string tool, and the shape of the isotope curve. The intelligent curve superposition module can automatically extract perforation data, string tool identification result data, and isotope logging curve data. The isotope curve morphological feature parameters were intelligently extracted, and the curve attribute vectors were established to identify the peaks and valleys of the curve. The water absorption position is determined by the projection comparison between the valley position of the curve and the top and bottom position of the small layer, and then the corresponding water absorption area and the water absorption amount of each small layer are calculated. By comparing the tool position with the layer position, the contaminated area caused by the tool is automatically deducted from the water absorption area. The results of intelligent superposition of isotope curves are shown in Figure 4.

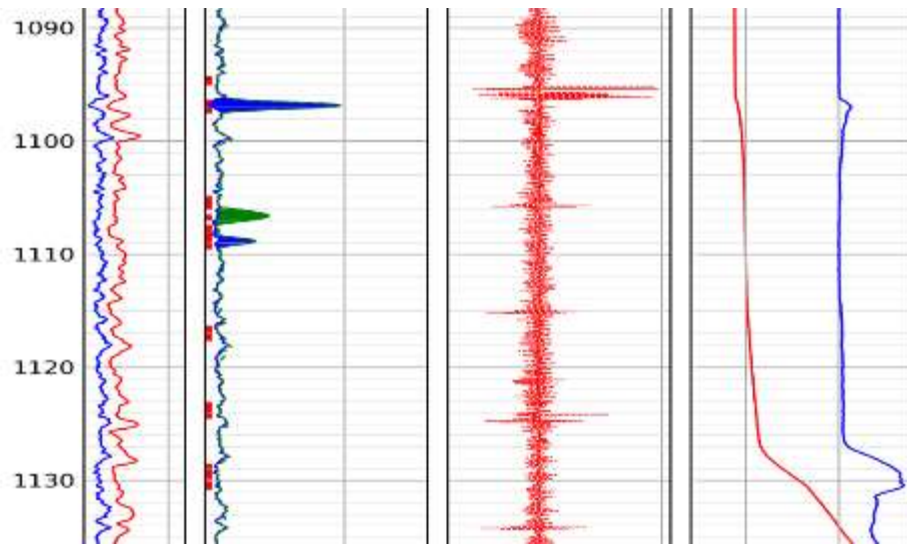


Figure4. Intelligent superposition results of isotope curves

2. Field application of intelligent interpretation software

At present, the intelligent interpretation software of isotope injection profile logging data has been attached to the CIFLOG3.1 software platform and has been widely applied in Daqing Oilfield. The software can import and process the isotope logging data in batches. Engineers can process hundreds of well logging data in a new project by importing log data in batches with one click. The software can automatically complete all the interpretation processes. The interpretation progress of single wells is shown on the right, The explanation progress of the entire project is displayed below, and the batch explanation processing interface is shown in Figure 5. The single well explanation time should not exceed 30 seconds. The key parameters and abnormal information obtained during the interpretation process are recorded and displayed on the software interface. Engineers can also export the explanation logs. The intelligent interpretation results are shown in Figure 6.

井号	测试日期	数据格式	解释结果	下井名称	井口坐标	层数/层数	解释时间	解释状态	解释时间	解释
N3-1井	202211023	SPFD曲线解释成功	SPFD曲线解释成功	1018.5145	11个层数	计算生成6个层水幕合置图	完成解释	当前井解释用时: 34.228s	100%	
N3-2井	202211022	SPFD曲线解释成功	SPFD曲线解释成功	1018.2584	4个层数	计算生成6个层水幕合置图	完成解释	当前井解释用时: 24.228s	100%	
N3-3井	202211022	SPFD曲线解释成功	SPFD曲线解释成功	1017.074	7个层数	计算生成5个层水幕合置图	完成解释	当前井解释用时: 25.278s	100%	
N3-4井	202211023	SPFD曲线解释成功	SPFD曲线解释成功	1027.548	7个层数	计算生成7个层水幕合置图	完成解释	当前井解释用时: 40.348s	100%	
N4-1井	202211024	SPFD曲线解释成功	SPFD曲线解释成功	1018.2915	3个层数	计算生成12个层水幕合置图	完成解释	当前井解释用时: 25.538s	100%	
N4-2井	202211026	SPFD曲线解释成功	SPFD曲线解释成功	1002.95	4个层数	计算生成8个层水幕合置图	完成解释	当前井解释用时: 25.858s	100%	
N4-3井	202211025	SPFD曲线解释成功	SPFD曲线解释成功	1150.849	5个层数	计算生成5个层水幕合置图	完成解释	当前井解释用时: 34.458s	100%	
N4-4井	202211026	SPFD曲线解释成功	SPFD曲线解释成功	1150.849	7个层数	计算生成7个层水幕合置图	完成解释	当前井解释用时: 34.458s	85%	

Figure5. Batch explanation processing interface

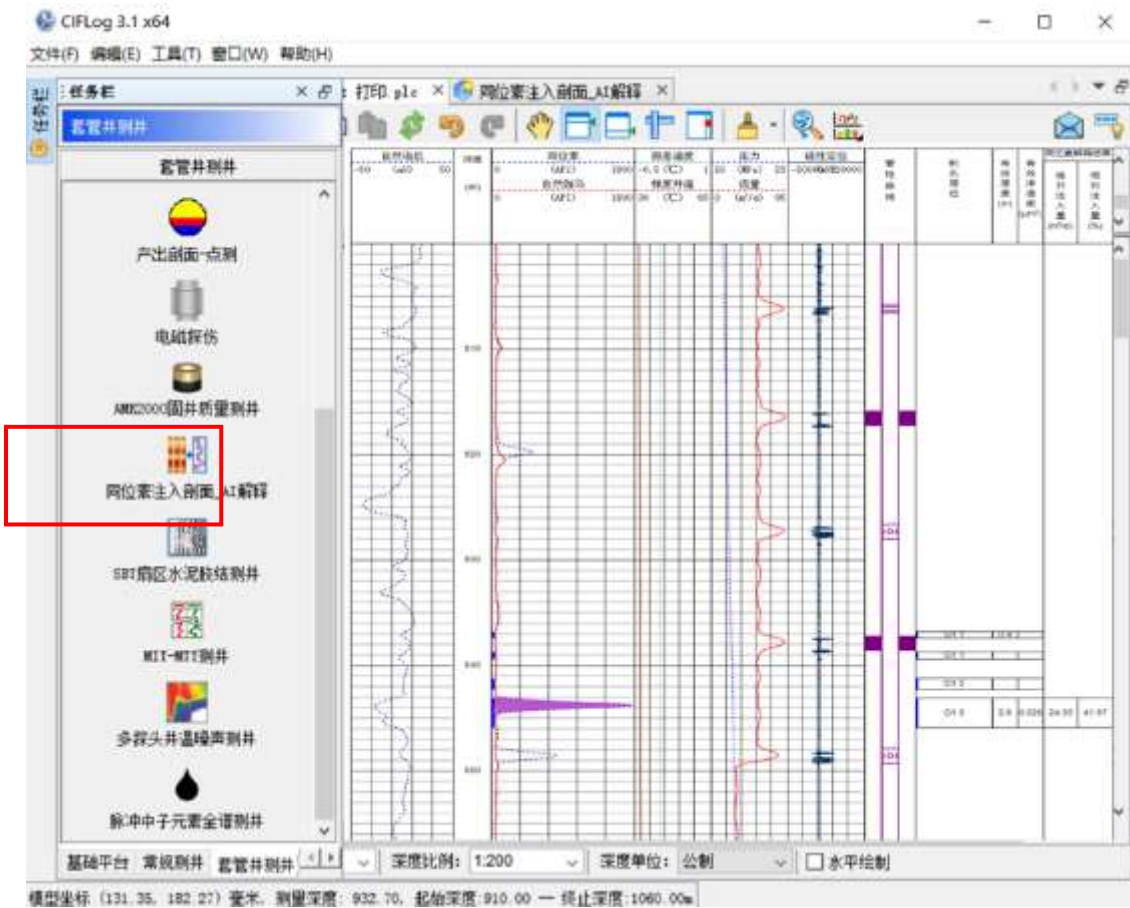


Figure6. Intelligent Interpretation Results of Isotope Injection Profile Logging Data

3. Conclusion

Isotope injection profile logging is the most conventional logging method in dynamic monitoring. In the traditional data interpretation process, the vast majority of work requires manual adjustment by interpretation engineers. In addition, the huge interpretation workload makes the interpretation of injection profile logging data labor-intensive, which is not conducive to efficient production and cannot avoid manual intervention errors. The intelligent interpretation models and methods used in the article aim to improve the quality and efficiency of injection profile logging data interpretation, freeing up more labor productivity for interpretation and evaluation. Field application shows that the existing intelligent interpretation software has strong robustness and accuracy, especially the modules such as curve calibration and tool identification do not need expert experience, and the interpretation accuracy rate fully meets the production demand.

At present, for many complex logging data scenarios, the processing ability of the software still needs to be further improved. It is necessary to improve and optimize the model on existing machine learning methods, increase curve learning knowledge base, solidify expert interpretation experience, and provide more comprehensive, accurate, and objective interpretation and evaluation opinions.

基于甜度指数表征的陆相页岩油测井评价技术

张晋言¹，范中专²，齐国华²，张文姣²，王静²，张京津²，孙清溪²

(1. 中石化经纬公司有限公司，山东青岛 266071；2. 中石化经纬公司有限公司胜利测井公司，山东东营 257096)

摘要：济阳坳陷为中国东部新生代典型富油陆相断陷盆地，页岩油资源丰富，具有多凹、多层、多类型的特征。针对页岩油勘探开发对测井信息的需求，从“生成基础、赋存条件、含油丰度、产层能力”出发，围绕页岩油含油性、储集性、可动性及可压性参数体系，总结不同类型页岩油测井响应特征，建立页岩油测井评价识别模式和分类评价标准，在地质、工程双甜点综合评价的基础上，进一步形成基于孔隙度、含油饱和度、可动油量、地层压力系数、脆性指数、全烃等六参数的页岩油甜度指数表征技术，在胜利东部陆相页岩油测井解释评价取得良好应用效果，为页岩油勘探部署和开发方案制定提供有力技术支持。

关键词：陆相页岩油；测井评价；双甜点；甜度指数

济阳坳陷页岩油是在新生代陆相断陷咸化湖盆沉积的半深湖—深湖相富有机质、富碳酸盐页岩中富集的中—低、中—高演化程度的页岩油，丰度高、资源潜力大¹。目前沾化凹陷渤南洼陷及东营凹陷博兴洼陷、牛庄洼陷等地区富有机质纹层（层）状富碳酸盐页岩均已取得重大突破，具有良好的勘探开发前景。

自上世纪 90 年代以来，很多学者紧跟国内页岩油勘探开发进展，对页岩油测井评价进行地质参数建模、有利储集段划分、双甜点综合识别等技术研究，并取得大量实用性成果。随着济阳坳陷陆相页岩油勘探持续突破，对适用于本地区的页岩油测井高效精细评价技术提出更高要求，本文以页岩油含油性、储集性、可动性及可压性参数体系评价入手，基于各类测井信息，建立孔隙度、含油饱和度、可动油量、地层压力系数、脆性指数、全烃等六参数表征的页岩油测井综合评价技术，为页岩油勘探突破及大规模效益开发提供了技术支持。

1 测井评价方法

围绕页岩油储层“储集性、含油性、可动性、可压性”四性特征，建立陆相页岩油测井甜点识别方法。

1.1 测井响应特征

济阳拗陷页岩油从沙一段、沙三下，沙四上均有发育，主要分析获得突破的沙三下和沙四上测井响应特征。

渤南洼陷沙三下页岩油测井响应特征为页岩油储集层测井响应特征为：自然伽马呈中高值，三孔隙度曲线受岩层层理、有机质、裂缝等的共同影响，呈明显的锯齿状，电阻率因富含有机质的影响，呈锯齿状高电阻率的特征；受岩性、物性、含油性及有机质丰度多重影响，其测井响应特征各有不同，但普遍具有“三高一低一异常”，即高电阻率、高声波时差、高中子、低密度、自然电位幅度异常的特征（图1）。

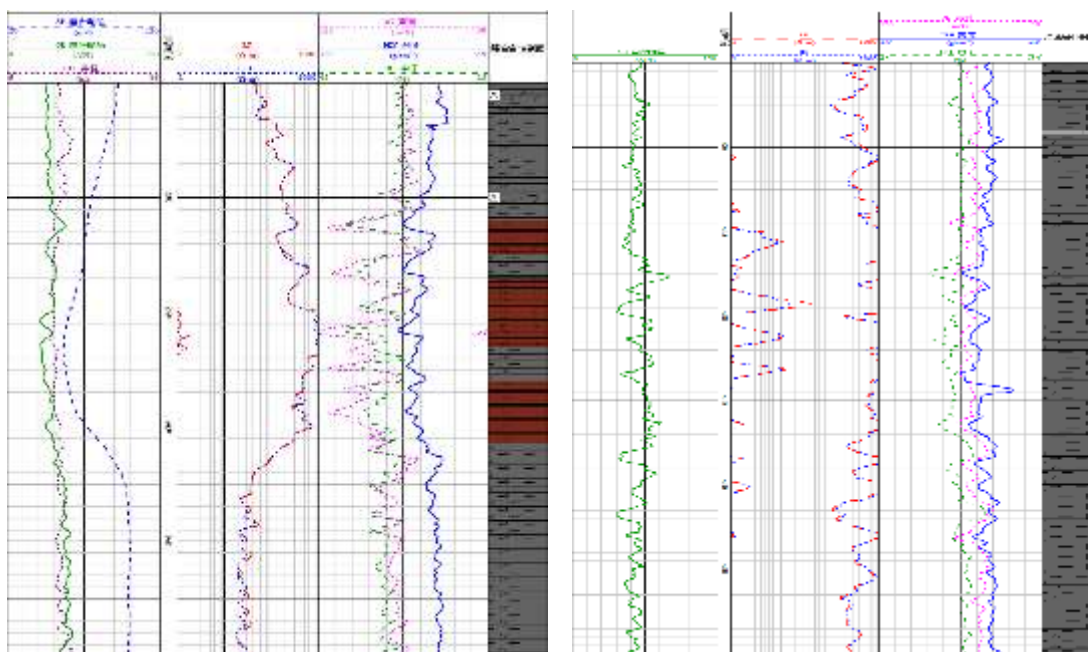


图1 沙三下页岩油储层测井响应特征

岩油储层测井响应特征

博兴洼陷沙四上自然伽马呈中等或中低值，三孔隙度曲线呈双轨状，幅度较沙三下变小，说明页岩的固结性增强；具有高密度，中等中子、声波时差、电阻率的特征(图2)。

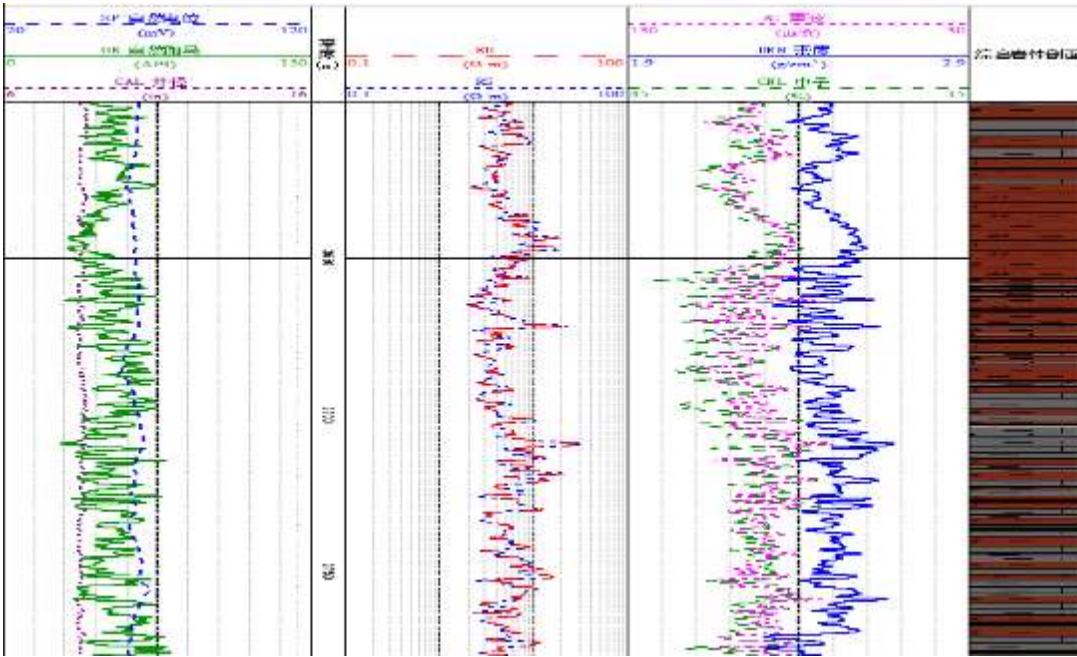


图 2 沙四上页岩油储层测井响应特征

1.2 甜度指数测井关键评价方法

1.2.1 储集性评价方法

页岩油储集性测井评价主要针对岩相和孔隙度评价。岩相是页岩油赋存的载体，岩相类型的差异决定了页岩油富集程度的差异，孔隙是页岩油赋存的主要场所，大小决定着页岩油的富集程度。

(1) 矿物组分计算

① 统计回归法

以铸体薄片、X-衍射全岩分析、X-衍射粘土分析等资料为刻度，通过实验数据与多个测井参数进行统计回归，建立数学模型，形成一套操作性强的利用测井资料连续计算矿物组分含量的方法。分别建立了粘土矿物、砂质岩、碳酸盐岩等矿物组分含量计算模型，计算矿物组分含量计算模型。FYP1 井矿物分析计算结果与岩心分析结果一致性较好（图 3）。

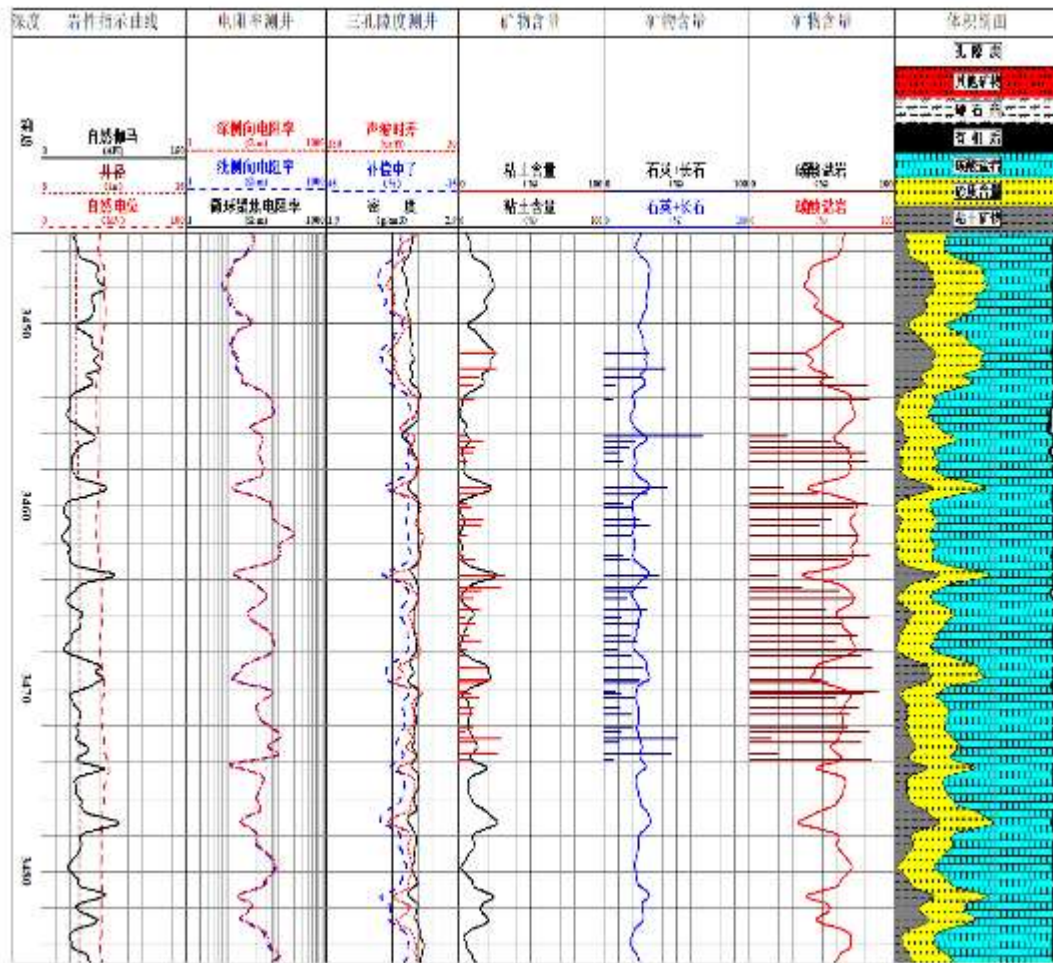


图 3 FYP1 统计回归法计算矿物含量

② 元素矿物最优化算法

元素测井是当前地球物理计算岩层的矿物成分精度最高的方法，元素测井最优化算法计算得到的结果与岩心 X 衍射分析数据具有良好的一致性。FY1 井页岩油储层段元素俘获测井资料和处理解释剖面。红色杆状为岩心实测的矿物组成，黑色曲线为元素测井计算值。处理结果显示，页岩油储层段主要岩性为碳酸盐岩，其含量占 40%~50%，砂岩含量为 20%左右，泥质含量为 20%~35%，与岩心分析数据对比，有较好的一致性（图 4）。

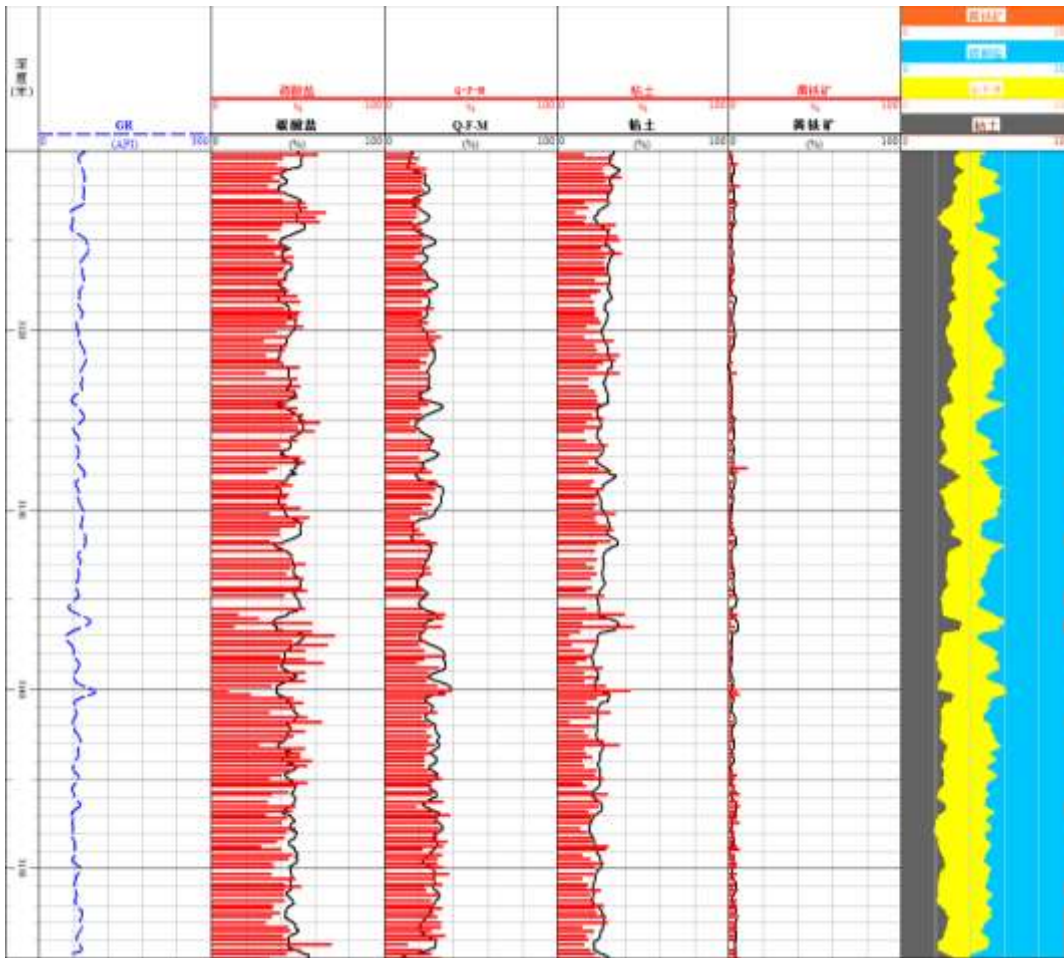


图 4 FY1 井元素最优化算法计算矿物含量

(2) 物性计算方法

干酪根特殊的物理性质会导致声波密度等孔隙度曲线计算有误差，目前胜利测井三种方法计算孔隙度，一是地区统计回归法，二是元素测井获得变化的矿物骨架值结合常规测井计算孔隙度，三是核磁共振测井获得的孔隙度基本不受干酪根的影响，还能得到孔隙结构等相关参数。

① 统计回归法

根据关键井的资料，对收集整理的岩心分析孔隙度、渗透率与测井曲线进行相关性分析，建立其转化关系，实现了泥页岩孔隙度、渗透率参数的计算。孔隙度计算结果与 WX590 岩性实验结果吻合度较高（图 5）。

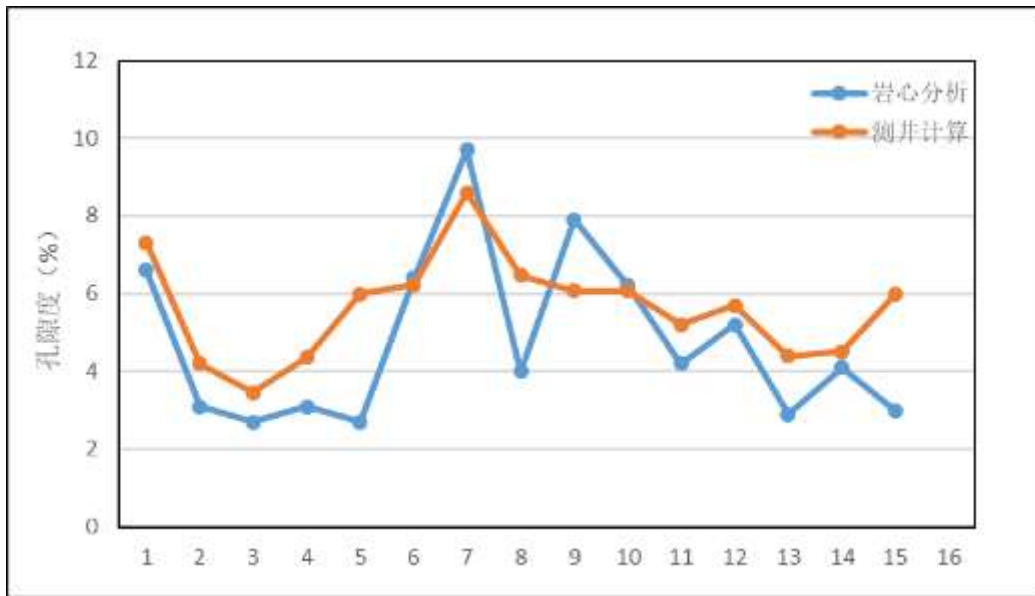


图 5 wx590 井统计回归法计算孔隙度

② 元素混合骨架法结合密度曲线计算

页岩油储层矿物成分复杂，采用不变的骨架参数值计算岩石的孔隙度等参数，会造成较大的误差。每种矿物都有其特定的骨架值，根据岩石各种矿物含量的变化确定出随深度变化的混合骨架值，来进一步辅助储层孔隙度的计算。FY1 井利用元素确定的矿物骨架计算孔隙度比常规计算的矿物含量更准确（图 6）。

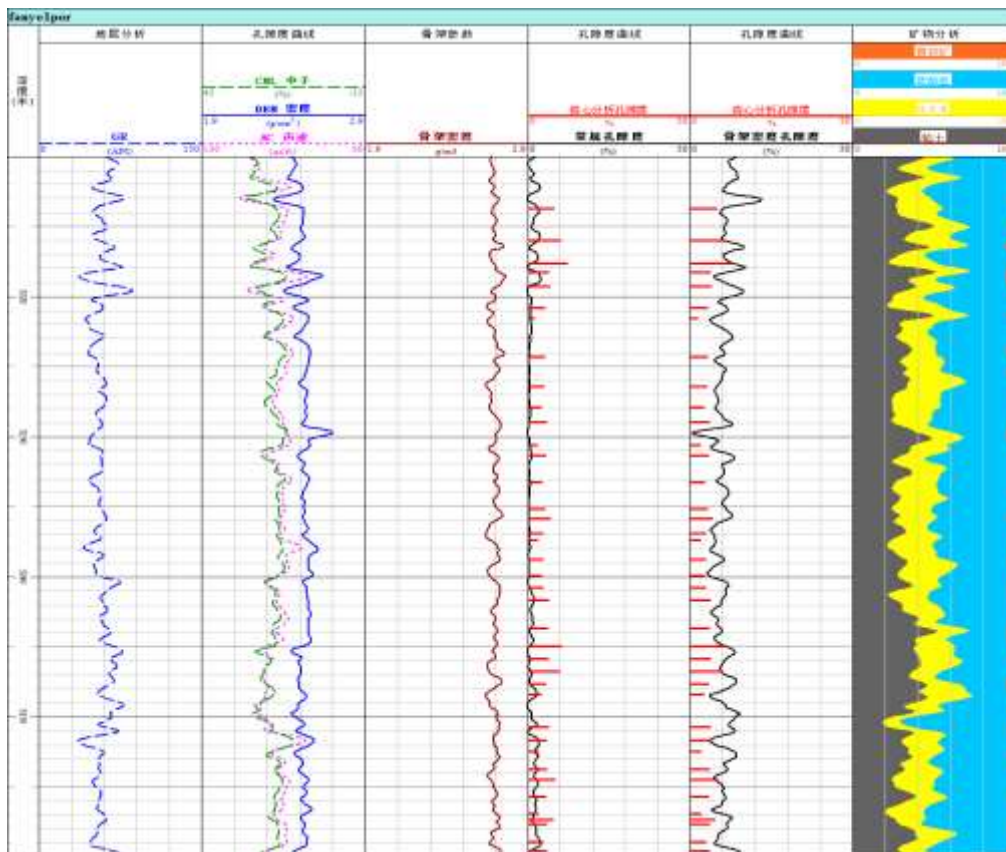


图 6 FY1 井元素计算孔隙度

③ 核磁共振测井获得孔隙度及孔隙结构

核磁得到总孔隙度、有效孔隙度、可动孔隙度，一般有效孔隙度接近液态饱和法得到的岩心孔隙度。L69 井沙三下核磁有效孔隙度与岩心孔隙度对比图，数值基本在 5%左右（图 7）。

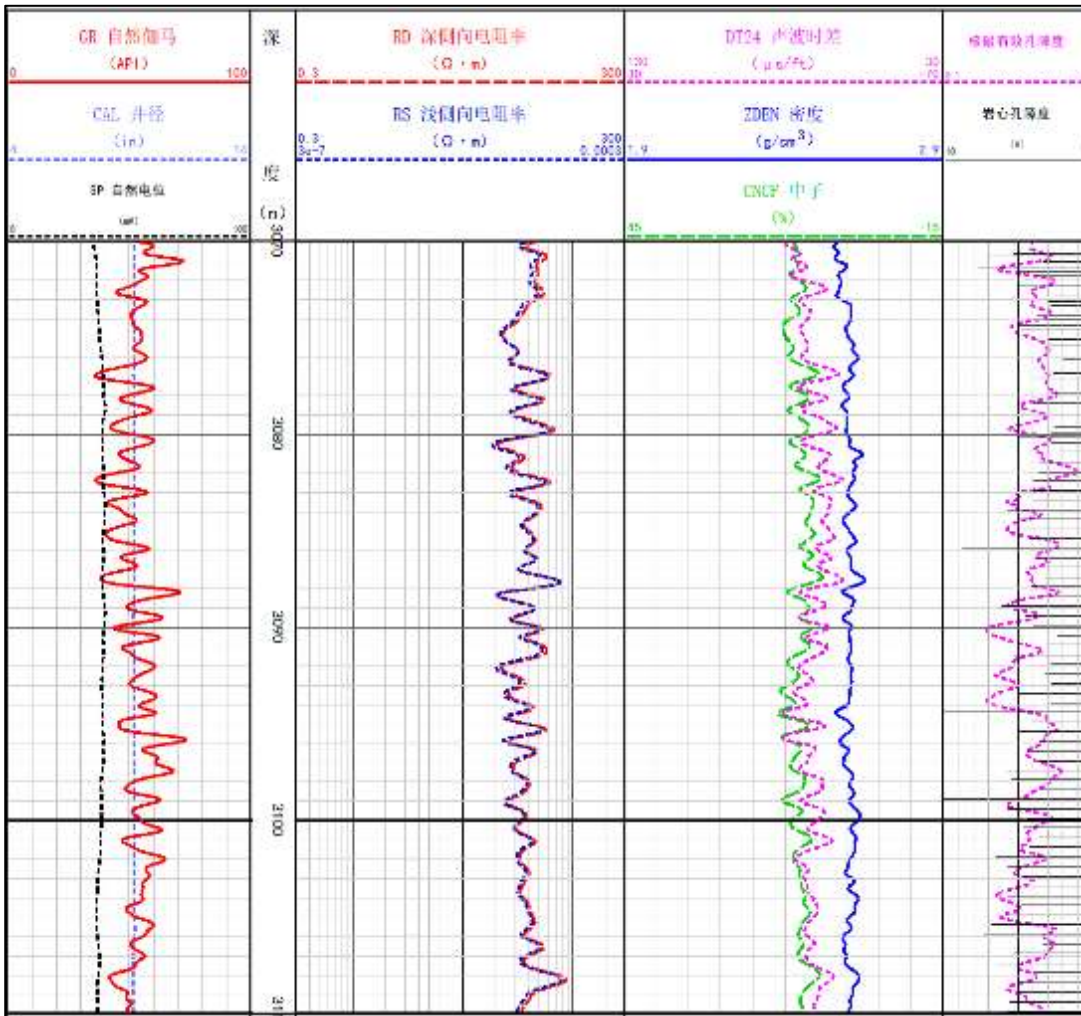


图 7 L69 井核磁有效孔隙度

(3) 裂缝参数计算方法

利用电成像测井进行裂缝参数定量计算，通过数学物理方法将地层测量信息反演得到裂缝的实际长度、宽度、孔隙度等参数，从而判断裂缝的有效性。根据 BYP5 井各项裂缝参数计算成果，综合分析认为裂缝主要分布层段为：3815-3896m、3997-4137m、4179-4365m、4418-4607m（图 8）。

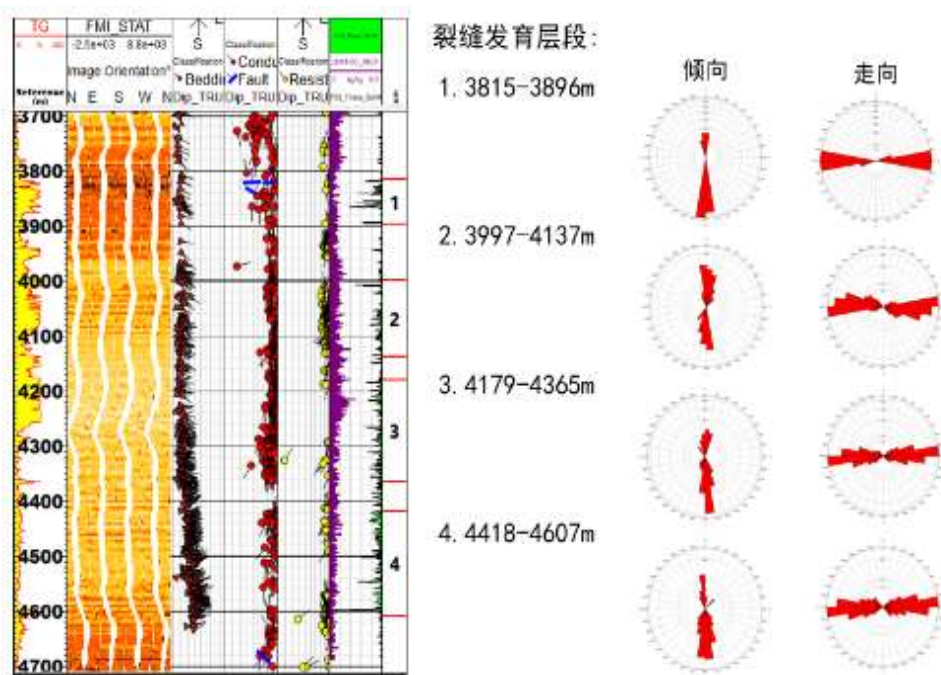


图 8 BYP5 井裂缝发育层段

1.2.2 含油性评价方法

含油性评价主要采用有机质热演化程度 (R_o)、游离烃含量 (S_1)、有机碳含量 (TOC) 及含油指数 (S_1/TOC)、含油饱和度等参数，综合考虑有机质成熟度高低、丰度大小及生烃潜力确定页岩油富集层段。

(1) 有机碳游离烃成熟度计算方法

生油岩在不同的测井曲线上都有相应的反映，可利用自然伽马、自然伽马能谱、电阻率、密度及声波测井信息来计算评价生油岩，利用测井信息回归分析可以得到计算有机碳 TOC 、游离烃 S_1 、镜质组反射率等反映生油岩丰度、成熟度的参数 (图 9)。

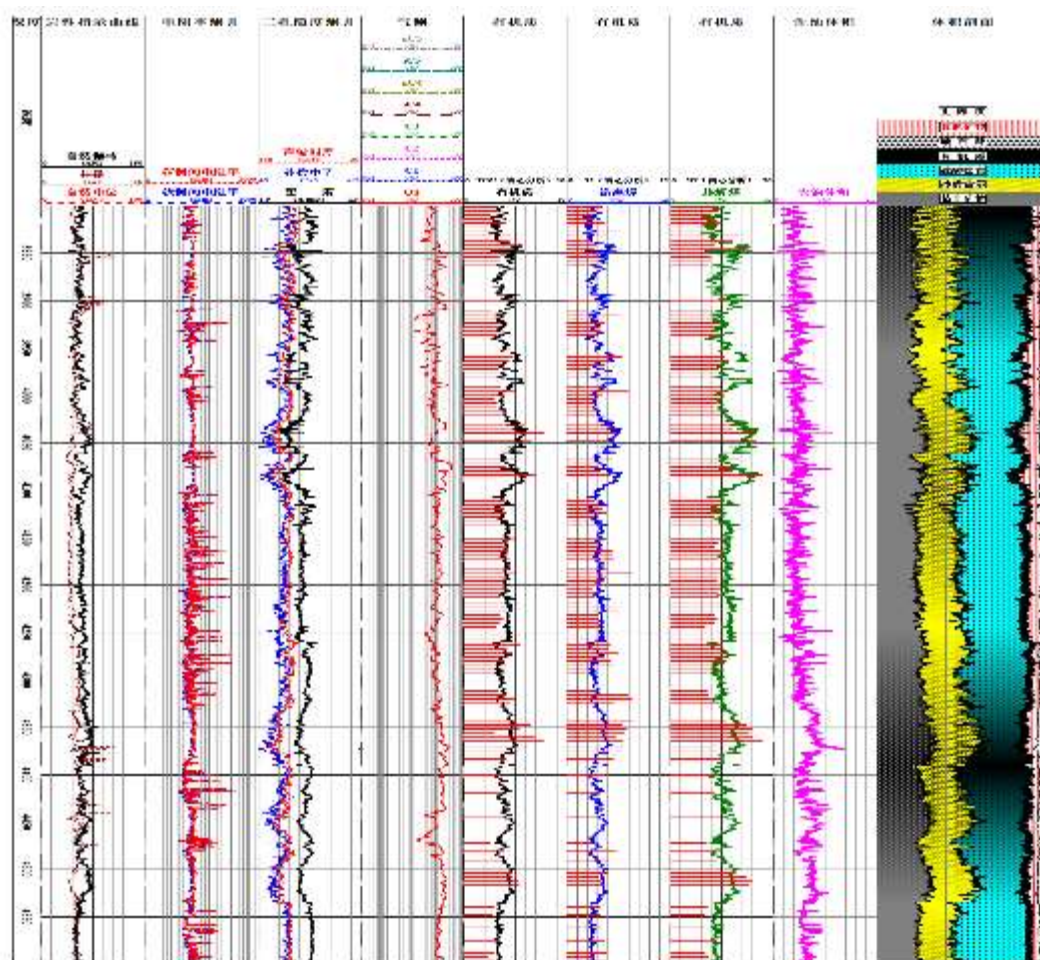


图 9 LY1HF 井地化参数计算结果与岩心分析对比图

(2) 二维核磁共振含油性评价

利用二维核磁共振进行聚类分析，将测量得到的 T1 和 T2 信号分成 13 个区，其中短 T2 短 T1 的信号为泥质束缚水信号；相对短 T2 短 T1、T1/T2 比值在 1 左右的，是毛管束缚水信号；相对长 T2、T1/T2 比值近于 1 的，是可动水信号；相对长 T2、T1/T2 比值大于 1 的，是可动油信号（图 10）。

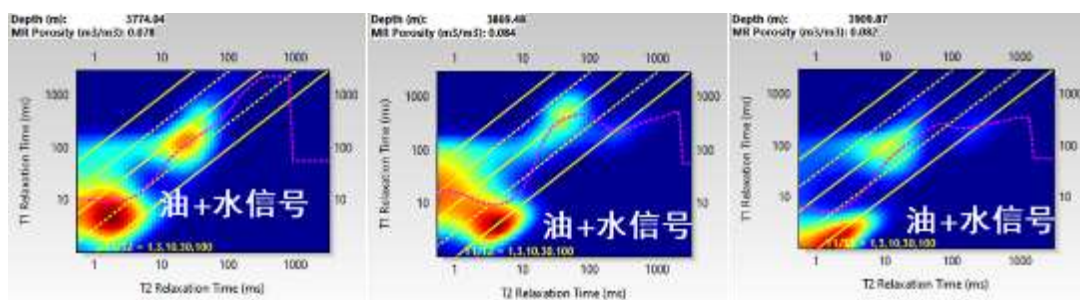


图 10 油信号相对明显的 T1-T2 交会图

(3) 含油饱和度计算方法

页岩油赋存于无机孔隙、微裂缝及有机孔隙中，其赋存方式的复杂性，影响含油饱和度参数的计算精度²。可以说，含油饱和度参数计算是一个世界性的难题。

① 应用阿尔奇公式

阿尔奇公式中的 a、m、n、b 值需要进行岩电实验确定。根据 L69 岩样的岩电实验结果，确定 a、m、n、b 明显有别于常规砂岩储层，反映泥页岩孔隙结构的复杂性。

② 含油饱和度模型

含油饱和度计算方法考虑了储集在无机和有机孔隙两种空间中的原油。存在于无机孔隙中的含油饱和度 $1-S_w$ 称为无机含油饱和度；存在于有机孔隙中的含油饱和度为 S_{oy} ，称为有机含油饱和度。

将上述含油性参数求解模型转化为程序语言，形成相应的程序功能模块，实现了连续计算含油性参数的目的。图 11 为 L69 井含油性参数计算效果图，分析效果图可以发现，连续处理得到的含油饱和度、含水饱和度与岩心分析值二者吻合度较高。因此在实际应用中，根据岩层的特征，优选应用模型，可以得到满足精度需要的含油气参数。

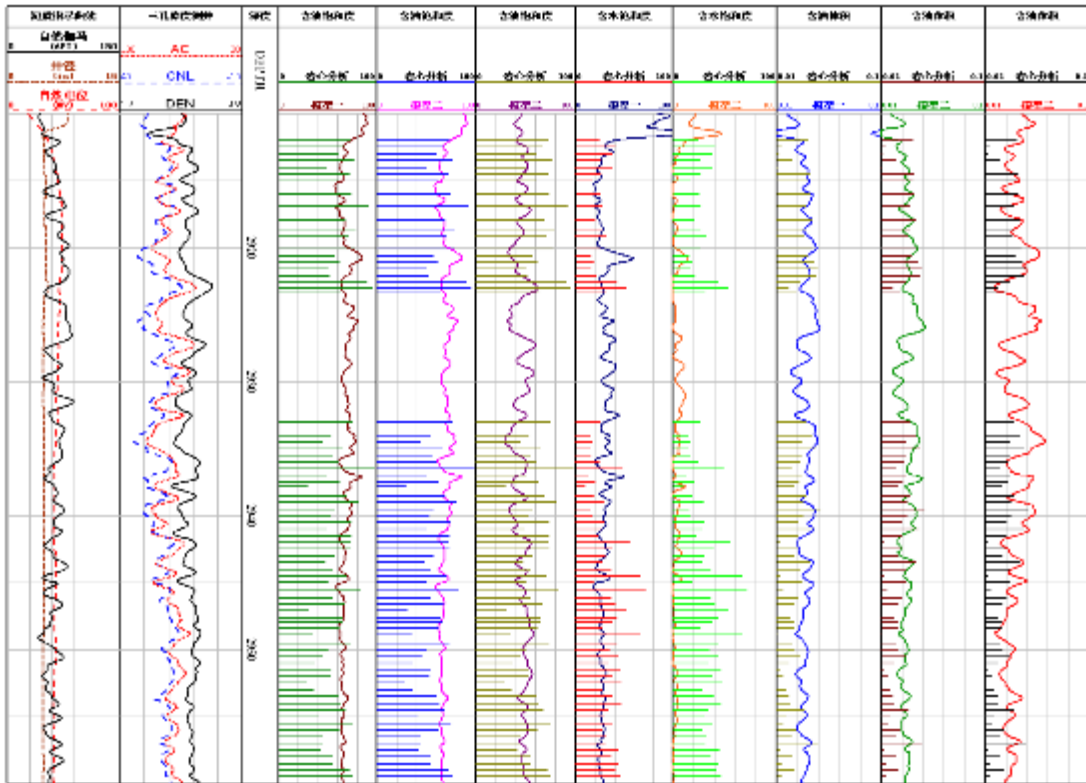


图 11 L69 井含油饱和度计算结果对比图

1.2.3 可动性评价方法

可动性评价主要采用原油密度、气油比、压力系数、夹层发育程度、裂缝发育程度等参数，测井资料主要分析裂缝发育程度。

裂缝发育明显段测井响应特征表现为扩径、高声波时差、高中子孔隙度、高电阻率、低密度、低自然伽马，但微裂缝较难识别。FYP1 井正交多极子声波图，在部分井段斯通利波幅度有不同程度衰减，表明该井除基质孔隙外，微裂缝都有不同程度的发育（图 12）。

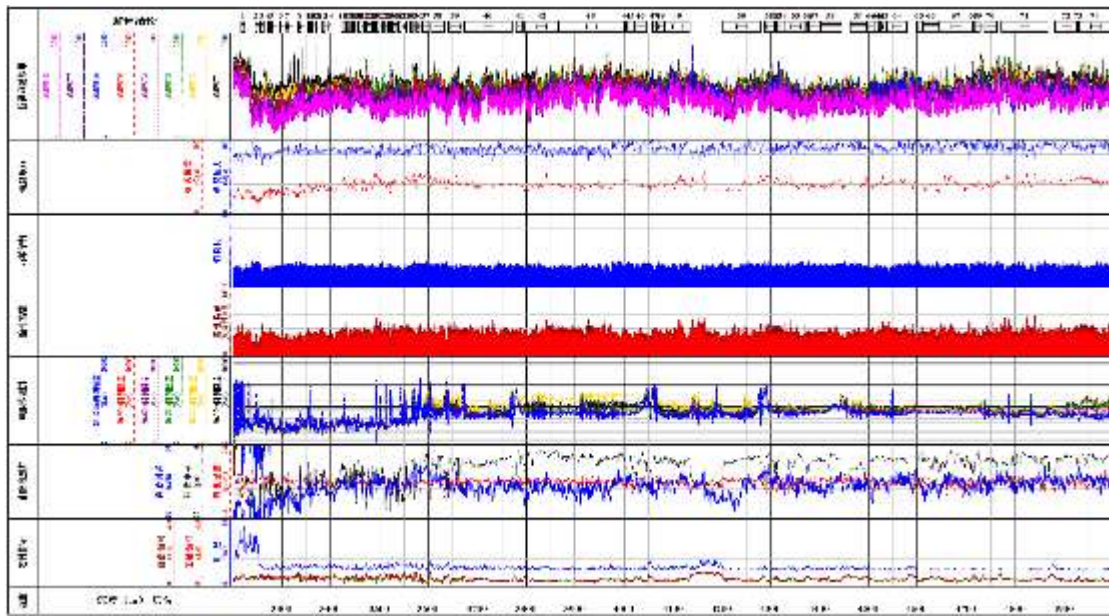


图 12 FYP1 井微裂缝发育段评价

1.2.4 可压性评价方法

可压性评价测井主要采用计算脆性矿物含量、地应力、可压裂指数、埋藏深度等参数。

(1) 矿物脆性指数

矿物脆性指数依据地层元素资料可直接计算，实用性更强，矿物脆性其中各类矿物含量可采用元素测井解释的结果。

(2) 岩石力学参数脆性指数法

利用声波资料计算岩层的三轴应力（最大、最小水平压力，水平应力差异系数）、破裂压力、泊松比、杨氏模量、岩石力学脆性指数等参数，评价页岩可压性，是制定分级压裂设计方案、优化分簇射孔井段和分级压裂井段的主要资料。

岩石力学参数脆性指数法主要根据岩石力学参数中弹性模量与泊松比的大小。泊松比其值越

低，岩石脆性程度越高，并且当杨氏模量值增加时，岩石脆性越高，可压性越好。图 13 红色区域为脆性指数区，绿色为破裂压力区，脆性指数高，破裂压力低，指示可压性好，脆性指数低，破裂压力高，指示可压性差。

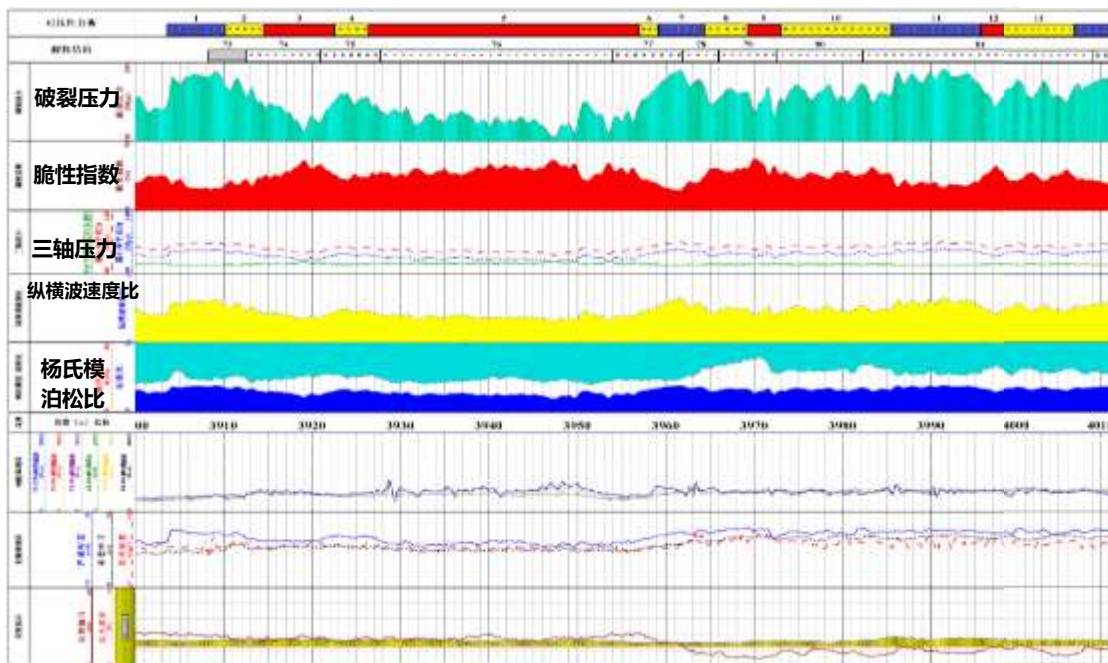


图 13 YYP1 井可压性评价工程甜点图

2 甜点标准的建立

根据不同类型页岩油的测井响应特征及关键参数，建立不同类型页岩油类别划分方法和解释标准，实现对各种类型的测井识别及类别划分，定量评价页岩储集甜点。

2.1 关键甜度指数特征

研究表明,济阳页岩油资源丰富但是分布零散,油藏埋藏深,温度及压力系数高,具有构造复杂、岩相复杂、地应力复杂、流体性质复杂等“四复杂”的特点。烃源岩厚度大、有机质含量高、热演化程度适中、咸化湖盆富碳酸盐岩相发育是页岩油富集的主要因素,无机孔-缝网络发育、地层压力系数高、脆性矿物含量高、可压性好,CO₂扩孔增能、多尺度缝网组合压裂是济阳页岩油高产的主要因素。³

(1) 岩相

济阳坳陷基质型页岩油的有利岩相为富含有机质纹层状、层状泥质灰岩相，其储集性、含油性、可压性均较好;富含有机质的纹层状、层状灰质泥岩相虽然滞留油丰度高，但其可动油饱和度

、渗流能力及可压性较差，现有技术条件下该类页岩油压裂效果差，产能低；夹层型页岩油的岩相为薄砂岩、灰岩、泥灰岩、云岩等，类似于致密砂岩油气，其储集物性、含油性、可压性均较优越。

(2) 矿物成分和含量

矿物成分和含量是进行页岩油有利储集段类别划分的重要参数。岩石中脆性矿物的含量直接影响着储集质量，脆性矿物含量高，易于形成微裂缝等流动性较好储集空间；另外脆性矿物含量高大大影响着在后期压裂改造中能够见到好的效果。测井计算的石英、碳酸盐岩等矿物组分含量越高，则脆性指数越高，越有利于通过压裂施工产生裂缝且较长时间内开启，因此脆性矿物含量是页岩油获得高产的改造关键。它直接影响着后期压裂、射孔井段的选择，在压裂时，应当选取粘土矿物含量相对少、脆性矿物含量相对多的层段。

(3) 物性参数

孔隙度的大小影响着储集段的物性和含油丰度，孔隙度大，则物性相对较好，含油饱和度相应较高，因此，孔隙度是评价页岩油储集段质量和含油性的重要参数，也是进行页岩油储集质量和评价可动油气的重要参数。孔隙度结构影响页岩油含油饱和度及原油的流动性，页岩段粗介孔发育，则其含油饱和度高，渗透性好，压裂后能够获得较高产能，反之，页岩如果细介孔，则其含油饱和度低，可动油体积小，岩石渗透性差，对于孔隙结构复杂、有效孔隙度较低的页岩来讲，进行孔隙结构评价除实验手段外，核磁共振测井信息可以实现对其孔隙结构的评估。

(4) 裂缝

裂缝发育与否，很大程度上决定着页岩油储集段的渗流能力，微裂缝网络体系改善了页岩储集性和渗流能力，薄夹层为页岩油稳定产出主要渗流通道⁴，开启缝发育，储集段的渗透性大大改善，一般具有较好的产能，岩层中脆性矿物含量高，且靠近断层，往往裂缝发育，胜利油气区多口井页岩油储集层段自然条件下获得工业产能，一般在断层附近，因此，裂缝发育程度，是进行页岩油有利储集段类别划分的重要指标。

(5) 含油饱和度

含油饱和度参数是测井表征烃源岩中滞留油丰度的重要参数。测井计算的含油饱和度包括游

离油和不可动油两部分，在现有技术条件下，对产能贡献大的主要为可动油含量，可动油含量和有机质成熟度、物性参数有密切关系，目前可动油评价常用的方法一是结合地化含油性参数进行估算，此外核磁共振测井较准确表征页岩中可动油的重要测井属性。

(6) 地化参数

研究证实，页岩中滞留油赋存方式复杂，其中游离油量是页岩层系中可动的油气量，包括地层和开发条件下理论与实际的可动油量，采用密闭取心、核磁共振等实验和实际生产资料确定等方法获得⁵，游离油气的丰度决定着页岩油的产能。滞留油丰度与有机碳含量 TOC 关系密切，优质页岩油储集段其有机质丰度高，TOC 一般大于 2%；而可动油体积与游离烃含量 S1 关系密切，一般用 S1/TOC 表征滞留油中的可动油丰度，优质页岩油段 S1/TOC 一般大于 80。TOC、S1 等地化参数数值高，则含油饱和度、可动油体积相应增高，因此，与常规油藏不同，TOC、S1/TOC 参数也是进行页岩油有利储集段类别划分的重要参数。

(7) 地层压力

页岩油气勘探开发实践证明，无论是页岩油还是页岩气，地层压力异常是获得较好开发效果的关键因素，地层高压异常，孔隙压力大，说明烃源岩段圈闭条件好，页岩油气没有散失；高压异常导致地层压实相对变差，则岩层物性相对较好，岩层的游离油丰度和流动性好，可以获得较高的产能和开发效果。阵列声波测井可以估算地层的三压力曲线，从而估算页岩的地层压力系数。

(8) 气测、岩屑录井、槽面显示

页岩油段一般具有高压异常现象，导致当钻开页岩油段时，在气测、岩屑录井等方面都有明显的油气异常显示，且往往伴有非常活跃的槽面油气显示，气测全烃和烃组分、槽面显示的活跃程度在一定的钻井液体系下代表了油气能量的强弱，因此，气测值、岩屑录井、槽面显示等资料也是进行页岩油有利储集段类别划分的重要信息。

2.2 甜度指数法划分有利储集段

计算甜度指数的公式：

TBI (甜度指数) = Φ (孔隙度) + S_o (含油饱和度) + S_{II} (S1/TOC) + 地层压力系数 + BI (脆

性指数)+QT(全烃)

根据甜度指数计算结果，将页岩油储层自动划分为可分I(红)、II(黄)、III(绿)类页岩油

。

采用计算机语言完成页岩油测井综合评价软件编制，挂接至 Forward 或 AILog 测井解释平台。软件可计算粘土含量、砂质含量、灰质含量、其他矿物含量、孔隙度、渗透率、有机碳含量、地化参数、含油饱和度、脆性参数等，同时还可定量计算出页岩油储层地层压力系数和甜度指数；并兼容元素俘获测井、阵列声波测井等测井处理成果数据，涵盖多地区、多层组、多类型的参数计算模型，具有可扩展和强通用性，结构整齐，分层合理，为一款智能化页岩油地质甜点测井综合评价软件。

图 14 为东营凹陷 F201 井页岩油段测井甜点评价成果图，该井为直井，沙三下、沙四上纯上亚段、沙四上纯下亚段 3231.0-3745.5m，脆性指数、孔隙度、含油饱和度、游离烃指数、地层压力系数和全烃均较好指示了甜点位置，该井分 5 段压裂试油，甜点指数评价结果与试油结果吻合

。

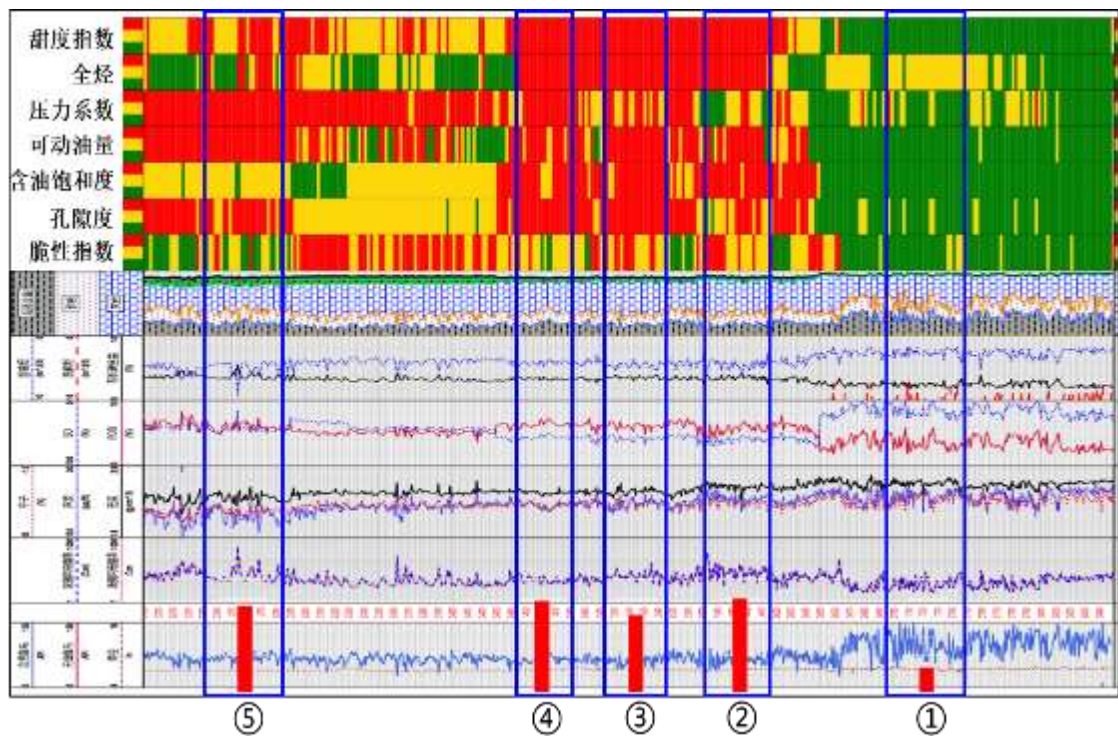


图 14 F201 井页岩油甜点测井综合解释图

图 15 为东营凹陷 FYP1 井页岩油段测井甜点评价成果图，该井为水平井，沙四上纯上亚段共

压裂 31 段，甜点指数评价结果 3800-3946m (第 24-27 压裂段)、4900-5000m (第 7-8 压裂段) 为有利储层段；4300-4650m (第 13-18 压裂段) 为较差储层段，压裂后示踪剂显示产能情况与甜度指数判别一致性较好，验证了甜度指数判别页岩油有利储层的有效性。

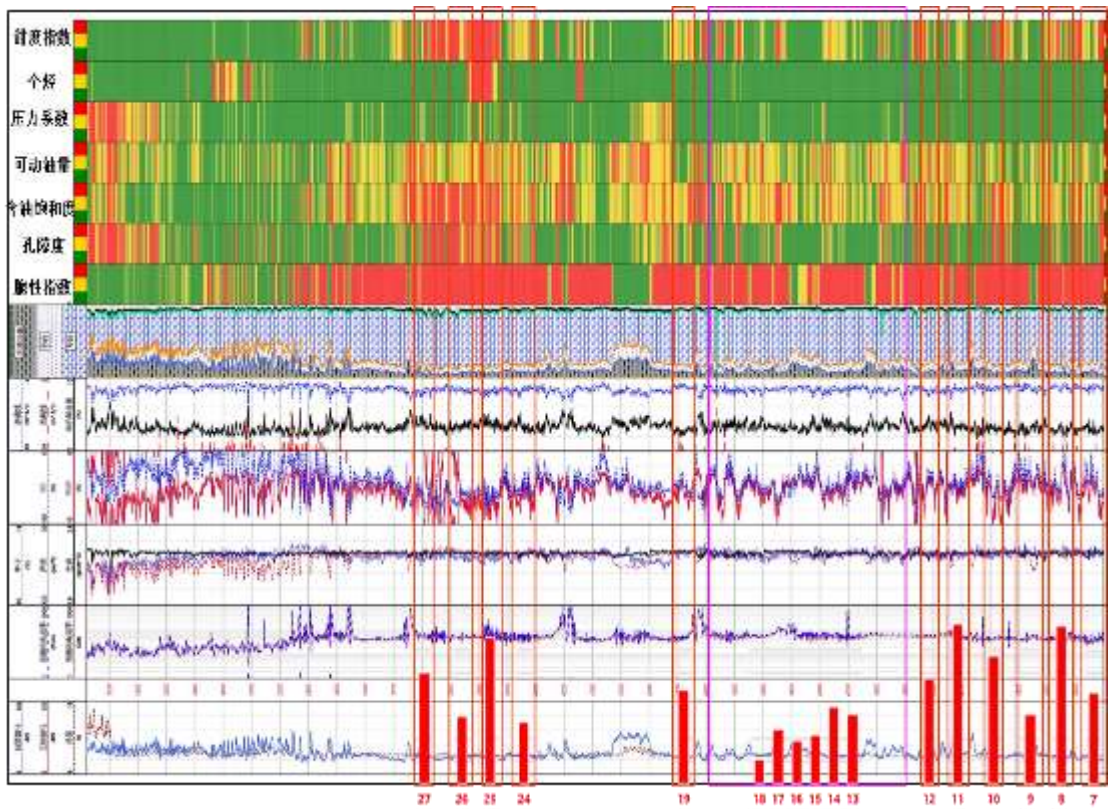


图 15 FYP1 井页岩油甜点测井综合解释图

3 结论

(1) 济阳坳陷页岩油甜点段岩相类型多样、基质孔隙和裂缝双重储集空间发育、不同成熟度的甜点均有发育、利用多参数甜度指数方法可有效识别地质工程双甜点。

(2) 筛选孔隙度、含油饱和度、可动油量 (S1/TOC)、地层压力系数、脆性指数、气测全烃值等，建立了基于机器学习的 6 参数计算陆相页岩油综合甜度指数测井计算方法，表征页岩油地质和工程甜点，用于智能化处理解释页岩油综合甜点段级别划分，在济阳坳陷取得了显著效果。

(3) 6 参数在甜度指数判别中的不同权重，目前尚缺乏丰富有效的实践经验支撑，随着陆相页岩油勘探开发生产数据的不断积累，基于多参数表征的甜度指数判别方法也将持续迭代改进优化。

УДК 550.832

Чжан Цзиньянь¹, Фань Чжунцзянь², Ци Гохуа², Чжан Вэньцзяо², Ван Цзин², Чжан Цзинцин², Сунь Цинси² (1. ООО Китайская нефтехимическая компания Цзинвэй, Циндао Шаньдун 266071 ;
2. Каротажный филиал Шэнли ООО Китайской нефтехимической компании Цзинвэй при Китайской нефтехимической корпорации, Дуньин Шаньдун 257096)

ТЕХНОЛОГИЯ ВЫДЕЛЕНИЯ КОЛЛЕКТОРОВ СЛАНЦЕВОЙ НЕФТИ НА ОСНОВЕ ОЦЕНКИ ИНДЕКСА НЕФТЕНАСЫЩЕННОСТИ ПО ДАННЫМ КАРОТАЖА

Реферат: Впадина Цзиян - типичный нефтеносный континентальный бассейн нового поколения на востоке Китая. Он богат ресурсами сланцевой нефти и имеет многовогнутые, многослойные,

многотипные характеристики. При разведке и разработке месторождений сланцевой нефти по каротажным данным учитываются условия миграции нефти и проницаемость пласта. По параметрам нефтеносности и подвижности сланцевой нефти обобщены изменения каротажных кривых в пластах с различным типом сланцевой нефти. Создана модель распознавания продуктивных пластов по данным каротажа на месторождениях сланцевого типа. На основе комплексной оценки геологических параметров коллекторов сложного строения сформирована технология оценки индекса нефтенасыщенности коллекторов сланцевой нефти на основе шести ключевых параметров: коэффициента пористости, коэффициента нефтенасыщенности, количества подвижной нефти, давления в пласте, индекса хрупкости и общей концентрации углеводородов по данным газового анализа. Эта технология была успешно применена при интерпретации данных каротажа, а в восточной части месторождения Шэнли и обеспечило мощную техническую поддержку программы разведки и разработки месторождений сланцевой нефти.

Ключевые слова: сланцевая нефть, каротаж, коллектор, трещинная пористость, индекс нефтенасыщенности.

Сланцевая нефть во впадине Цзиян скапливается в виде полуглубокого и глубокого озера, богатого органическими и карбонатными сланцами, отложенными в бассейне соленых озер нового поколения. Это сланцевая нефть средней - низкой, средней и высокой степени эволюции с высоким содержанием и большим ресурсным потенциалом¹. В настоящее время нефтяники добились больших успехов в исследовании сланцев в районах, впадин Цзяньхуа и Дуньин, где имеются хорошие перспективы разведки и разработки.

С 1990-х годов многие ученые следили за прогрессом в разведке и разработке сланцевой нефти в Китае, проводили исследования по моделированию геологических параметров, благоприятному разделению участков хранения и комплексной идентификации двух типов пористости по данным каротажа сланцевой нефти и достигли практических результатов. По мере того, как разведка сланцевой нефти на суше во впадине Цзиян продолжает прорываться, предъявляются более высокие требования к эффективной и точной технологии оценки запасов сланцевой нефти, применимой в регионе. Исходя из оценки параметров нефтенасыщенности, пористости, проницаемости и давления в коллекторах сланцевой нефти, по данным каротажа, автор устанавливает технологию комплексной оценки коллекторов сланцевой нефти, характеризующуюся шестью такими параметрами, как пористость, насыщенность, подвижность нефти, пластовое давление, индекс хрупкости и концентрация углеводородов, чтобы обеспечить техническую поддержку прорыва в разведке месторождений сланцевой нефти и крупномасштабной разработки.

1 Методы геофизических исследований

По четырем характеристикам пласта сланцевой нефти “коллекторность, нефтеносность, подвижность, пластовое давление” строим методику идентификации продуктивных коллекторов по данным каротажа.

1.1 Характеристики данных каротажа

Сланцевая нефть во впадине Цзиян развивается в первом, нижнем третьем и верхнем четвертом песчаниках в группе Шахэцзе. Анализ характеристик каротажа наиболее эффективен в нижнем третьем и верхнем четвертом песчаниках.

Характеристики отклика каротажа коллектора сланцевой нефти в нижней части третьего песчаного слоя впадины Бонан: Естественная гамма-активность имеет среднее и высокое значение, три кривые пористости подвержены совместному влиянию γ органического вещества, трещин и т.д. Они имеют четкую зигзагообразную форму, удельное сопротивление из-за органического воздействия характеризуется зубчатым высоким сопротивлением. Под воздействием литологии, материалности, нефтеносности и плотности органического вещества характеристики каротажа различны, но обычно имеют высокое удельное сопротивление, высокую разность времени пробега упругой волны, высокие показания нейтронного каротажа (НК), низкую плотность, аномалию амплитуды потенциала собственной поляризации (Рис. 1).

Рис. 1 Характеристики реакции каротажа пласта сланцевой нефти в нижнем третьем песчаниках

Естественная гамма-активность в верхней части четвертого песчаного слоя γ -имеет средние или средние-низкие значения, а три кривые пористости имеют двухорбитальную форму и диапазоны уменьшаются по сравнению с нижней частью третьего песчаного слоя, что указывает на повышение прочности сланца. Сланец обладает высокой плотностью, средними значениями НК и интервального времени, средним удельным электрическим сопротивлением (Рис. 2).

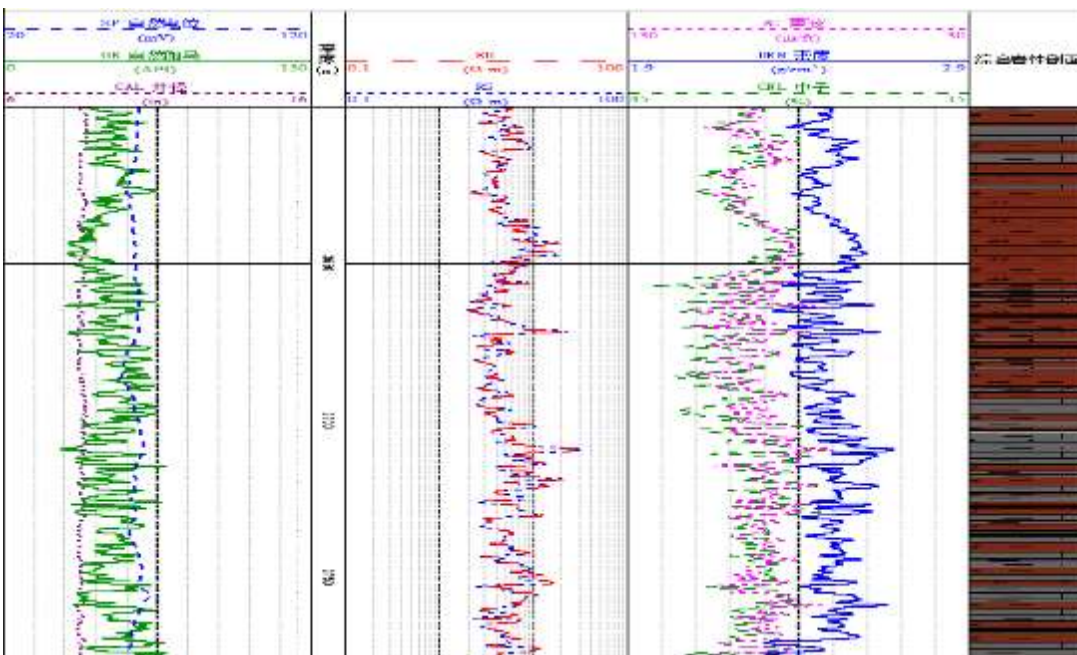


Рис. 2 Характеристики реакции каротажа пласта сланцевой нефти в верхнем четвертом песчаниках

1.2 Ключевые методы оценки для каротажа по индексу нефтенасыщенности

1.2.1 Методы коллективной оценки

Оценка концентрации сланцевой нефти в каротажных скважинах в основном ориентирована на оценку литологии и пористости. Горная порода является носителем сланцевой нефти. Различия в типах пород определяют степень обогащения сланцевой нефти. Пористость является основным местом накопления сланцевой нефти, и ее размер определяет степень обогащения сланцевой нефти.

(1) Расчет минеральных компонентов

① Метод статистической регрессии

На основе литой пластины, X-дифракционного анализа всей породы, X- дифракционного анализа глины и других данных в качестве шкалы, с помощью экспериментальных данных и нескольких параметров каротажа для статистической регрессии, создается математическая модель, формируется высокофункциональный метод непрерывного расчета содержания минеральных компонентов с использованием данных каротажа. Были созданы модели расчета содержания минеральных компонентов, таких как глинистые минералы, песчаные породы и карбонатные породы, соответственно, и модель расчета содержания минеральных компонентов. Результаты анализа минеральных ресурсов по скважине FYP1 лучше согласуются с результатами анализа кернов (Рис. 3).

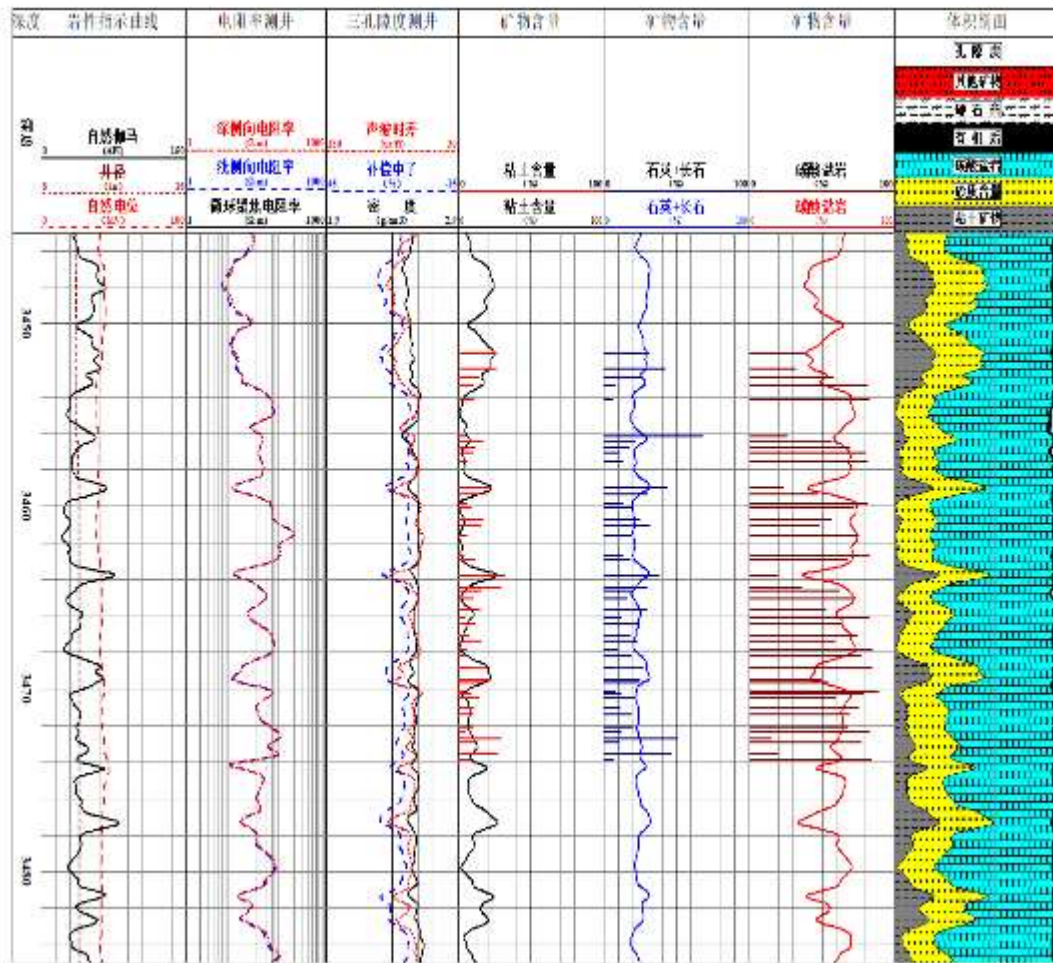


Рис. 3 Метод статистической регрессии для расчета содержания минералов по скважине FY1.

② Алгоритм оптимизации элементарных минералов

Элементный каротаж является наиболее точным методом геофизического расчета минерального состава породы, и результаты, полученные алгоритмом оптимизации элементного каротажа, хорошо согласуются с данными X-дифракционного анализа керна. В интерпретационном профиле обработки данных каротажа захвата элементов в сланцевом коллекторе в скважине FY1 красный столб представляет собой измеренный минеральный состав керна, а черная кривая - расчетное значение элементарного каротажа. Результаты обработки показывают, что основной литологией в коллекторе сланцевой нефти являются карбонатные породы, содержание которых составляет от 40% до 50%, содержание песчаника около 20%, содержание глины от 20% до 35%, по сравнению с данными анализа керна, имеет лучшее соответствие (Рис. 4) .

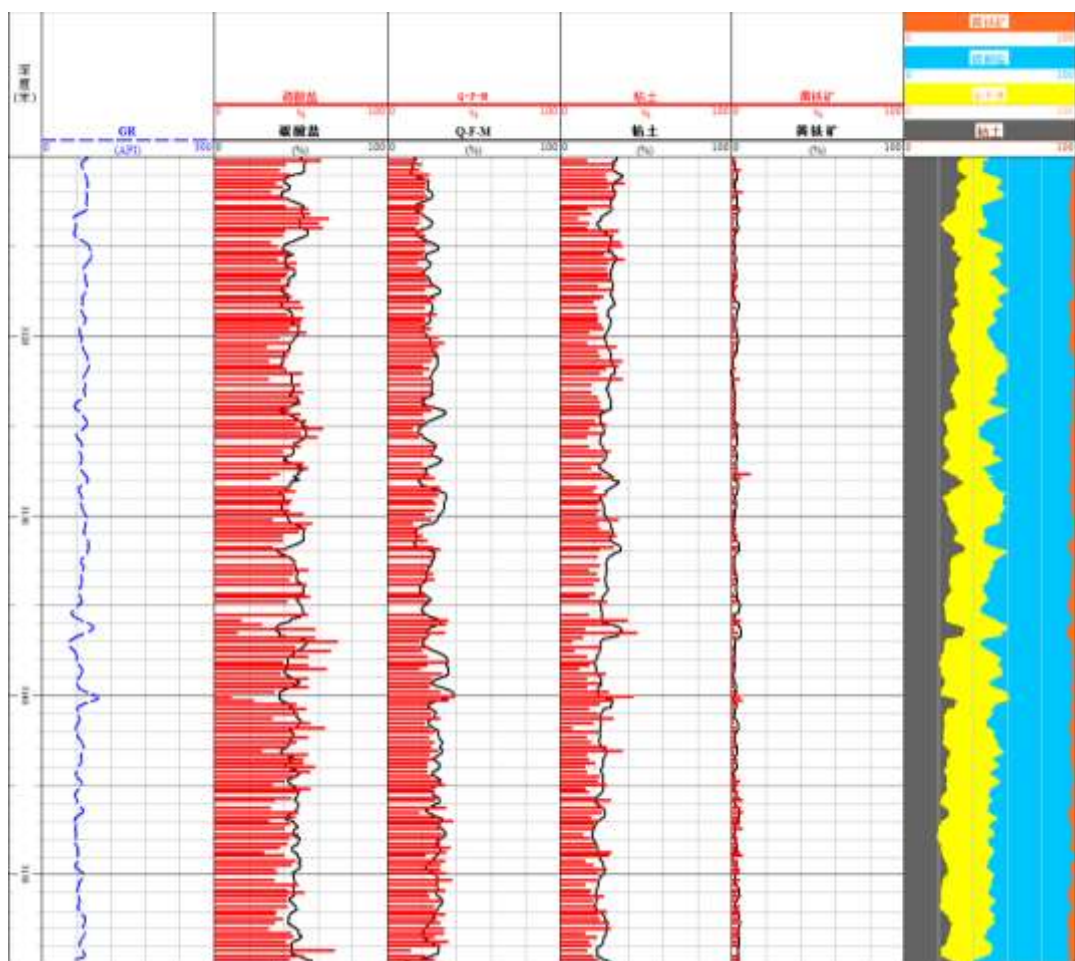


Рис. 4 Расчет минерального содержания с использованием алгоритма оптимизации элементов скважины FY1

(2) Метод расчета физических свойств

Особые физические свойства пласта могут привести к ошибкам в расчетах кривых пористости по данным акустического и плотностного гамма-гамма каротажа. В настоящее время у нас есть три метода расчета пористости. Во-первых, это метод региональной статистической регрессии. Во-вторых, это метод расчета пористости с использованием изменяющихся значений минерального каркаса, полученных с помощью элементного каротажа, в сочетании с обычным каротажом. В-третьих, пористость, полученная при помощи метода ядерного магнитно-резонансного каротажа, в основном не зависит от литологии и также может получить о структуре пористости и другие соответствующие параметры.

① Метод статистической регрессии

На основе информации, полученной из ключевых скважин, данные о пористости и проницаемости собранных и обработанных керновых анализов были проанализированы на корреляцию с кривой каротажа, и была установлена связь между их преобразованием, что позволило рассчитать параметры пористости и проницаемости глинистых сланцев. Результаты расчетов пористости лучше согласуются с результатами экспериментов по керну скважины

WX590 (Рис. 5).

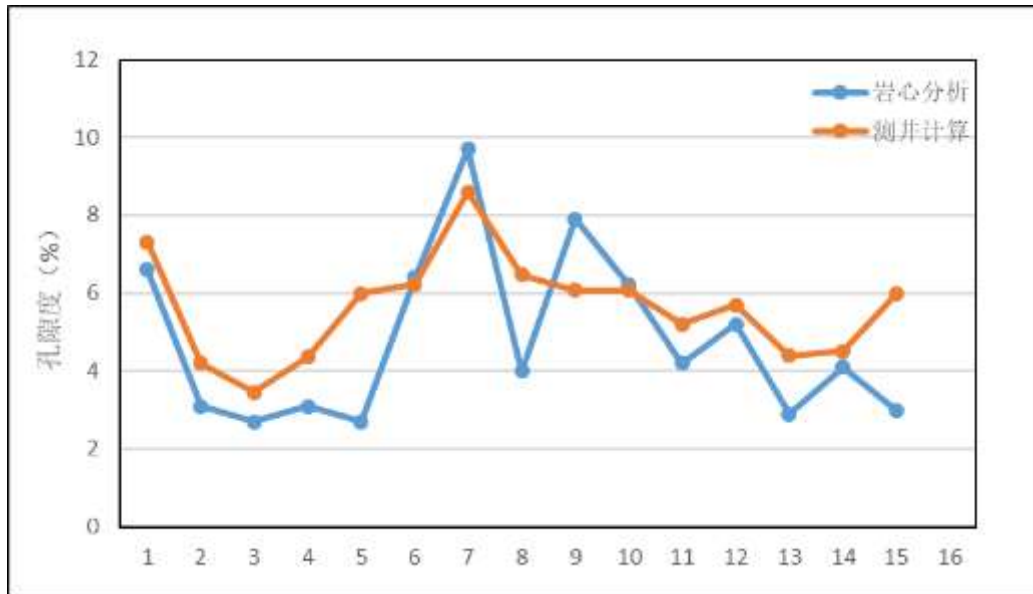


Рис. 5 Метод статистической регрессии скважины wx 590 для расчета пористости

② Метод вычисления комбинированного значения с кривой плотности

Минеральный состав сланцевых нефтеносных пластов сложный, поэтому расчет таких параметров, как пористость керна, с использованием фиксированных значений параметров скелета может привести к большим ошибкам. Каждый минерал имеет свои специфические значения плотности скелета, изменяющиеся с глубиной. Они определяются на основе изменений содержания различных минералов, что помогает рассчитать пористость коллектора. В скважине FY1 расчетная пористость минеральных скелетов, определяемых элементами, является более точной, чем в обычных расчетах содержания минералов (Рис. 6).

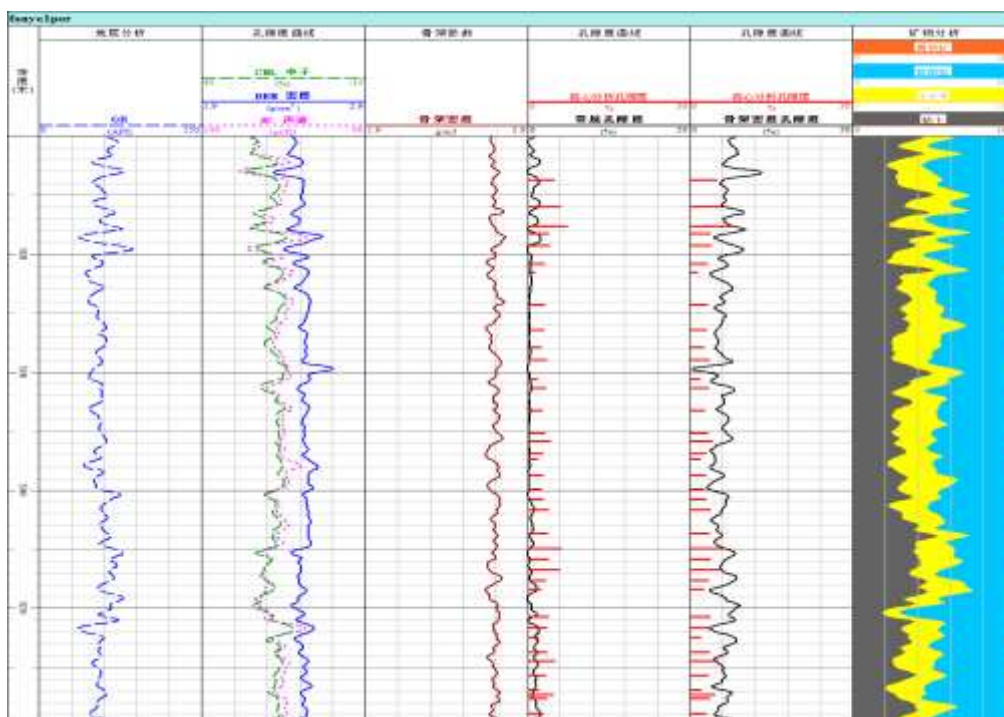


Рис. 6 Расчет пористости методом учета элементного состава в скважине FY1.

③ Получение пористости и структуры пористости методом ядерного магнитного каротажа

Общая пористость, эффективная пористость, подвижная пористость, полученная в результате МРТ - каротажа, как правило, эффективная пористость близка к пористости керна, полученной методом жидкого насыщения. Диаграмма сравнения эффективной пористости ядерного магнитного поля с пористостью керна скважины L69 в нижней части третьего песчаного слоя, значение которой составляет около 5% (Рис. 7).

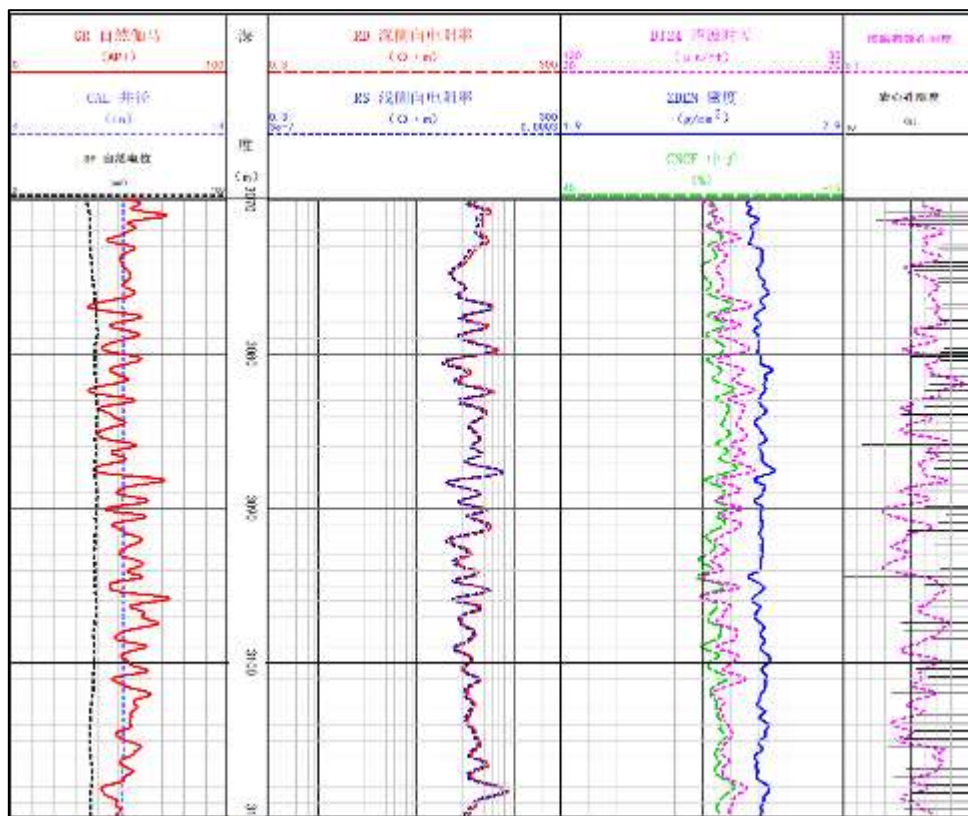


Рис. 7 Эффективная пористость по МРТ – каротажу в скважине L69.

(3) Метод расчета параметров трещины

Количественный расчет параметров трещины выполнен с использованием имиджера. С помощью математических методов результаты стратиграфических измерений инвертируются, чтобы получить фактическую длину, ширину, пористость трещины и другие параметры трещины. Основываясь на расчетах параметров трещин в скважине ВУР5, комплексный анализ показывает, что основные участки распределения трещин: 3815 - 3896 м, 3997 - 4137 м, 4179 - 4365 м, 4418 - 4607 м (Рис. 8).

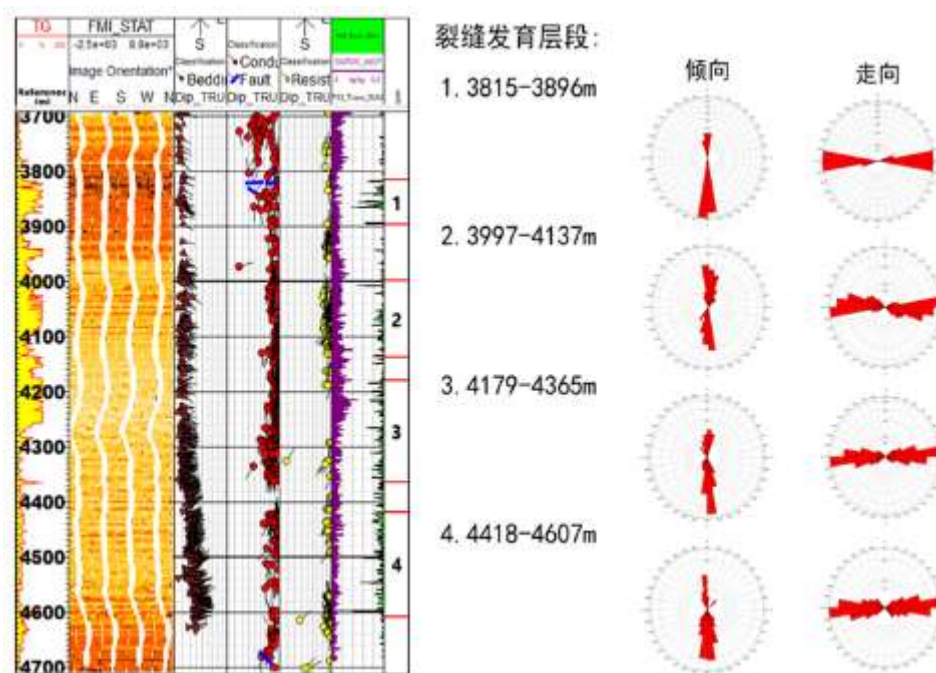


Рис. 8 Интервал развития трещин в скважине ВРР5.

1.2.2 Методы оценки содержания нефти

Оценка нефтеносности в основном использует такие параметры, как степень термической эволюции органического вещества (R_o), содержание свободных углеводородов (S_1), содержание органического углерода (TOC) и индекс содержания нефти (S_1/TOC), насыщенность нефтью и т.д. Это позволяет определять сегмент обогащенного сланцевой нефтью слоя с учетом уровня зрелости органического вещества, размера избытка и потенциала углеводородов.

(1) Метод расчета зрелости органических углеводородов

Углеводородные породы имеют соответствующие отражения на различных кривых каротажа. Можно рассчитать и оценить параметры углеводородной породы ϵ по данным гамма-каротажа, естественного гамма-спектра, удельного сопротивления, плотности и акустического каротажа. С помощью регрессионного анализа данных каротажа можно получить параметры для расчета органического углерода TOC, свободного углеводорода S_1 , альбедо зеркальной группы и т. д., отражающие плотность залегания и зрелость углеводородной породы (Рис. 9).

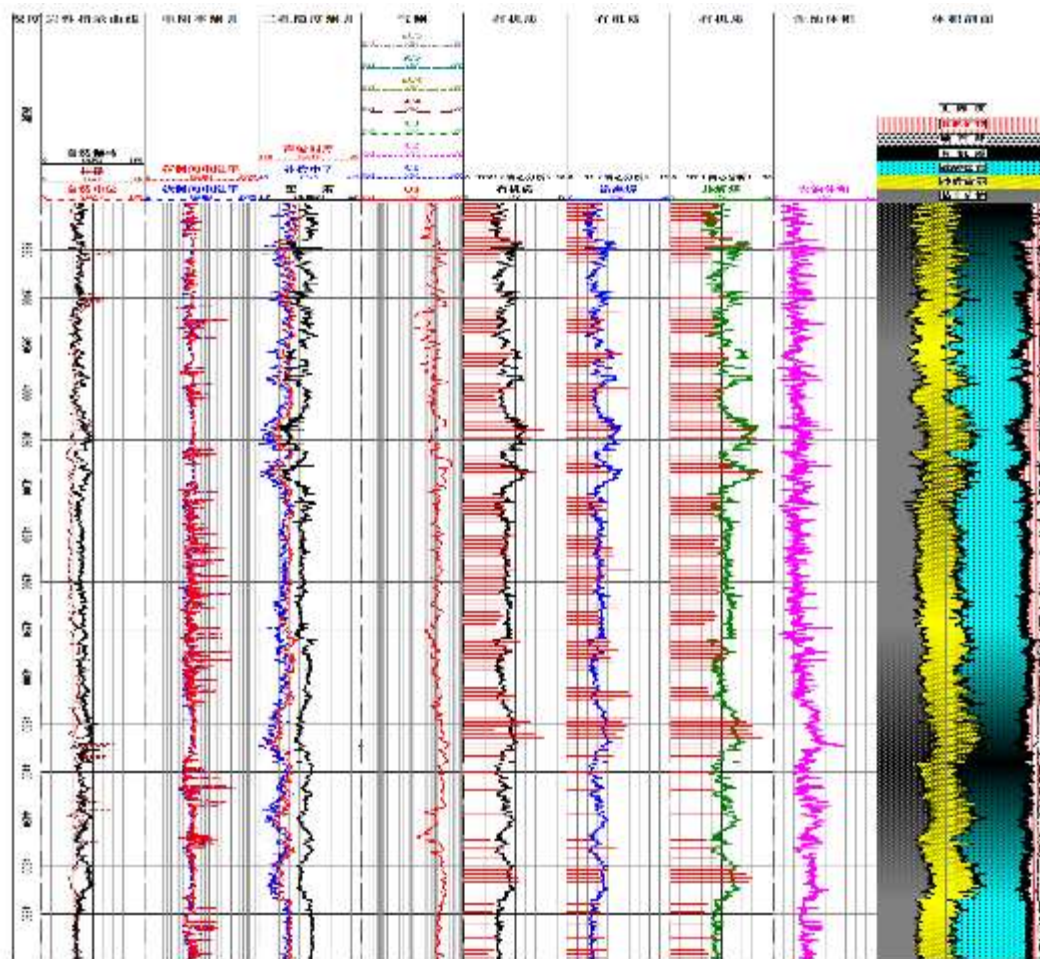


Рис. 9 Диаграмма сравнения результатов расчёта геохимических параметров с анализом кернов из скважины LY1HF.

(2) Оценка содержания нефти с использованием двухмерной МРТ

Используя двухмерный МРТ для кластерного анализа, измеренные сигналы T1 и T2 делятся на 13 зон. Короткие сигналы T2 и короткие T1 являются сигналами глинистой связанной воды. Относительно короткий T2 короткий T1, T1/T2 отношение (около 1), является сигналом капиллярной связующей воды. Относительно длинное отношение T2, T1/T2 (близкое к 1) является сигналом подвижной воды. Относительно длинное отношение T2, T1/T2 (более 1) является сигналом подвижной нефти (Рис.10).

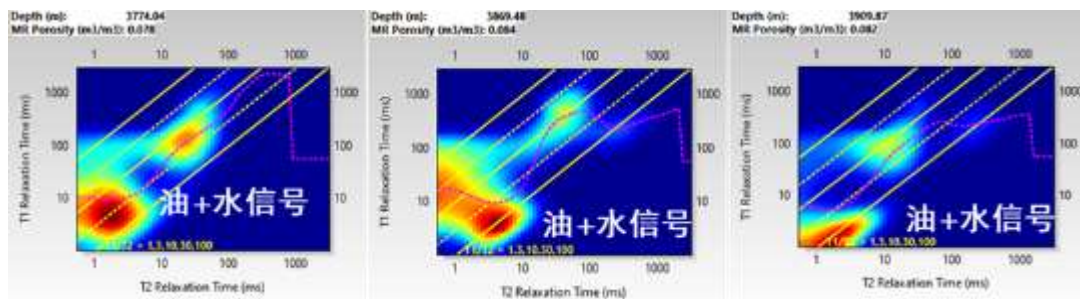


Рис. 10 Схема пересечения T1 - T2 с относительно очевидным сигналом нефти

(3) Метод расчета насыщенности нефтью

Сланцевая нефть накапливается в неорганических пористостях, микротрещинах и

органических пористостях, сложность способа ее хранения влияет на точность расчета параметров насыщенности нефтью². Можно сказать, что расчет параметров насыщенности нефтью является мировой проблемой.

① Применение формулы Арчи

Значения параметров a , m , n и b в формуле Арчи должны быть определены с помощью геоэлектрических экспериментов. На основе результатов геоэлектрических экспериментов с образцами из скважины L69 было установлено, что a , m , n и b значительно отличаются от обычных песчаниковых коллекторов и отражают сложность структуры пористости глинистого сланца.

② Модель насыщенности нефтью

Метод расчета насыщенности нефтью учитывает сырую нефть, хранящуюся как в неорганических, так и в органических пористостях. Насыщенность нефтью $1 - S_w$, присутствующая в неорганических пористостях, называется неорганической насыщенностью нефтью; Насыщенность нефтью, присутствующая в органической пористости, называется S_{o2} , которая называется органической насыщенностью нефтью.

Преобразуя вышеупомянутую модель решения параметров нефтеносности на язык программы, получили соответствующий программный функциональный модуль для достижения цели непрерывного расчета параметров нефтеносности. На рисунке 11 показана схема расчета параметров нефтеносности пластов в скважине L69. На ней можно обнаружить, что насыщенность нефтью, насыщенность водой и значения анализа керна, полученные при непрерывной обработке, имеют более высокую степень соответствия. Поэтому, в соответствии с характеристиками горных пород, предпочтительное применение модели могут получить параметры содержания нефти и газа удовлетворительной точностью.

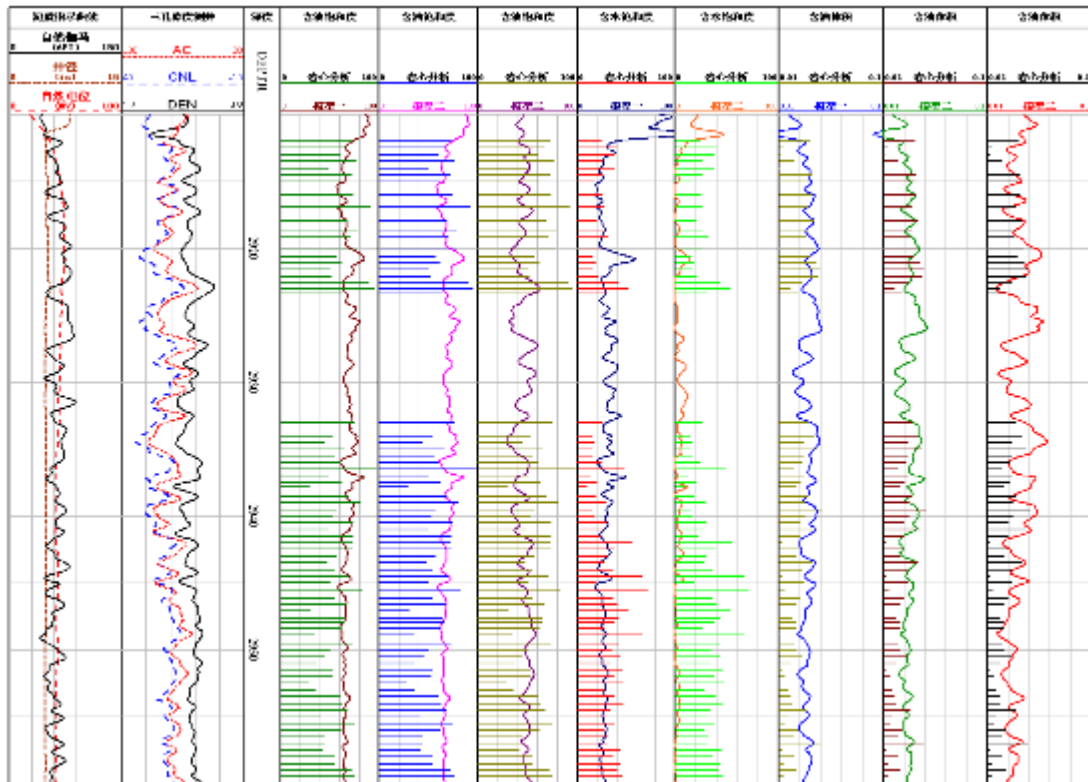


Рис. 11 Сравнение результатов расчета нефтенасыщенности пластов в скважине L69.

1.2.3 Метод оценки подвижности

Для оценки подвижности в основном используют плотность сырой нефти, отношение нефти к газу, коэффициент давления, степень развития прослойки, степень развития трещины и другие параметры. По данным каротажа в основном анализируют степень развития трещин.

Характеристики каротажа в видимом сегменте развития трещин проявляются в расширении диаметра, высокой акустической разности во времени, средней пористости, высоком сопротивлении, низкой плотности и низкой естественной гамма-активности. Микротрещины идентифицировать труднее. Ортогональная многополюсная акустическая карта в скважине FYP1 с различной степенью затухания амплитуды волн Стоунли на некоторых участках скважины показывает, что микротрещины в скважине развиваются в разной степени, за исключением пористости матрицы (Рис. 12).

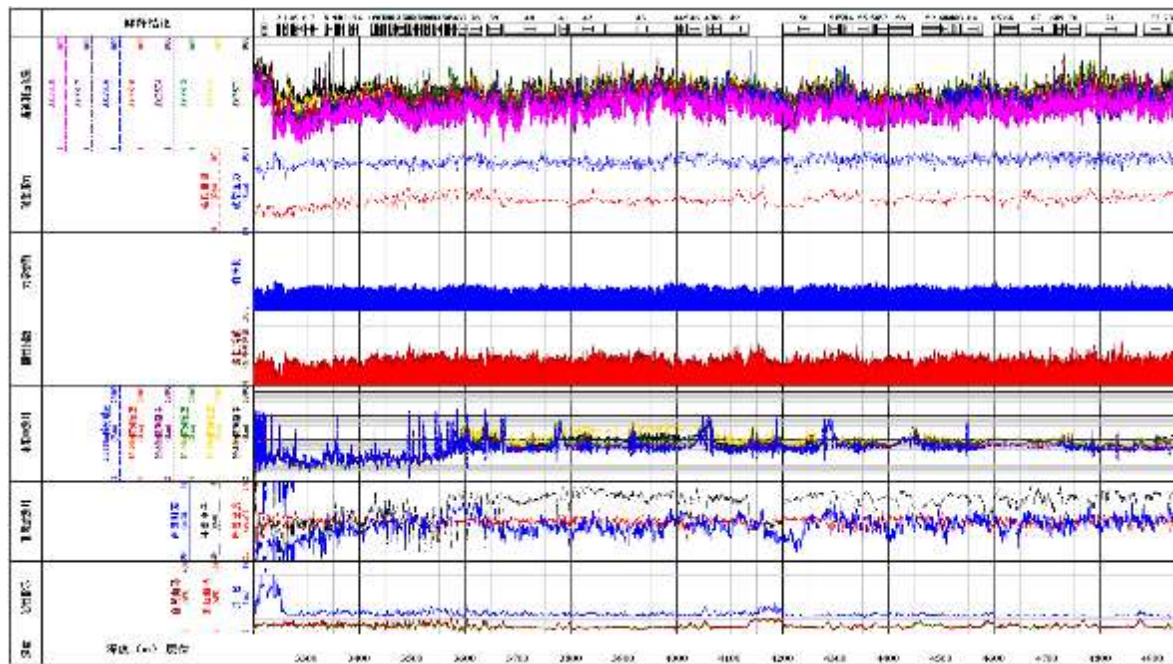


Рис. 12 Оценка сегмента развития микротрещин скважины FYP1

1.2.4 Метод оценки надавливаемости

Каротаж для оценки надавливаемости в основном использует такие параметры, как расчет содержания хрупких минералов, земного напряжения, индекса гидроразрыва и глубины залегания.

(1) Индекс минеральной хрупкости

Индекс минеральной хрупкости может быть рассчитан непосредственно на основе данных об элементах пласта, более практичен, а содержание различных минералов в минеральной хрупкости может быть объяснено с помощью элементного кароттажа.

(2) Метод индекса хрупкости по механическим параметрам горных пород

Полученное трехосное напряжение (максимальное, минимальное горизонтальное давление, коэффициент разницы в горизонтальном напряжении), давление разрыва, коэффициент Пуассона, модуль Юнга, индекс механической хрупкости горных пород, оценка надавливаемости в сланце по данным акустического кароттажа являются основной информацией для разработки схемы проектирования ступенчатого гидраразрыва, оптимизации секции кластерной перфорации и секции скважины ступенчатого гидраразрыва.

Метод индекса хрупкости механических параметров горных пород основан главным образом на размерах модуля упругости и отношения Пуассона к механическим параметрам горных пород. Чем ниже значения коэффициента Пуассон, тем выше хрупкости породы, и чем выше хрупкости породы, тем лучше ее прессируемость, когда модуль Юнга увеличивается. На рисунке 13 красная область представляет собой зону индекса хрупкости, а зеленая - зону давления разрыва. Высокий индекс хрупкости, низкое давление разрыва - хорошая

индикаторная надавливаемость, а низкий индекс хрупкости, высокое давление разрыва - плохая индикаторная надавливаемость.

Рис. 13 Оценка надавливаемости в скважине УУР1.

2 Установление стандартов нефтенасыщенности

В соответствии с характеристиками каротажа и ключевыми параметрами различных типов сланцевой нефти, устанавливаются методы классификации и критерии интерпретации различных типов сланцевой нефти, чтобы реализовать идентификацию и классификацию их типов каротажа и количественно оценить нефтенасыщенность.

2.1 Характеристики индекса нефтенасыщенности

Исследования показывают, что Цзиянская сланцевая нефть богата ресурсами, но распределена разбросанно, залегание нефти глубокое, высокие температуры и давления. Она характеризуется "четырьмя сложными" такими как сложной структурой, сложной литологической фазой, сложным геонапряжением и сложными свойствами жидкости. Толщина углеводородных пород большая, содержание органических веществ высокое, умеренная степень термической эволюции и развитие богатых карбонатами горных пород в бассейне соленых озер являются основными факторами обогащения сланцевой нефти. Развитие сети неорганических отверстий - швов, высокий коэффициент пластового давления, высокое содержание хрупких минералов, хорошая способность к давлению, увеличение мощности расширения CO₂, многомерный комбинированный гидроразрыв являются основными факторами высокого скопления сланцевой нефти в Цзияне.

(1) Литологическая фаза

Благоприятная литологическая фаза сланцевой нефти типа субстрата депрессии Цзиян богата органическими слоями, слоистой глинистой карбонатной фазой. Её способность к хранению, нефтеносность и надавливаемость лучше. Полосчатые, слоистые карбонатные глинистые фазы, богатые органическими веществами, хотя на высокое содержание задерживающей нефти, но ее динамическая насыщенность нефтью, просачиваемость и надавливаемость хуже. В существующих технических условиях этот тип сланцевой нефти имеет плохой эффект гидраразрыва, низкую производительность. Слоистая сланцевая нефть имеет литологическую фазу тонкого песчаника, известняка, глинистого известняка, доломита и т.д. Подобно плотному песчанику нефти и газа, его способность к хранению, нефтеносность и надавливаемость превосходны.

(2) Минеральный состав и содержание

Состав и содержание полезных ископаемых являются важными параметрами для

классификации участков благоприятного скопления сланцевой нефти. Содержание хрупких минералов в горных породах напрямую влияет на качество хранения, высокое содержание хрупких минералов, легко образуя микротрещины и другие более подвижные места хранения. Кроме того высокое содержание хрупких минералов в значительной степени влияет на хорошие результаты достигнутые в процессе гидраразрыва. Чем выше содержание минеральных компонентов, таких как кварц и карбонатные породы, рассчитанные по данным каротажа, тем выше индекс хрупкости. Более благоприятным является создание трещин путем строительства трещин под гидраразрывом и открытие в течение более длительного периода времени, поэтому содержание хрупких минералов является ключом к преобразованию сланцевой нефти для получения высокой нефтенасыщенности. Это напрямую влияет на выбор участков скважин с последующим гидраразрывом и перфорацией. При гидраразрыве следует выбирать слои с относительно небольшим содержанием глинистых минералов и относительно большим содержанием хрупких минералов.

(3) Физические параметры

Размер пористости физических параметров каротажа влияет на материальную и нефтеносную плотность участка хранения. Если большая пористость, то материальная природа относительно хороша, соответственно, насыщенность нефтью выше. Поэтому пористость является важным параметром для оценки качества и нефтеносности участка хранения сланцевой нефти, а также важным параметром для оценки качества хранения сланцевой нефти и оценки подвижной нефти и газа. Структура пористости влияет на насыщенность сланцевого нефтью и текучесть сырой нефти. Если наблюдается развитие грубого промежуточного отверстия сланцевого сегмента, то его насыщенность нефтью высока, проницаемость хорошая. После гидраразрыва можно получить более высокую производительность. И наоборот, если тонкое промежуточное отверстие, сланец имеет низкую насыщенность нефтью, малый объем подвижной нефти и плохую проницаемость породы. Для сланцев со сложной структурой пористости и низкой эффективной пористостью оценка структуры пористости в дополнение к экспериментальным методам может быть получена по МРТ-каротажу.

(4) Трещины

Развитие трещин в значительной степени определяет просачиваемость участка сбора сланцевой нефти. Сетевая система микротрещин улучшает способность к накоплению и просачиванию сланца, тонкая прослойка является основным каналом просачивания для стабильного производства сланцевой нефти⁴. Она открывает развитие швов, значительно улучшает проницаемость участка хранения, как правило, имеет лучшую производительность. В горных породах высокое содержание хрупких минералов и близость к разломам часто приводит к развитию трещин. Промышленные мощности приобретаются в естественных условиях на участке многоскважинного сланцевого коллектора в нефтегазовой зоне Шэньчжэня, как

правило, вблизи разломов. Таким образом, степень развития трещин является важным показателем для классификации категорий участков благоприятного хранения сланцевой нефти.

(5) Насыщенность нефтью

Параметры насыщенности нефтью являются важными параметрами каротажа для определения плотности залегания нефти в углеводородных породах. Уровень насыщенности нефтью, рассчитанный по данным каротажа, включает как свободные, так и невозвратные нефти. В существующих технических условиях, большой вклад в производительность - это в основном содержание подвижной нефти. Содержание подвижной нефти и зрелость органического вещества, материальные параметры тесно связаны. В настоящее время широко используемым методом оценки подвижной нефти является оценка в сочетании с геометрическими параметрами нефтеносности. Кроме того, МРТ - каротаж более точно отображает важные каротажные свойства подвижной нефти в сланцах.

(6) Геохимические параметры

Исследования подтвердили, что способ удержания нефти в сланцах является сложным. Количество свободной нефти - это подвижное количество нефти и газа в сланцевой системе. Количество подвижной нефти в пластах в условиях разработки получают с помощью таких методов, как герметичный керн, ядерный магнитный резонанс с использованием других экспериментальных данных⁵. Степень насыщения пласта свободной нефтью и газом определяет производительность добычи сланцевой нефти. Плотность остаточной нефти тесно связана с содержанием органического углерода ТОС, высококачественный участок хранения сланцевой нефти имеет высокое содержание органического вещества. ТОС обычно превышает 2%. Объем подвижной нефти тесно связан с содержанием свободных углеводородов S1, как правило, с S1/ТОС. Чтобы показать плотность подвижной нефти в застрявшей нефти, высококачественный сегмент сланцевой нефти S1/ТОС, как правило, более 80. Высокие значения параметров локализации, таких как ТОС и S1, соответственно увеличивают насыщенность нефтью и объем подвижной нефти. Таким образом, в отличие от обычных нефтяных месторождений, параметры ТОС и S1/ТОС также являются важными параметрами для классификации категорий благоприятных участков хранения сланцевой нефти.

(7) Давление в пласте

Практика разведки и разработки сланцевой нефти и газа подтверждает, что как сланцевая нефть, так и сланцевый газ, аномальное давление пласта является ключевым фактором для достижения лучших результатов разработки. Аномально высокое пластовое давление, большое поровое давление указывают на хорошие условия ловушки на участке источника углеводородов, отсутствие рассеяния сланцевой нефти и газа. Аномалия высокого давления приводит к относительной вариации уплотнения пласта. Тогда свойства породы относительно хороши,

плотность и текучесть свободной нефти в породе хорошие и можно получить более высокую производительность и эффект разработки. Массивный акустический каротаж позволяет рассчитать три кривые давления пласта и, следовательно, коэффициент пластового давления сланца.

(8) Газовый каротаж, анализ шлама, индикация поверхности желоба

Сланцевая нефть, как правило, имеет аномалии высокого давления. Это приводит к тому, что при бурении сланцевого сегмента наблюдаются явные нефтегазовые аномалии с точки зрения газовых измерений, анализа шлама и т.д. Они часто сопровождаются очень активными нефтегазовыми проявлениями в желобах. Газометрия всех углеводородов и углеводородных компонентов, активность, показанная на поверхности канавки, представляет собой силу энергии нефти и газа в определенной системе буровых жидкостей. Поэтому такие данные, как газовые измерения, анализ шлама, отображение поверхности желоба, также являются важной информацией для классификации типов благоприятного участка хранения сланцевой нефти.

2.2 Распределение благоприятных сегментов по индексу нефтенасыщенности

Формула расчета индекса нефтенасыщенности

$$TBI \text{ (индекс нефтенасыщенности)} = \Phi \text{ (пористость)} + So \text{ (насыщенность нефтью)} + SII \text{ (} S1/TOC \text{)} + \text{коэффициент пластового давления} + VI \text{ (индекс хрупкости)} + QT \text{ (цельные углеводороды)}$$

По результатам расчета индекса нефтенасыщенности, сланцевые нефтяные коллекторы автоматически разделяются на делимые классы I (красный), II (желтый), III (зеленый) сланцевой нефти.

Программное обеспечение для комплексной оценки сланцевого каротажа выполняется на компьютерном языке и подключается к платформе интерпретации каротажа Forward или AllLog. Программное обеспечение может рассчитать содержание глины, содержание песка, содержание карбоната, содержание других минералов, пористость, проницаемость, содержание органического углерода, геохимические параметры, насыщенность нефтью, параметры хрупкости и так далее. В то же время он может количественно рассчитать коэффициенты пластового давления и индексы нефтенасыщенности. Он совместим с результатами обработки каротажа, такими как захват элементов, массивный акустический каротаж. Он охватывает многозональные, многослойные группы, многотипные параметрические вычислительные модели с масштабируемостью и сильной универсальностью, аккуратной структурой, разумной стратификацией. Это интеллектуальное программное обеспечение для комплексной оценки сланцевой нефти по данным каротажа.

На рисунке 14 показаны результаты оценки нефтенасыщенности на сланцевом участке скважины F201 во впадине Дуньин. Эта скважина представляет собой вертикальную скважину, которая лучше указывает на расположение нефтенасыщенных пластов с помощью индекса

хрупкости, пористости, насыщенности нефтью, индекса свободных углеводородов, коэффициента пластового давления и полного углеводорода в нижнем третьем и верхнем четвертом песчаниках 3231.0 - 3745.5 м. Гидравлический разрыв пласта (ГРП) этой скважины разделен на 5 сегментов для испытания нефти, результаты оценки индекса десерта совпадают с результатами испытания нефти.

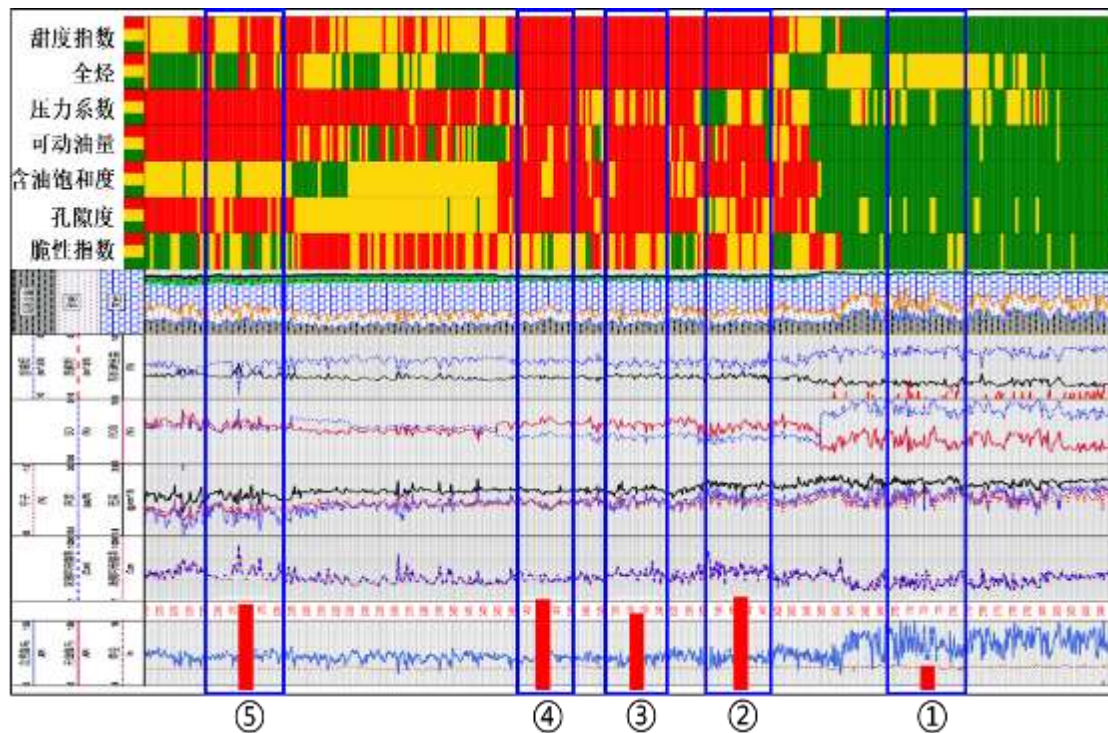


Рис. 14 Комбинированная интерпретация сланцевой нефти в скважине F201

На рисунке 15 показаны результаты оценки десертов в сланцевом сегменте скважины FYR1 во впадине Дунъян. Эта скважина является горизонтальной. В верхнем четвертом песчанике гидравлический разрыв пласта (ГРП) в общей разделен на 31 сегмент; результаты оценки индекса нефтенасыщенности 3800 - 3946 м (24 - 27), 4900 - 5000 м (7 - 8) являются благоприятными участками коллектора; 4300 - 4650m (13 - 18) и представляют собой более бедные участки коллектора. После гидраразрыва индикатор показывает, что производительность лучше согласуется с индексом нефтенасыщенности, что подтверждает его эффективность при выделении коллекторов сланцевой нефти.

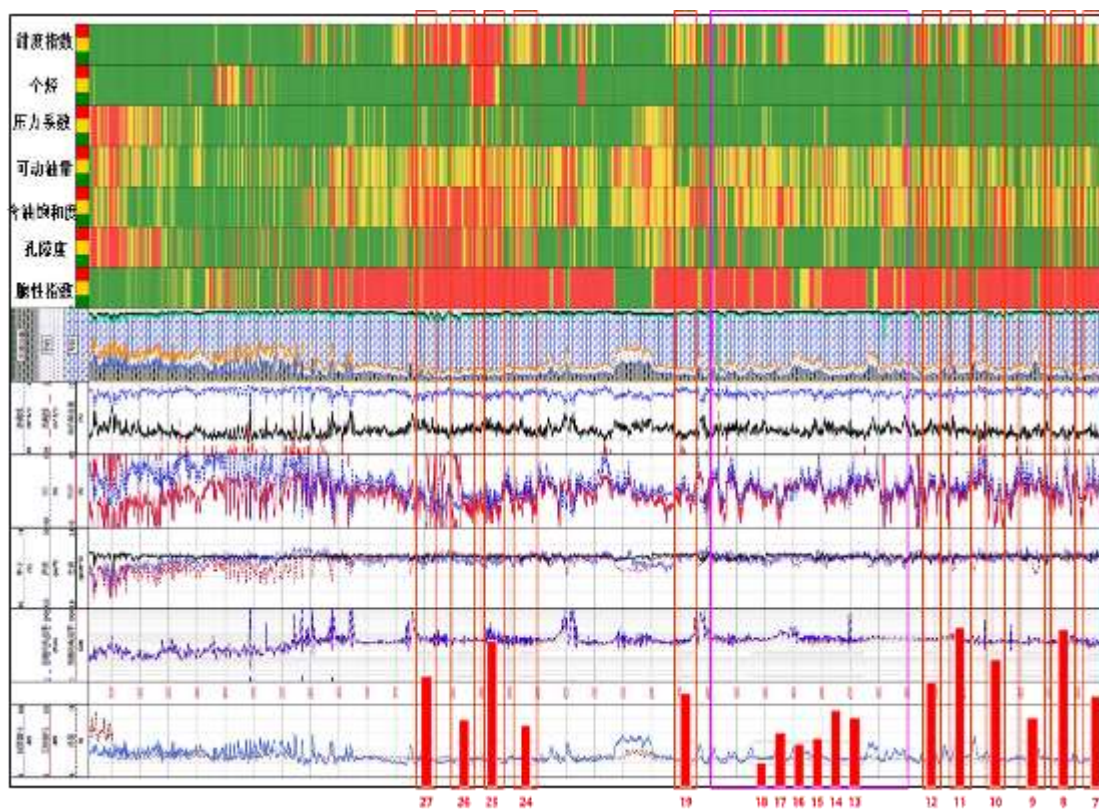


Рис. 15 Результаты комплексной интерпретации данных каротажа в скважине FYP1 сланцевого нефтяного месторождения

Выводы

1. Разнообразные типы литологических фаз сегмента сланцевой нефти во впадине Цзиян, развитие пространства хранения двойной пористости и трещин матрицы, развитие скоплений различной степени зрелости, использование многопараметрического индекса нефтенасыщенности может эффективно идентифицировать продуктивные пласты.

2. По пористости, насыщенности нефтью, подвижной нефти (S_1 / TOC), коэффициента пластового давления, индекса хрупкости, значения газоизмеренных полных углеводородов и т.д. разработан метод расчета каротажа комплексного индекса нефтенасыщенности пластов континентальной сланцевой нефти на основе машинного обучения с 6-ю параметрами, характеризующими геологические и инженерные параметры сланцевой нефти, используемый для интеллектуальной обработки и объяснения разделения десертных сегментов сланцевой нефти, и добился значительных результатов в депрессии Цзиян.

3. Разные веса 6-ти параметров в определении индекса сладости в настоящее время не подкреплены богатым и эффективным практическим опытом. По мере накопления данных разведки и разработки континентальной сланцевой нефти, метод определения индекса нефтенасыщенности, основанный на многопараметрических представлениях, также будет постоянно совершенствоваться и оптимизироваться.

**ИНТЕНСИФИКАЦИЯ ПРИТОКА В СКВАЖИНАХ
РАЗЛИЧНОГО НАЗНАЧЕНИЯ С ПРИМЕНЕНИЕМ
УНИКАЛЬНОГО ГЕНЕРАТОРА ДАВЛЕНИЯ ГДК-170. МНОГОИНТЕРВАЛЬНЫЙ РАЗРЫВ ПЛАСТА,
РАЗОБЩЕНИЕ И СЕЛЕКТИВНАЯ ПЕРФОРАЦИЯ (РСР).**

Введение

В новом тысячелетии, в которое вступила нефтегазовая промышленность 20 лет назад, основной решаемой проблемой является не просто увеличение добываемых объемов продукта, а рациональное и правильное использование недр, согласующееся с экологическими, природоохранными целями государства. Гидроразрыв пласта и его модификации являются в этом отношении одними из наиболее опасных как для природы, так и для рационального использования недр, в связи с возможностью резкого роста обводненности продукции при его применении. Однако, в терригенных пластах наибольшую эффективность доказали именно методы, которые способствуют развитию разнообразных трещин, за счет которых появляется возможность задействования прежде не дренируемых запасов, особенно в низкопроницаемых пластах. На помощь современному геологу приходят не менее эффективные и более экологически безопасные технологии, такие как газодинамический разрыв пласта (ГДРП) или термогазохимическое воздействие на пласт (ТГХВ). Одним из наиболее совершенных, конкурентоспособных на данном рынке предложением является генератор давления ГДК-170, который многократно продемонстрировал высокую эффективность на терригенных и карбонатных коллекторах различных месторождений.

**Метод - Теория газодинамического разрыва пласта с применением генератора давления
ГДК-170.**

Пороховой генератор давления ГДК-170 размещается в скважине, напротив интервала обработки (в зависимости от выбранной методики), и инициируется от взрывного патрона, при этом детонирующий шнур располагается во внутреннем сечении специальной группы зарядов (активные). Данный процесс осуществляется в скважине (рисунок 1), частично или полностью заполненной жидкостью, и характеризуется высокой скоростью нарастания давления и температуры. В результате призабойная зона пласта подвергается механическому, тепловому и физико-химическому воздействию. Основным фактор при воздействии - механический, проявляющийся в образовании остаточных трещин, которые не надо закреплять проппантом, потому что стенки трещин под воздействием интенсивных динамических нагрузок необратимо деформируются.

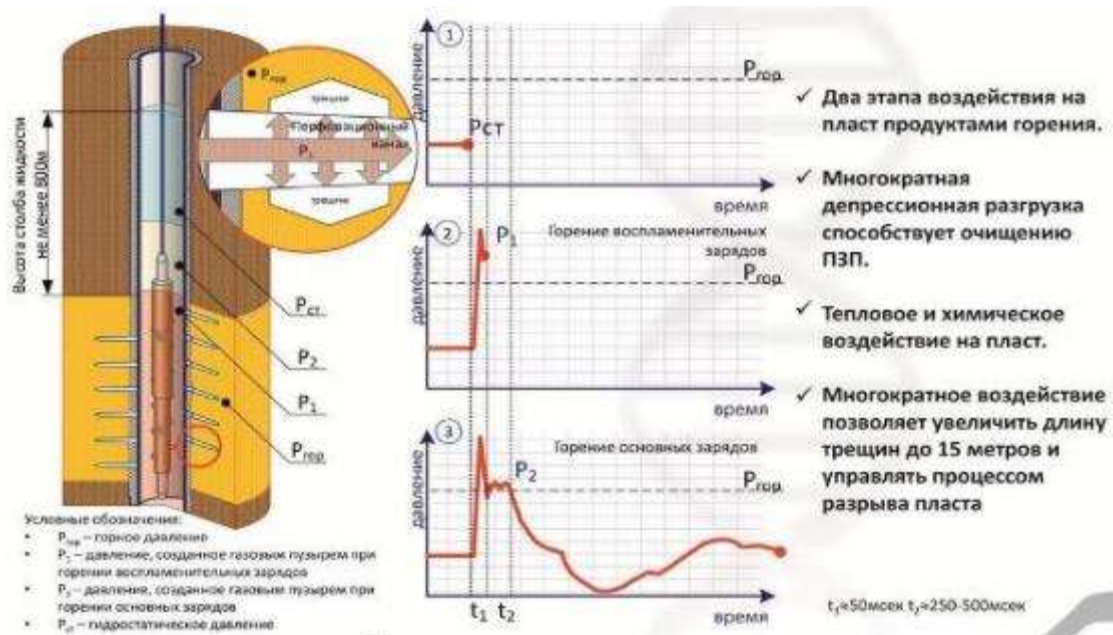


Рисунок 1. Основа технологии

При работе генератора в скважине создаётся избыточное давление, находящееся на уровне или превышающее горное, что обеспечивает образование сети микротрещин в пласте. При этом столб жидкости, находящейся в скважине, выполняет функцию пакера. Основой технологии является двухэтапное воздействие на призабойную зону пласта. На первом этапе, при горении активных (воспламенительных) зарядов генератора давления ГДК-170 в интервале продуктивного пласта происходит вытеснения жидкости в пласт через перфорационные каналы, что позволяет создать новую систему микротрещин и развить существующие трещины в призабойной зоне. На втором этапе, горение менее амплитудное, но более продолжительное, что обеспечивает развитие созданных на первом этапе и существующих систем микротрещин вглубь пласта.

Также немаловажное значение при обработке призабойной зоны имеет тепловой фактор. При горении зарядов генератора ГДК-170 температура на фронте горения достигает 2000-3000 °С. Однако максимальная температура на стенке эксплуатационной колонны составляет 300-350 °С, что связано с хорошей теплопроводностью колонны. При работе генератора образуется газовый пузырь, осуществляющий прогрев призабойной зоны при движении газообразных продуктов горения в глубину продуктивного пласта. Во время движения происходит активное воздействие высокой температуры на смолы, асфальто-смолистые и парафинистые отложения. После окончания горения расплавленные отложения вытесняются пластовым флюидом в ствол скважины, проницаемость призабойной зоны значительно увеличивается. В процессе химической реакции при работе ГДК происходит выделение кислотообразующих газов в продуктах горения, что приводит к образованию соляной и плавиковых кислот. Результатом становится воздействие агрессивных продуктов горения пороховых зарядов на пласт вследствие чего происходит растворение некоторых минералов, глинистых фракций находящихся в скелете горной породы, которые выносятся в ствол скважины в процессе эксплуатации и депрессионно-репрессиионаго нагружения породы.



Рисунок2. Пример работы ГДК-170.

Пример работы генератора давления ГДК-170 представлен на рисунке 2. Обрабатываемый пласт АС5, терригенный, низкопроницаемый. Подошва интервала перфорации расположена на отметке 2543 м. Давление столба жидкости 261 атм. Горное давление в интервале воздействия составляет 648 атм. Максимальное давление, возникшее при работе генератора давления ГДК-170 составило 804 атм, что соответствует 1,24 $P_{гор}$. Максимальное давление, возникшее на втором этапе работы генератора, который служит для развития созданных и естественных трещинных систем, составило 609 атм. В результате после воздействия генератора давления на ПЗП приёмистость скважины изменилась в 20 раз. Режим до применения генератора: 3 м³/сут при $P_{уст}$ = 163 атм. После воздействия генератора давления на пласт приёмистость увеличилась до 60 м³/сут при $P_{уст}$ = 170 атм.

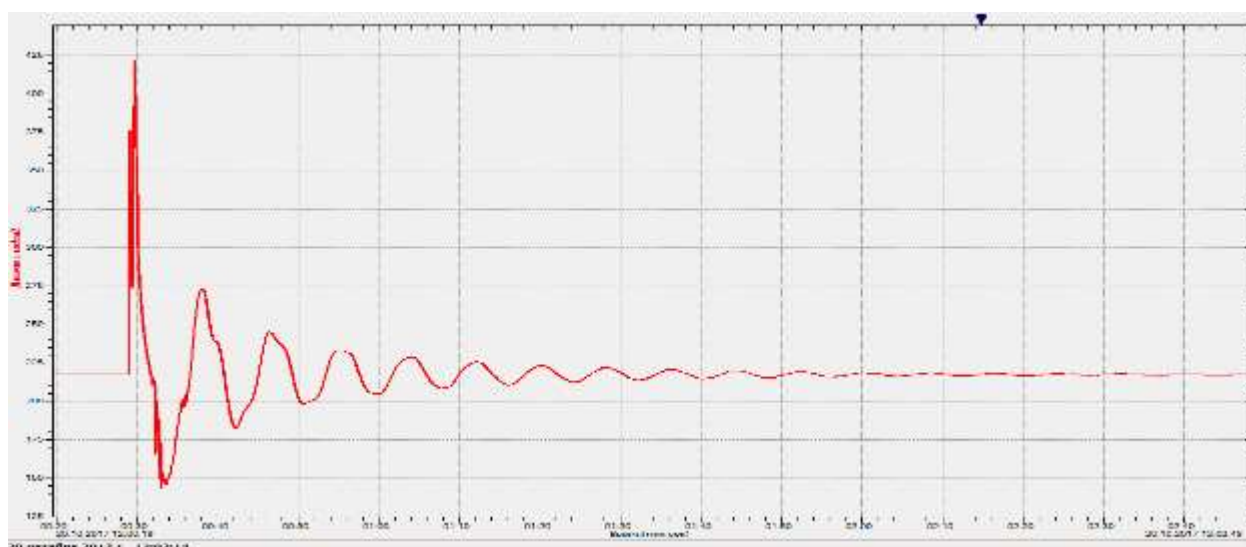


Рисунок 3. Депрессионно-репрессионные воздействия.

Преимущества применения ГДК-170.

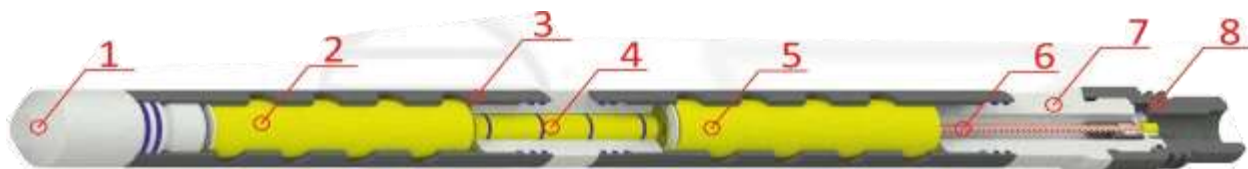
Первым и единственным в России генератором давления, позволяющим проводить обработки

в скважинах с горизонтальным окончанием (рисунок 5), является генератор давления ГДК-170. Доставка в интервал воздействия осуществляется на насосно-компрессорных трубах (рисунок 4). Технология опробована и внедрена, демонстрирует высокую эффективность на терригенных коллекторах.



Рисунок 4. ГДК-170. Корпусная модификация.

Основные преимущества технологий ГДРП состоят в том, что технология позволяет в широких пределах изменять динамику нагружения горных пород, в том числе, используя свойства горных пород необратимо деформироваться при высокоскоростных динамических нагрузках. Спад давления разрыва в скважине происходит в форме затухающей пульсации репрессивно-депресссионных воздействий (рисунок 3) в течение времени, значительно превышающего время горения топливных систем (в сотни раз). Мощное механическое воздействие создает в ПЗП разветвленную систему остаточных трещин протяженностью от 10 до 15 м, производит разрушение водонефтяных барьеров, последовательно выполняя очистку прискважинной зоны пласта от продуктов химических реакций и песчано-глинистых частиц.



1. Наконечник 2. Заряд основной 3. Корпус 4. Заряд промежуточный 5. Заряд воспламенительный 6. Детонирующий шнур 7. Головка 8. Переходник

Рисунок 5. Схематическое изображение генератора давления ГДК-170, спускаемого на НКТ.

Относительно аналогов технология обладает рядом неоспоримых преимуществ, таких как

мобильность, оперативность, возможность обработки горизонтальных скважин. Технологический отдел «СТСГеоСервис» располагает более чем 10-ью методиками проведения обработки, что позволяет подобрать наиболее эффективный способ воздействия для каждой скважины (рисунок 6). Успешность применения генератора давления ГДК-170 составляет более 90 % на эксплуатационном фонде скважин.

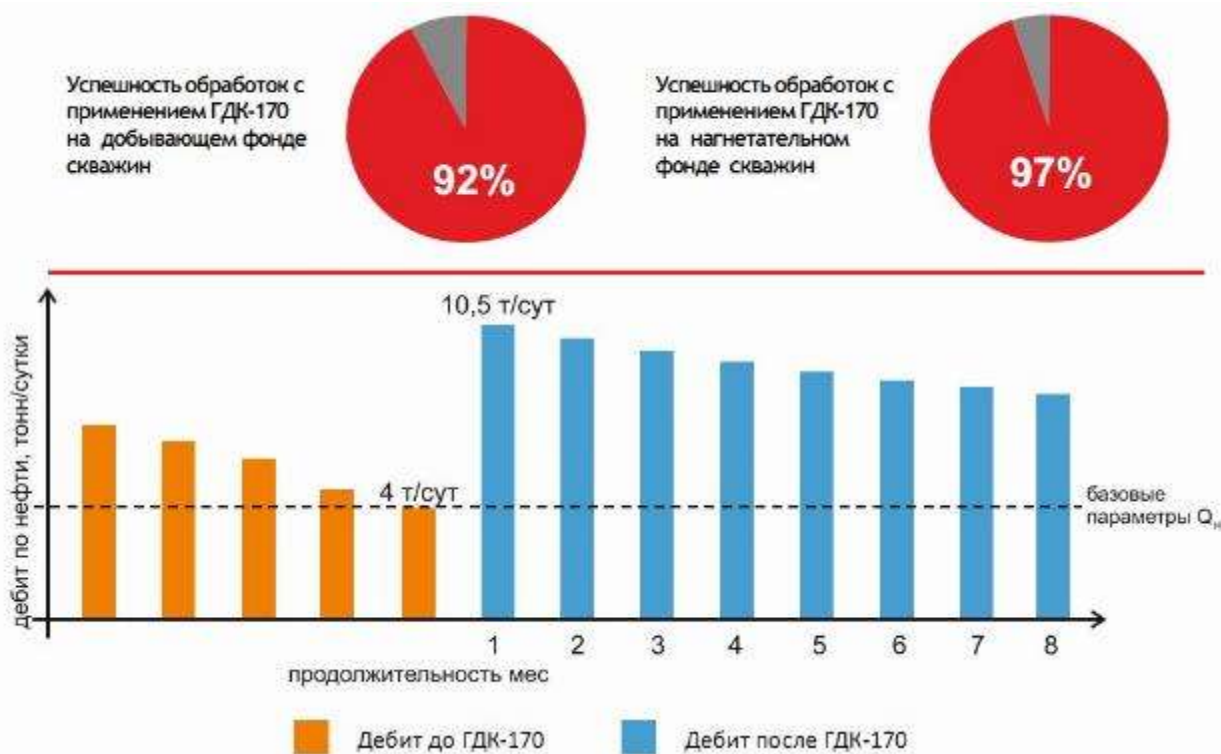


Рисунок 6. Успешность применения ГДК-170.

С применением генератора давления ГДК становится возможным проведение обработки в нагнетательных скважинах со спущенными насоснокомпрессорными трубами с применением лубрикаторов. Также разработана специальная конструкция, позволяющая проводить обработку в скважинах с хвостовиками.

Усовершенствованная конструкция генератора давления ГДК-170 позволяет добиваться уникальных результатов от использования, а также решать широкий спектр задач.

Комплекс РСП (разобцение и селективная перфорация)

Многими сервисными российскими компаниями ранее предпринимались попытки проведения работ по технологии Plug&Perf для многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП). Она позволяет вернуть в работу объекты, на которых добыча нефти традиционными способами уже невозможна или малорентабельна, а также вовлечь в разработку так называемые нетрадиционные залежи углеводородов. Как правило отечественные компании используют в своих системах зарубежные комплектующие, которые в случае освоения ТРИЗов, в частности Баженовской свиты, попадают в западный санкционный список.

Для освоения трудноизвлекаемых запасов нефти и газа, проведения многостадийных

гидроразрывов пласта (МГРП), разработана отечественная система для проведения работ по технологии «Plug and perf», получившая название РСП – «Разобщение и селективная перфорация». Она предназначена для проведения прострелочно-взрывных работ в горизонтальных и наклонно направленных участках скважин, пробуренных для добычи нефти, газа, воды аппаратурой, спускаемой на геофизическом кабеле. Позволяет за одну спускоподъемную операцию в скважине провести разобщение стадий гидроразрыва пласта и значительно снизить время подготовки к нему.

Данный комплекс даст дополнительную возможность перевооружения российских сервисных компаний импортозамещающим оборудованием и увеличение объемов работ по технологии РСП, а также значительно сократит расходы ресурсодобывающих компаний. Кроме того, в комплекс интегрирована интеллектуальная платформа, которая позволяет управлять процессом прострелочно-взрывных работ, а также реализована возможность апгрейда комплекса и его тиражирование в различных типоразмерах.

Комплекс РСП состоит из: Системы Кабельной Селективной Перфорации (СКСП), предназначенной для проведения селективных (избирательных) прострелочно-взрывных работ (ПВР), и прострелочно-взрывной аппаратуры (ПВА), включающей в себя кумулятивные перфораторы ПКН Вектор, взрывную посадочную камеру ПВП и растворимый пакер, спускаемые на геофизическом кабеле (рисунок х).



Рисунок х. Состав комплекса РСП

Технология подразумевает спуск компоновки в горизонтальный участок на геофизическом кабеле, установку растворимой пакер-пробки через программное обеспечение, вскрытие заявленных интервалов, извлечение компоновки и прокачку растворимого шара для выполнения этапа гидроразрыва пласта.

Для проверки работоспособности в скважинных условиях комплекса РСП были проведены испытания на одной из скважин в Западно-Сибирском регионе. Продуктивный пласт – отложения баженовской и абалакской свит. Температура пластовая – 150 градусов Цельсия, фильтрационно-емкостные свойства – 0,001 мДа.

Производственные испытания прошли успешно, были образованы перфорационные каналы и отверстия в колонне, модули МУСП и МУПИ подтвердили работоспособность, детали многоразового использования не подверглись деформациям. Посаженная пакер-пробка сохранила герметичность при давлении до 63 МПа. Последующая проведенная стадия гидроразрыва пласта прошла без затруднений, что подтверждают проведенные исследования после работ. (рисунок х).

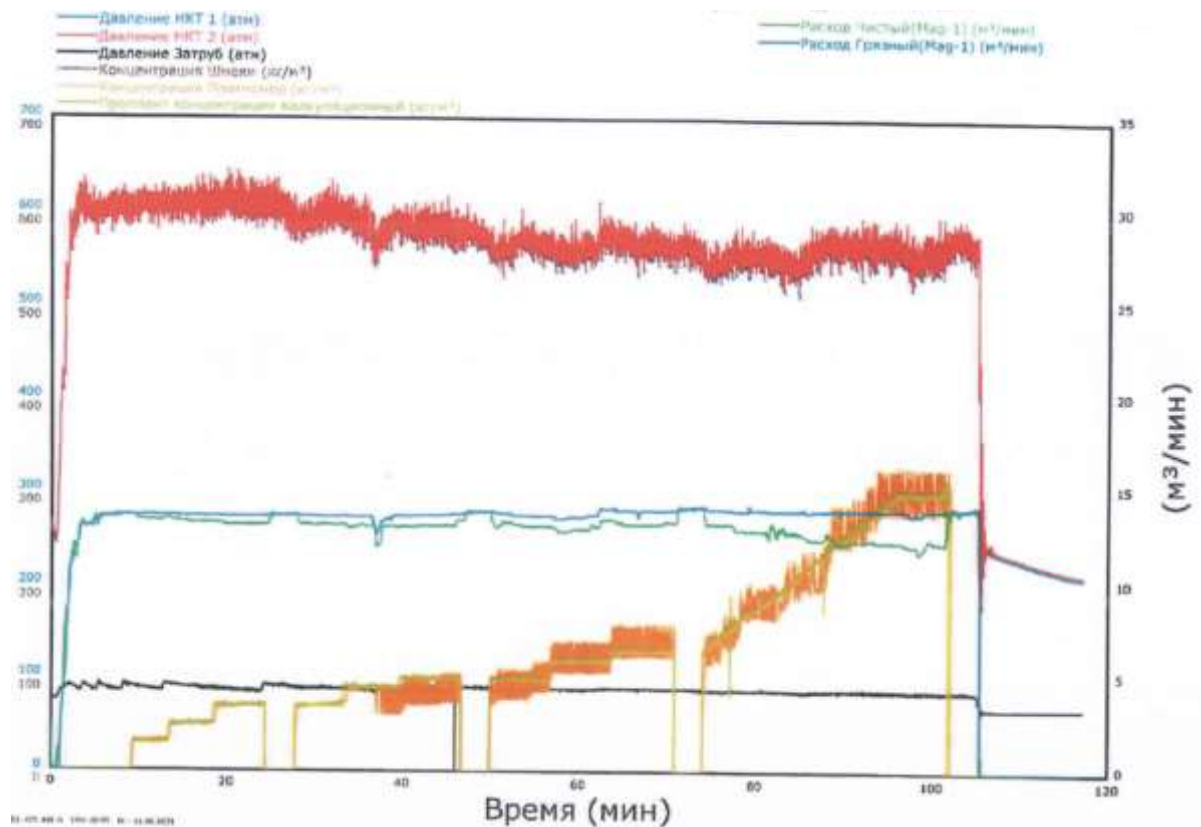


Рисунок X. Запись параметров ГРП

Комплекс РСП обладает рядом преимуществ. Технология максимально безопасна, за счёт использования безопасного взрывного патрона ПВПД-Н и специального программного обеспечения с адресной системой защиты, что гарантирует отсутствие несанкционированного срабатывания. Позволяет осуществлять онлайн мониторинг срабатывания, фиксируя этапы проведения. Исключение возможности отстрела в непродуктивном интервале. При разгерметизации либо ином выходе из строя одного из перфораторов исключается возможность несанкционированного срабатывания иного перфоратора.

Проведение работ осуществляется максимально оперативно, за счёт доставки компоновки в горизонтальный ствол на геофизическом кабеле путем прокачки агрегатом.

По желанию Заказчика возможно добавлять дополнительные датчики давления, температуры, менять компоновку и расположение перфораторов, добавлять в компоновку модуль генератора давления для подготовки пласта к ГРП.

Выводы

Генератор давления ГДК-170 является флагманом рынка интенсификации притока, многократно демонстрировавшим результативность на месторождениях крупнейших нефтегазодобывающих компаний.

Технология газодинамического разрыва пласта с применением генератора давления ГДК-170 является надежным методом повышения проницаемости призабойной зоны за счёт образования сети

микротрещин при высокоскоростной нагрузке призабойной зоны, превышающей прочностные характеристики обрабатываемого пласта. Данные промышленных испытаний доказывают, что наличие в пласте подобных трещин ведет к многократному увеличению проводимости пласта, следовательно, производительности скважины.

Относительно аналогов технология обладает рядом неоспоримых преимуществ, таких как мобильность, оперативность, возможность обработки горизонтальных скважин. Технологический отдел «СТС-ГеоСервис» располагает более чем 10-ью методиками проведения обработки, что позволяет подобрать наиболее эффективный способ воздействия для каждой скважины. Успешность применения генератора давления ГДК-170 составляет более 90 % на эксплуатационном фонде скважин. Технология позволяет добиваться высоких результатов как на терригенных, так и на карбонатных коллекторах.

Комплекс РСП передовая инновационная система для МГРП, направленная на импортозамещение зарубежных аналогов. Даст дополнительную возможность перевооружения российских сервисных компаний на отечественное оборудование, увеличение объемов работ по технологии РСП, а также значительно сократит расходы ресурсодобывающих компаний.

Технология максимально безопасна, за счёт использования безопасного взрывного патрона, программного обеспечения с адресной системой защиты. Позволяет осуществлять онлайн мониторинг срабатывания, фиксируя этапы проведения. Проведение работ осуществляется максимально оперативно, за счёт доставки компоновки в горизонтальный ствол на геофизическом кабеле.

UDC 622.234.573

Author: Matyushin V.G.

FLOW STIMULATION IN WELLS OF VARIOUS PURPOSES WITH THE USE OF UNIQUE PRESSURE GENERATOR GDK-170. MULTI-INTERVAL FRACTURING, SEPARATION AND SELECTIVE PERFORATION (RSP).

Introduction

In the new millennium, into which the oil and gas industry entered 20 years ago, the main problem that needs to be solved is not just an increase in the produced volumes of the product, but rational and correct utilization of the subsoil, in accordance with the ecological and environmental goals of the state. Hydraulic fracturing and its modifications are in this respect one of the most dangerous both for the nature and for the rational use of subsoils, due to the possibility of a sharp increase in the watercut of production when applied. However, in terrigenous formations the most effective methods have proved to be those that promote the development of various fractures, due to which there is an opportunity to utilize previously undrained reserves, especially in low-permeable formations. No less effective and more environmentally friendly technologies, such as gas dynamic fracturing (GDF) or Thermo-Gas-Chemical Stimulation (TGCS), come to the aid of the modern geologist. One of the most advanced, competitive offer on this market is the

GDK-170 pressure generator, which has repeatedly demonstrated high efficiency in terrigenous and carbonate reservoirs of various fields.

Method - Theory of gas dynamic fracturing using a GDK-170 pressure generator.

Powder pressure generator GDK-170 is placed in the well, opposite the treatment interval (depending on the selected method), and is initiated from the explosive cartridge, with the detonating cord located in the inner section of a special group of charges (active). This process is carried out in a well (Figure 1), partially or completely filled with liquid, and is characterized by a high rate of pressure and temperature rise. As a result, the bottomhole formation zone is subjected to mechanical, thermal and physicochemical effects. The main factor during the impact is mechanical, manifested in the formation of residual fractures, which do not need to be fixed with proppant, because the fracture walls are irreversibly deformed under the influence of intense dynamic loads.

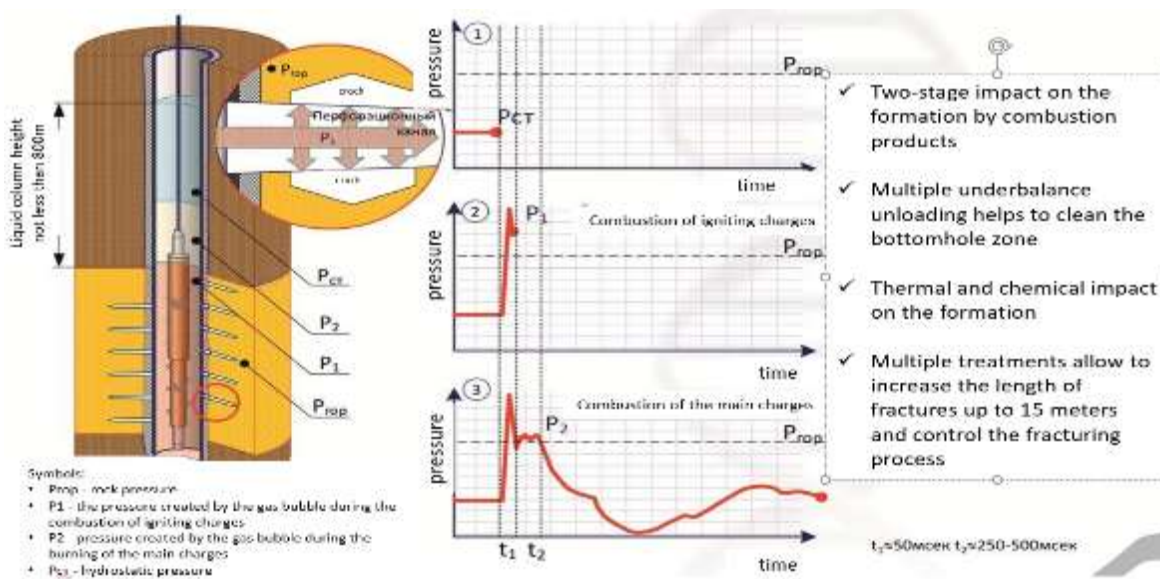


Figure 1: The principle of the technology

During the generator operation, an overpressure is created in the well, which is at the same level or higher than the rock pressure, which ensures the creation of a network of microcracks in the formation. At the same time, a fluid column in the well acts as a packer. The basis of the technology is a two-stage impact on the bottom-hole zone of the formation. At the first stage, burning of active (igniting) charges of the pressure generator GDK-170 in the interval of the productive formation displaces the fluid into the formation through perforation channels, which allows to create a new system of microcracks and develop existing fractures in the bottom-hole zone. At the second stage, combustion is less amplitude, but more prolonged, which provides development of microcrack systems created at the first stage and existing ones deep into the formation.

Furthermore, the thermal factor is also of great importance during the bottomhole zone treatment. During combustion of charges of the generator GDK-170 the temperature at the combustion front reaches 2000-3000 °C. However, the maximum temperature on the wall of the production string is 300-350 °C, which is due to good thermal conductivity of the string. When the generator is operating, a gas bubble is formed,

which heats up the bottomhole zone during the movement of gaseous combustion products into the depth of the pay zone. During the movement tar, asphalt, resin and paraffin deposits are subjected to high temperatures. After the end of combustion, molten deposits are displaced by formation fluid into the wellbore, permeability of the bottomhole zone increases significantly. In the process of chemical reaction during the operation of GDK, acid-forming gases are released from the combustion products, which leads to the formation of hydrochloric and hydrofluoric acids. It is resulted in the impact of aggressive combustion products of powder charges on the formation, which leads to dissolution of some minerals, clay fractions located in the rock skeleton, which are carried into the wellbore in the process of exploitation and underbalance and overbalance loading of the formation.



Figure 2. Example of operation of GDK-170.

An example of operation of the pressure generator GDK-170 is shown in Figure 2. The treated formation is AC5, terrigenous, low-permeable. The bottom of the perforation interval is located at the level of 2543 meters. Fluid column pressure is 261 atm. Rock pressure in the perforation interval is 648 atm. The maximum pressure generated during operation of the pressure generator GDK-170 was 804 atm, which corresponds to 1.24 Prock. The maximum pressure generated at the second stage of the generator operation, which serves for the development of created and natural fracture systems, amounted to 609 atm. As a result, the injectivity of the well changed 20-fold after the pressure generator impact on the bottomhole zone. Mode before the generator application: 3 m³/day at Pwh = 163 atm. After the pressure generator impact on the formation injectivity increased up to 60 m³/day at Pwh = 170 atm

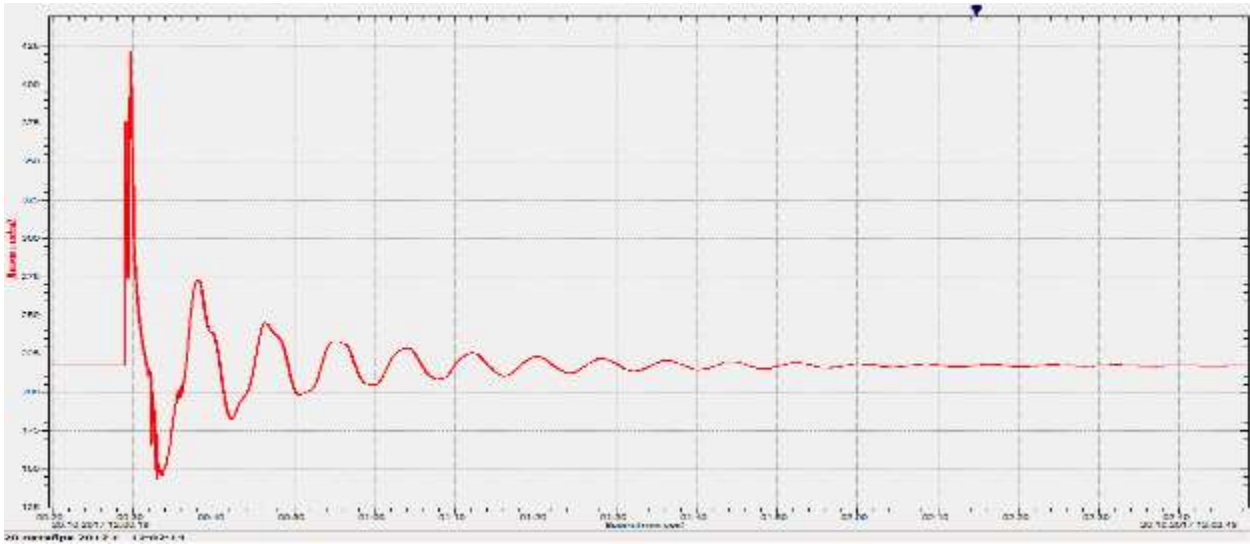


Рисунок 3. Overbalance and underbalance impacts.

Advantages of the GDK-170.

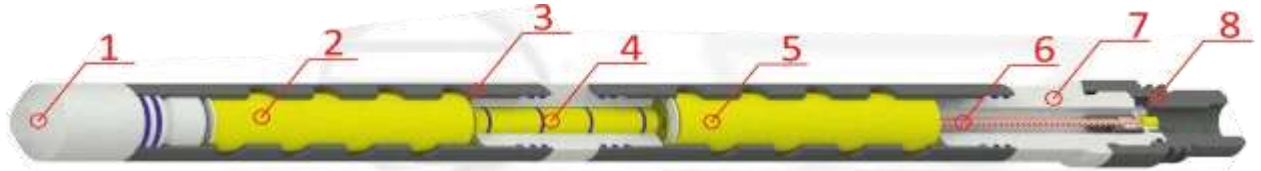
The first and the only pressure generator in Russia that allows treatment in wells with horizontal completion (Figure 5) is the GDK-170 pressure generator. Delivery to the treatment interval is carried out by the tubing (Figure 4). The technology has been tested and implemented and demonstrates high efficiency in terrigenous reservoirs.



Figure 4. GDK-170. Frame modification.

The main advantages of GDF technologies are that the technology allows to change the dynamics of rock loading within wide limits, including using the properties of formations to irreversibly deform under

high-velocity dynamic loads. Decrease of fracture pressure in the borehole occurs in the form of damped pulsation of underbalance and overbalance impacts (Figure 3) within the time significantly exceeding the burning time of fuel systems (hundreds of times). Powerful mechanical impact creates a branched system of residual fractures in the bottomhole zone with the length from 10 to 15 m, destroys oil-water barriers, and successively cleans the downhole zone from chemical reaction products and sandy-argillaceous particles.



1. Cone
2. Main charge
3. Frame
4. Intermediate charge
5. Igniting charge
6. Detonating cord
7. Head
8. Adapter

Figure 5. Schematic design of the GDK-170 pressure generator lowered by the tubing.

Compared to analogs, the technology has a number of indisputable advantages, such as mobility, efficiency, and the ability to treat horizontal wells. The technological department of STSGeoService has more than 10 methods of treatment, which allows selecting the most effective method of treatment for each well (Figure 6). The success rate of application of the GDK-170 pressure generator is more than 90 % on the operating well stock.



Figure 6: Success rate of the GDK-170.

With the use of GDK pressure generator it becomes possible to carry out treatment in injection wells with lowered tubing with the use of lubricators. A special design has also been developed to enable treatment in wells with liners.

The improved design of the GDK-170 pressure generator allows achieving unique results from its use and solving a wide range of tasks.

RSP complex (separation and selective perforation)

Many Russian service companies have previously attempted to use Plug&Perf technology for multistage hydraulic fracturing (MHF). It makes it possible to bring back into operation facilities where oil production by conventional methods is no longer possible or unprofitable, as well as to bring so-called unconventional hydrocarbon deposits into development. As a rule, domestic companies use foreign components in their systems, which in the case of development of hard-to-recover reserves, in particular the Bazhenov formation, are included in the Western sanctions list.

For the development of hard-to-recover oil and gas reserves and for carrying out multistage hydraulic fracturing, a domestic system for "Plug and perf" technology, called RSP - "Separation and Selective Perforation", has been developed. It is designed for carrying out well blasting operations in horizontal and directional sections of wells drilled for oil, gas and water production using equipment run on a geophysical cable. It makes it possible to separate the stages of hydraulic fracturing and significantly reduce the time of preparation for it in a single round trip in the well.

This complex will provide an additional opportunity to re-equip Russian service companies with import-substituting equipment and increase the volume of work using RSP technology, as well as significantly reduce the costs of resource extraction companies. In addition, the complex integrates an intelligent platform that allows to manage the process of well blasting operations, as well as the possibility of upgrading the complex and its replication in different sizes.

The RSP complex consists of: Selective Cable Perforation System (SCPS), designed for carrying out selective perforating-explosive operations (PEO), and perforating equipment, including PKN Vector cumulative perforators, explosive landing nipple PVP and soluble packer, lowered by geophysical cable (figure x).

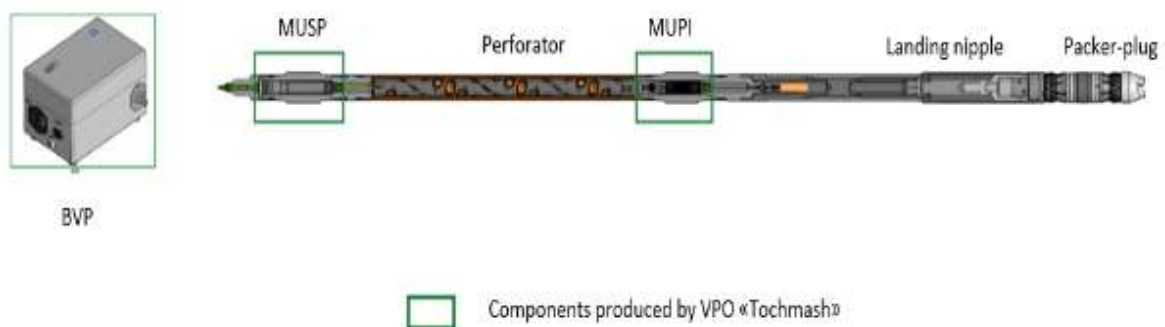


Figure x. Composition of the RSP complex

The technology involves lowering the assembly into a horizontal section on a geophysical cable, installing a soluble packer plug through software, opening the declared intervals, retrieving the assembly and pumping the soluble ball to perform the hydraulic fracturing stage.

To verify the performance in downhole conditions of the RSP complex, tests were conducted at one of the wells in the West Siberian region. The productive formation is sediments of the Bazhenov and Abalak formations. The formation temperature was 150 degrees Celsius, filtration-capacity properties were 0.001

mDa.

Production tests were successful, perforation channels and holes were formed in the column, the MUSP and MUPI modules confirmed their operability, reusable parts were not deformed. The seated packer plug maintained leak-tightness at pressures up to 63 MPa. The subsequent hydraulic fracturing stage was carried out without difficulties, which is confirmed by the post-work studies. (figure x).

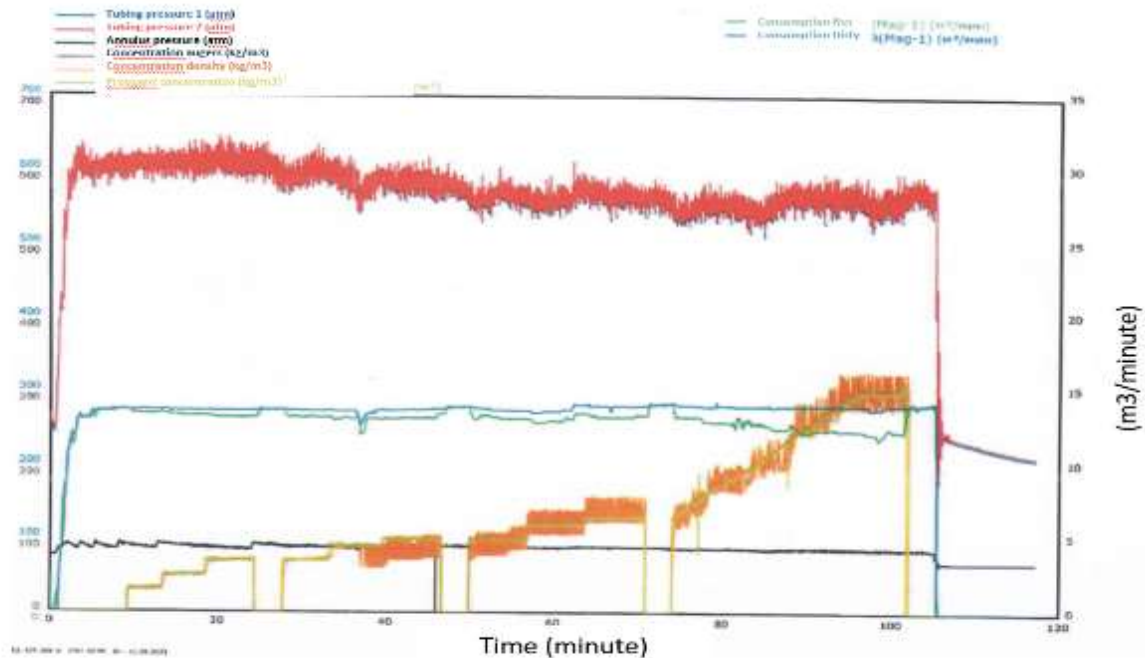


Figure X. Recording of fracturing parameters

The RSP complex has a number of advantages. The technology is as safe as possible, due to the use of a safe explosive cartridge PVPD-N and special software with an address protection system, which guarantees the absence of unauthorized triggering. Allows online monitoring of the triggering, recording the stages of execution. Eliminates the possibility of firing in an unproductive interval. In the event of depressurization or other failure of one of the perforators eliminates the possibility of unauthorized triggering of another perforator.

Work is carried out as quickly as possible due to the delivery of the assembly to the horizontal borehole on the geophysical cable by pumping with the unit.

At the Customer's request it is possible to add additional pressure and temperature sensors, change the layout and location of perforators, add a pressure generator module to the layout to prepare the formation for hydraulic fracturing.

Conclusion

The GDK-170 pressure generator is the flagship of the flow stimulation market, which has repeatedly demonstrated its effectiveness at the fields of major oil and gas producing companies.

The technology of gas dynamic fracturing using the GDK-170 pressure generator is a reliable method

of increasing the bottomhole permeability due to the formation of a network of microcracks under high-speed loading of the bottomhole zone exceeding the strength characteristics of the treated formation. Industrial test data prove that the presence of such cracks in the formation leads to a multiple increase in formation conductivity and, consequently, well productivity.

Compared to analogs, the technology has a number of indisputable advantages, such as mobility, efficiency, and the ability to treat horizontal wells. The technological department of STS-GeoService has more than 10 methods of treatment, which allows selecting the most effective method of treatment for each well. The success rate of application of the GDK-170 pressure generator is more than 90 % on the operating well stock. The technology allows achieving high results both on terrigenous and carbonate reservoirs.

The RSP complex is an advanced innovative system for hydraulic fracturing aimed at import substitution of foreign analogs. It will provide an additional opportunity to re-equip Russian service companies with domestic equipment, increase the volume of work using RSP technology, and significantly reduce the costs of resource producing companies.

The technology is as safe as possible due to the use of a safe explosive cartridge, software with an address protection system. It allows online monitoring of triggering and recording the stages of work. The work is carried out as quickly as possible by delivering the assembly to the horizontal borehole on a geophysical cable.

УДК 550.832

基于灵敏度函数和扰动理论的密度测井快速正演方法

陈前¹, 董经利¹, 臧德福¹, 张锋², 管林华¹, 沙钰桦¹

(1.中石化经纬有限公司, 山东青岛 266071; 2.中国石油大学(华东)地球科学与技术学院, 山东青岛 266580)

摘要: 伽马密度测井快速正演对于地层实时反演评价和地质导向模型的优化具有重要意义。现有基于 Born 近似的伽马密度快速计算方法受本身近似方法制约, 密度预测误差较大, 且未考虑岩性对密度预测的影响。本文提出了一种基于微扰理论和灵敏度函数的快速计算方法来预测伽马密度测井的响应, 使用蒙特卡洛模拟结果作为基准来评估快速正演方法的准确性。此外, 分别利用 MCNP 和快速正演方法计算垂直井和水平井条件下多种岩性和密度地层的伽马密度测井响应。结果表明, 新方法消除了岩性对密度响应预测的影响, 密度预测误差小于 0.012g/cm^3 。此外, 新方法的计算速度是 MCNP 模拟的 10^6 倍, 且在垂直井和水平井中, 蒙特卡洛模拟结果验证了快速正演算法的准确性。

关键词：密度井测井，灵敏度函数，微扰理论，MCNP

随着石油勘探开发技术的发展及全球能源需求的持续增长，致密低孔的非常规油藏已经成为油气勘探的重要目标^[1]。水平井通过增加油井与储层的有效接触面积来提高油气采收率，已被广泛用于非常规地层油气开发^[2-3]。由于垂直井和水平井测量环境的差异，直接从测井曲线中获取准确的储层信息非常困难。此外，受泥浆侵入等因素的影响，水平井密度测井响应规律更加复杂。为了提高储层评价的准确性和效率，基于随钻测井（LWD）的实时地层反演技术，因受泥浆侵入干扰小，更容易反映地层原始信息，成为未来测井发展的趋势^[4]。

伽马-伽马密度测井快速正演作为地层参数反演的输入，对地层的实时反演评价及结合电磁波测井、电阻率测井、声波测井等多种测井信息进行精确地质导向具有重要意义^[5-6]。实时反演的基础是快速获得不同井眼和地层条件下的探测器响应，将快速计算的测井曲线与实测曲线进行比较，通过迭代循环快速优化初始模型，直至二者一致，此时认为该模型反映了地层的真实情况。密度测井的正演速度和准确性是影响实时反演技术的关键因素，目前，由于（Monte Carlo N-Particle Transport Code）MCNP 模拟结果的准确性及与实验结果的高符合率，MCNP 数值模拟被广泛用于获取不同地层和井眼条件下的中子和伽马测井的响应^[7-8]。MCNP 是由美国洛斯阿拉莫斯国家实验室开发的一个通用软件，用于计算三维复杂几何结构中的中子、质子、电子或耦合^[9]。但是，受计算机 CPU 硬件的限制，使用 MCNP 方法获得模拟结果需要很长的时间，难以满足现场实时反演和储层参数评价的需求。

为了在一定精度范围内提高伽马密度的计算速度，灵敏度函数和近似的数学思想被应用于核测井来求解多种介质条件下的伽马输运方程得到探测器响应近似解，其中灵敏度的引入使得在复杂地层条件下的密度快速正演成为可能^[10-11]。灵敏度函数表征了不同空间位置的介质对探测器响应的贡献，在 Watson 灵敏度函数的基础上，密度和中子的灵敏度函数得到了进一步的发展，并与近似方法相结合，实现了对密度和中子孔隙度等核测井反应的快速正演^[12-13]。将拓展的波恩近似方法用于核测井响应的求解，利用近似解来代替精确解，由介质变化引起的探测器响应在微小的变化范围内被视为线性变化，因此波恩近似也被称为线性近似^[14-15]。然而受波恩近似方法的固有限制，当未

知地层与基准地层有较大差异时，地层的快速正演结果与地层真实密度的误差较大。Liu^[16]提出了基于波恩近似法的修正模型来提高快速正演的精度，但忽略了岩性对密度测井的影响。

本文从伽马密度测井的原理入手，通过引入光电效应和康普顿效应的多项式近似，结合灵敏度函数，实现了伽马密度测井响应的快速正演并和波恩近似方法进行了对比。此外，在垂直井和水平井条件下，分别使用 MCNP 数值模拟和本方法来验证了伽马密度快速正演的准确性和可行性。

1 原理及方法

伽马射线与介质的相互作用主要包含光电效应、康普顿散射和电子对效应^[17]。在伽马密度测井工具中，通常使用能量为 662KeV 的 ¹³⁷Cs 源作为伽马源，该能量远低于电子对产生的阈值，因此密度测井中主要涉及光电效应和康普顿散射。发生康普顿散射的几率与电子密度相关，它与地层介质的体积密度成正比。在一定能量范围内，地层的体积密度与探测器计数的对数呈线性关系，可以表示为

$$\rho = a \ln(N) + b \quad (1)$$

其中是 ρ 为地层的体积密度，单位 g/cm^3 ， a 和 b 是与密度测井仪器结构有关的常数系数， N 是能窗计数。探测器计数主要受伽马射线通量和探测器的响应函数影响，可以表示为：

$$N(r_R) = \int d\mathbf{r} \int dE \int \phi(r_R, \mathbf{r}, E, \Omega, \mu) R(r_R, \mathbf{r}, E, \Omega) d\Omega \quad (2)$$

其中 r_R 是伽马源到探测器的距离， $\phi(r_R, \mathbf{r}, E, \Omega, \mu)$ 是在地层不同位置 \mathbf{r} 到达探测器的伽马通量。 Ω 是粒子的散射方向， $R(r_R, \mathbf{r}, E, \Omega)$ 是探测器的响应函数，它与探测器的类型和尺寸有关，与地层特性无关。 μ 是地层的总线性衰减系数，它是光电衰减系数 μ_{ph} 和康普顿衰减系数 μ_c 之和。

$\phi(r_R, \mathbf{r}, E, \Omega, \mu)$ 由间距 r_R 、伽马射线的能量 E 和总线性衰减系数 μ 主导。

伽马射线的衰减可以写成^[17]：

$$\phi = \phi_0 e^{-\rho_b \sigma x} \cong \phi_0 e^{-\rho_b [\alpha(E) P_e + \beta(E)] x} \quad (3)$$

其中，总截面 σ 由 $\alpha(E) P_e + \beta(E)$ 代替，表明系数 α 和 β 是与能量相关的。此外，系数 α 与 P_e 有关，而系数 β 与康普顿散射有关， x 是介质的厚度， ρ_b 是介质的体积密度。在公式 (3) 中，伽马通量主要与康普顿散射及与 P_e 有关，表明在探测器的伽马计数由于材料的变化而发生变化时，需

要考虑光电效应和康普顿散射。对于包含辐射源和探测器的密度测井工具系统，当地层的体积密度从 ρ_0 变化到 ρ_1 时，探测器的计数可以表示为：

$$N = N_0 + \Delta N = N_0 + N_0 \int d\vec{r} \int dE \int d\vec{\Omega} \left(\frac{1}{N_0} \right) \phi_0(r_R, \vec{r}, E, \vec{\Omega}, \mu_{m0}) R(r_R, \vec{r}, E, \vec{\Omega}) \times F\left(\frac{\Delta\mu_m}{\mu_{m0}}\right) \quad (4)$$

其中 N_0 是基准地层条件下探测器的伽马计数， $\phi_0(r_R, \mathbf{r}, E, \mathbf{\Omega}, \mu)$ 是与光电效应和康普顿散射有关的探测器在距离源 r_R 的伽马射线通量。 μ_{m0} 是地层的总衰减系数， $\Delta\mu_m$ 是基准地层与未知地层的衰减系数的差值， $F\left(\frac{\Delta\mu_m}{\mu_{m0}}\right)$ 是与地层总衰减系数的变化有关的通量系数。由公式 (4) 可知，当地层的体积密度发生变化时，探测器的伽马计数由两个因素决定：基准地层的伽马响应和基准地层与预测地层之间总衰减系数的变化，其中基准地层的响应可以通过 MCNP 模拟得到。

在伽马-伽马密度测井中，较高能量范围内的伽马计数来建立与地层体积密度的数学关系。通过对公式 (3) 的分析，密度计算过程中需要考虑光电效应对探测器的伽马计数的影响，因此定义康普顿散射的灵敏度函数和光电效应灵敏度函数为：

$$FSF_{ph}(r_R) = \int d\mathbf{\Omega} \frac{1}{N_0} \phi_0(r_R, \mathbf{r}, E, \mathbf{\Omega}, \mu_{ph}) R(r_R, \mathbf{r}, E, \mathbf{\Omega}) \quad (5)$$

$$FSF_c(r_R) = \int d\mathbf{\Omega} \frac{1}{N_0} \phi_0(r_R, \mathbf{r}, E, \mathbf{\Omega}, \mu_c) R(r_R, \mathbf{r}, E, \mathbf{\Omega}) \quad (6)$$

其中 $FSF_{ph}(r_R)$ 是光电效应灵敏度函数， $FSF_c(r_R)$ 是康普顿散射灵敏度函数， μ_{ph} 和 μ_c 分别是光电效应和康普顿散射的质量吸收系数。基准地层的灵敏度函数与伽马通量、探测器的响应函及探测器的伽马计数有关。对于已知结构参数的测井仪器，伽马射线的空间分布和探测器的响应函数在不同密度的基岩中可以通过 MCNP 数值模拟计算得到，康普顿散射和光电效应的灵敏度函数可以通过分别扰动材料的光电效应或康普顿散射截面得到。灵敏度函数反映了不同位置介质的属性的变化对伽马探测器的贡献比例。

由于探测器的伽马计数与材料的衰减系数之间存在指数关系，在一定范围内，探测器的伽马计数可以用多项式近似来描述通量因子的变化，其中通量因子反映了由基准地层和预测地层之间的总衰减系数的变化所引起的通量差异。 $F\left(\frac{\Delta\mu}{\mu_0}\right)$ 可以用泰勒公式展开，描述为：

$$F\left(\frac{\Delta\mu}{\mu_0}\right) \approx \sum_{k=0}^n \frac{1}{k!} \frac{d^k F}{d\mu^k} \left(\frac{\Delta\mu_{ph}}{\mu_0}\right)^k + \sum_{M=0}^n \frac{1}{M!} \frac{d^M F}{d\mu^M} \left(\frac{\Delta\mu_c}{\mu_0}\right)^M = \sum_{k=0}^n C_k \left(\frac{\Delta\mu_{ph}}{\mu_0}\right)^k + \sum_{M=0}^n D_M \left(\frac{\Delta\mu_c}{\mu_0}\right)^M \quad (7)$$

其中光电效应和康普顿散射是相互独立的，所以光电效应和康普顿散射的耦合项为零。此外，随着伽马射线能量的增加，光电效应减弱，康普顿效应逐渐增加。将光电项扩展到一阶，康普顿散射项扩展到二阶可以满足探测器响应预测的要求。结合公式(3)、公式(4)、公式(5)、公式(6)和公式(7)，探测器的计数可写为：

$$N = N_0 + N_0 \int dr \int dE \{ F S F_{ph}(r_R) [C_0 + C_1 \left(\frac{\Delta\mu_{ph}}{\mu_0}\right)] + F S F_c(r_R) [D_0 + D_1 \left(\frac{\Delta\mu_c}{\mu_0}\right) + D_2 \left(\frac{\Delta\mu_c}{\mu_0}\right)^2] \} \quad (8)$$

其中 C_0 、 C_1 、 D_0 、 D_1 和 D_2 是与测井仪器有关的常数系数，可通过最小二乘法拟合得到。从公式(8)和公式(1)可以看出，快速正演密度是由康普顿散射的灵敏度函数、光电效应的灵敏度函数、光电吸收系数和康普顿吸收系数的变化所主导。因此，快速密度计算的精度直接取决于灵敏度函数的模拟精度。

2 伽马密度快速正演

2.1 灵敏度函数

灵敏度函数反映了介质的光电衰减系数或康普顿衰减系数对探测器在有效探测范围内的贡献比例。在圆柱坐标系下 $F S F_{ph}(r_R)$ 和 $F S F_c(r_R)$ 可以表示为：

$$\sum_{r=0}^R \sum_{z=0}^Z \sum_{\theta=0}^{2\pi} P S F_{ph-r,z,\theta}(r_R) = 1 \quad (9)$$

$$\sum_{r=0}^R \sum_{z=0}^Z \sum_{\theta=0}^{2\pi} P S F_{C-r,z,\theta}(r_R) = 1 \quad (10)$$

其中 R 是与测井仪器有关的探测深度， Z 是与探测器源距有关的垂直分辨率。 R 和 Z 构成了密度测井仪器的有效探测体积 (EVOI)，超过 EVOI 的伽马计数对探测器的贡献可以忽略不计。对于普通的密度测井仪器，其扰动灵敏度函数的空间计算范围主要集中在以仪器为轴心的圆柱体上，长度为 50cm，半径为 20cm。

为了获得不同地层和井眼条件下的灵敏度函数，使用 MCNP 建立了由地层、井眼和密度测井仪器组成的三维模型，用于工具响应和扰动敏感性函数。地层模型为一个圆柱体，直径为 60cm，高度

为 100cm。密度仪器被放置在一个充满淡水的井眼中，仪器包含一个 ^{137}Cs 源和两个碘化钠探测器，其中 ^{137}Cs 源的能量为 662keV。近、远探测器的直径为 1.5in，近、远探测器的长度分别为 1in 和 2in。源和探测器之间使用高密度钨镍铁屏蔽体，减少从源直接到达探测器的伽马射线。在测量过程中，密度测井仪器紧贴井壁来获得更高的信噪比。为了提高光电和康普顿散射的精确灵敏度函数模拟的准确性，将地层分为 $0.25\text{cm}\times 0.25\text{cm}$ 的同心环。用 F4 卡和 FMn 卡来记录探测器的伽马信号，能量卡 FMn 用于分离光电效应和康普顿效应，其中光电效应在 100KeV 以下，康普顿散射则在 160keV-662keV。此外，使用权窗生成卡 (WWG) 和 DXTRAN 卡来减小模拟误差。

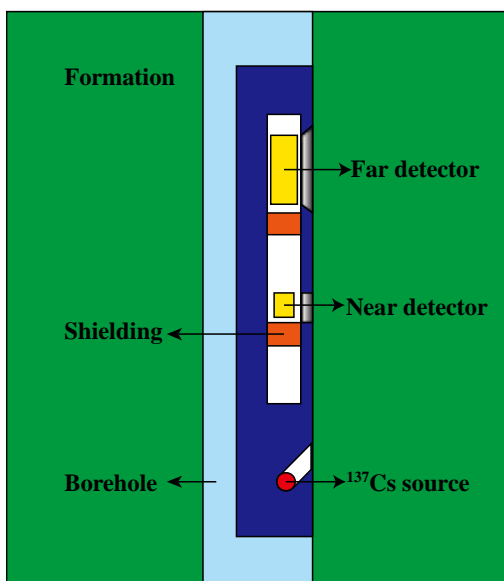


图 1 伽马密度仪器测量示意图

采用图 1 所示的计算模型来获取光电效应和康普顿散射的扰动灵敏度函数，地层密度分别被设置为 $2.65\text{g}/\text{cm}^3$ 、 $2.485\text{g}/\text{cm}^3$ 、 $2.32\text{g}/\text{cm}^3$ 、 $2.155\text{g}/\text{cm}^3$ 和 $1.99\text{g}/\text{cm}^3$ ，每种密度条件，均使用 FMESHn 卡来获取伽马射线的空间分布。此外，依次改变每个地层单元的密度值来得到探测器的计数变化，来获取探测器响应函数。最后，将伽马射线的空间分布和探测器的响应函数结合，利用公式(5)和公式(6)计算即可得到扰动灵敏度函数。

从图 2 (a) 到图 2 (e) 可以看出，光电效应对探测器的贡献主要集中在探测器附近，其径向延伸深度在 12cm 左右，且光电效应发生的概率随着入射伽马射线能量的增加而降低。源发出的 0.662MeV 伽马光子与地层介质发生相互作用主要为康普顿散射，附带少量的光电效应。然而，由于康普顿散射的影响，伽马光子的能量被消耗掉了，探测器附近的伽马射线的能量很低，这导致光电

效应引起的灵敏度函数集中在探测器附近，这表明探测器附近地层的岩性变化对密度测量的影响最大。此外，在伽马-伽马密度测井中，源与探测器外部的地层影响可以被忽略。随着基岩密度的增加，光电效应对探测器的主要贡献逐渐减少，原因是地层密度的增加使得单位体积内电子密度的增大，这反过来又增加了康普顿截面，降低了光电效应所占比例。

通过对光电效应灵敏度函数在径向或轴向上进行积分，可以得到图 2 所示的光电效应积分灵敏度函数。从图 2(f)可以看出， FSF_{ph_A} 的值在 38cm 位置达到最大值，该处是远探测器位置，这与前面的分析一致。此外，随着基准地层密度的增加， FSF_{ph_A} 的最大值也会增加，响应函数的峰值也会向最大值集中。从图 2(g)可以看出，随着径向距离的增加， FSF_{ph_R} 的值从井壁处逐渐减小，在距井壁 7.5cm 处，光电效应的径向积分灵敏度函数不受基准地层密度的影响。此外，当地层密度较大时，越靠近井壁，地层对探测器的贡献越大，而离井壁越远，贡献越小。

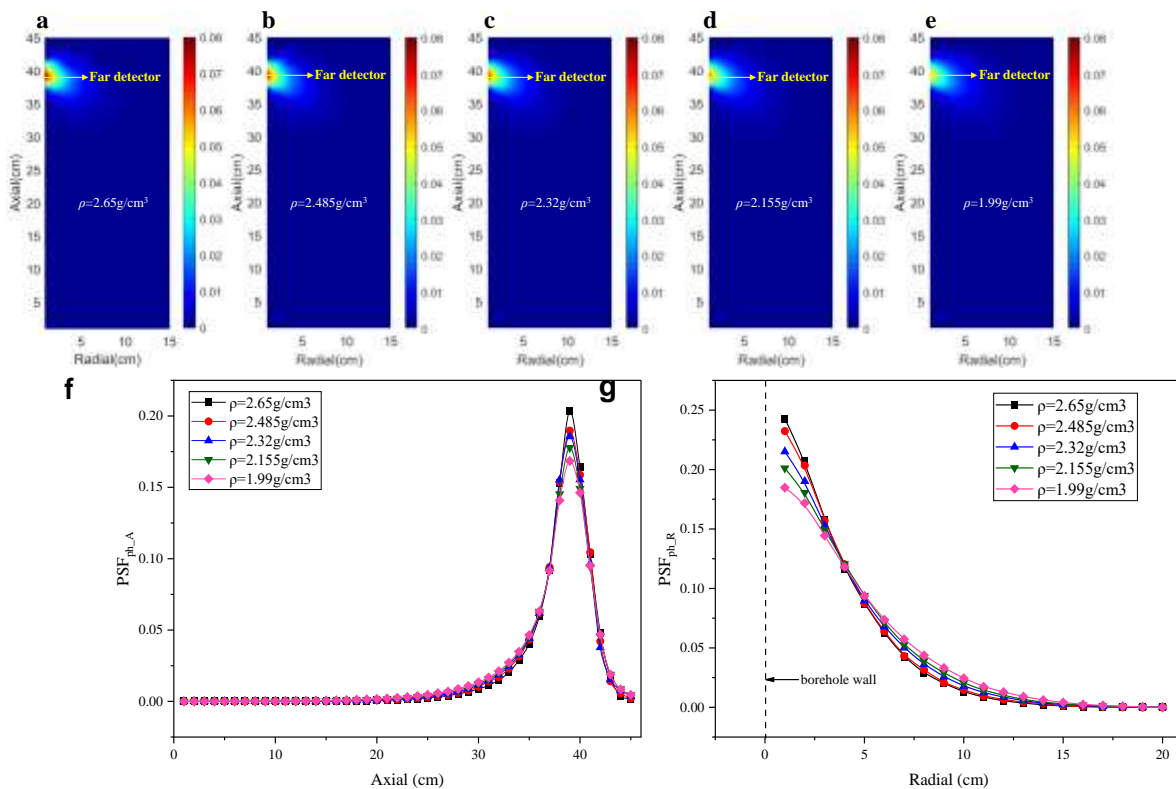


图 2 不同密度地层远探测器的光电灵敏度函数 (a.基准地层密度为 2.65 g/cm^3 ; b.基准地层密度为 2.485 g/cm^3 ; c.基准地层密度为 2.32 g/cm^3 ; d.基准地层密度为 2.155 g/cm^3 ; e.基准地层密度为 1.99 g/cm^3 ; f.光电效应在轴向的积分灵敏度函数 ; g.光电效应在径向的积分灵敏度函数)

图 3 给出了在不同基准密度地层条件下康普顿散射灵敏度函数，由图可知，光电效应灵敏度函

数集中在探测器附近，而康普顿散射灵敏度函数则集中在源和探测器附近。原因是源附近伽马射线能量较高，与介质作用以康普顿散射为主，而探测器附近的介质对探测器的贡献较大。从灵敏度函数中可以看出，放射源附近的灵敏度函数与径向的夹角为 45° ，这与源仓的开口角一致。同时，对比不同基准地层密度条件下的康普顿散射灵敏度函数，其大小和形状没有差异。图 3 所示的康普顿散射积分灵敏度函数可以通过对康普顿散射扰动函数在径向或轴向的积分获得。由图 3 可知，不同基准地层的康普顿散射的积分灵敏度函数在轴向方向上是一致的。这表明，基准地层的密度对 FSF_{ph_A} 没有影响，但它对 FSF_{ph_R} 有影响。

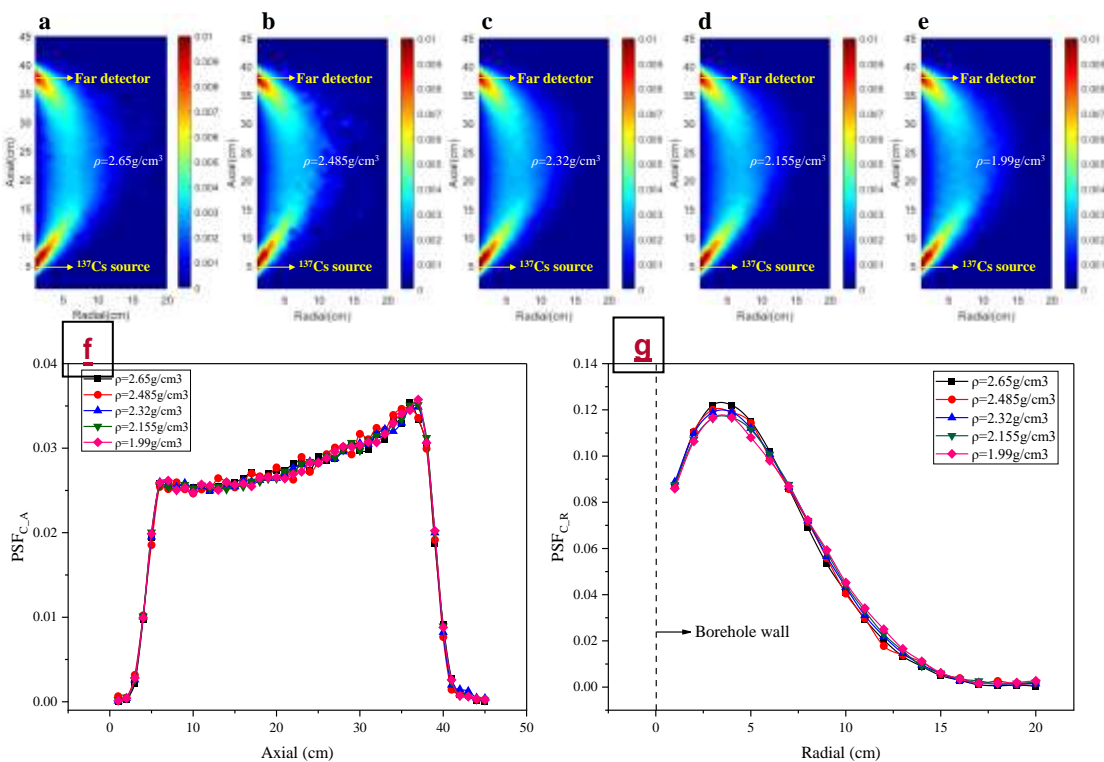


图 3 不同密度地层中远探测器康普顿灵敏度函数 (a.基准地层密度为 2.65g/cm^3 ; b.基准地层密度为 2.485g/cm^3 ; c.基准地层密度为 2.32g/cm^3 ; d.基准地层密度为 2.155g/cm^3 ; e.基准地层密度为 1.99g/cm^3 ; f.康普顿散射在轴向的积分灵敏度函数 ; g.康普顿散射在径向的积分灵敏度函数)

2.2 快速模型建立

密度测井快速正演方法的建立取决于两个因素：①光电效应和康普顿散射的灵敏度，②公式 (1) 和公式 (8) 中常数系数的确定。灵敏度函数的获取已经在上一节中详细讨论和介绍。本节主要介绍公式中常数系数的确定方法。参照公式 (1) ， a 和 b 与密度测井工具的结构和探测器的类型有关。常数系数值是通过测量已知密度和光电吸收截面指数 (Pe) 的铝和镁块，然后进行数据拟合得到

的。此外，还可以根据仪器的结构参数建立 MCNP 模拟模型，得到探测器的伽马计数。而这一点，可以通过数据拟合获得系数值。在本研究中，采用最小二乘法得到系数 a 和 b ，其中 $a = -1.06621$ 和 $b = -6.53886$ 。

公式 (8) 中五个系数 C_0 、 C_1 、 D_0 、 D_1 和 D_2 为常数，与地层和井眼条件无关，因此公式 (8) 可以改写为：

$$N = f(\Delta\mu_{ph}, \Delta\mu_C) \quad (11)$$

受到系数数量的限制，至少需要构建 5 个混合密度地层，通过来 MCNP 模拟得到探测器响应。成本函数定义如下。

$$e(\Delta\mu_{ph}, \Delta\mu_C) = \frac{1}{2} \sum_{i=1}^m (f_i(\Delta\mu_{ph}, \Delta\mu_C) - N_i)^2 \quad (12)$$

其中 $e(\Delta\mu_{ph}, \Delta\mu_C)$ 是成本函数， m 是方程的数量，必须大于 5。当成本函数取最小值时，可以得到五个系数的最优解，其中 Levenberg-Marquardt 方法用于解方程 (12)。在本文中，五个系数的值为 $C_0=0.000145$ ， $C_1=0.001132$ ， $D_0=1.2E-5$ ， $D_1=0.9845$ ， $D_2=0.01126$ 。在密度测井的快速正演过程中，将已知的地层模型、地层厚度、倾角、电子密度、光电截面指数等作为输入数据，然后通过联合公式 (1) 和公式 (8) 即可得到任意深度点的密度值。

2.3 密度预测

根据康普顿散射和光电效应的灵敏度函数，以不同密度的砂岩作为基准地层，快速计算纯水、砂岩、石灰岩和白云岩地层密度响应，其中地层密度变化范围为 2.026 g/cm^3 到 2.87 g/cm^3 。地层的体积密度和计算密度的对比结果如图 4 所示。由图 4 可知，快速计算的密度值与地层真实密度值一致且计算结果不受地层岩性的影响。粉红色的数据点是使用波恩近似法快速计算出来的石灰岩地层的结果，在 2.2 g/cm^3 - 2.5 g/cm^3 的密度范围内，基于玻恩近似的快速密度计算方法误差较大。以砂岩为基础地层，选择合适的康普顿散射和光电效应的灵敏度函数，三种地层的密度快速计算误差都小于 0.015 g/cm^3 。砂岩、石灰岩和白云岩的绝对误差最大值分别为 0.01237 g/cm^3 、 0.0148 g/cm^3 和 0.01388 g/cm^3 。砂岩、石灰岩和白云岩的绝对误差的最小值分别为 0.00213 g/cm^3 、 0.00048 g/cm^3 和 0.00085 g/cm^3 。但对于波恩近似法，当地层的体积密度为 2.3575 g/cm^3 时，密度计算的绝对误差

达到 0.2932g/cm^3 。此外，使用线性近似法快速计算伽马密度的误差随着计算密度和基础地层密度之间的差异增加而增加。此外，采用 Intel(R) Xeon(R) Gold 6152 单核 CPU @ 2.10GHz 进行计算，单个数据点的计算需要两个小时，误差为 0.0016 。采用快速计算，只需要 0.012s 就可以得到与 MCNP 相似的结果，误差为 2% 。新方法提高了快速计算密度计算的准确性且不受地层岩性的影响。

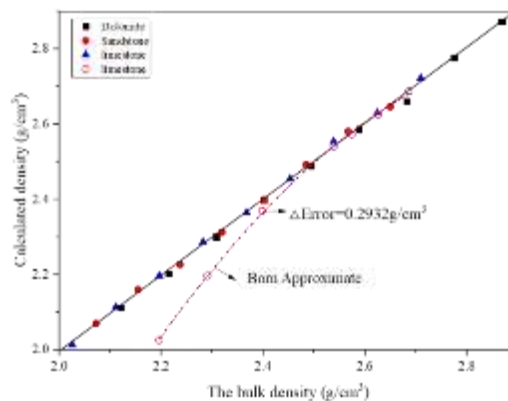


图 4 模型密度和计算密度的比较

3 垂直井和大斜度井中快速正演与模拟对比

3.1 垂直井中的密度响应

建立如图 5 (a) 所示的垂直井数值计算模型，测量过程中伽马密度测井仪从井底向井口移动，等间隔测量。在整个饱含淡水的砂岩地层中，包含七个密度和厚度不同的岩性夹层，砂岩地层密度为 2.32g/cm^3 ，A1、A2 和 A3 的夹层为饱和水石灰岩，密度分别为 2.539g/cm^3 、 2.42g/cm^3 和 2.6245g/cm^3 ，同时 A1、A2 和 A3 的厚度分别为 30cm 、 30cm 和 40cm 。夹层 A4 和 A5 是饱含水的白云岩，密度分别为 2.87g/cm^3 和 2.683g/cm^3 。

分别采用 MCNP 数值模拟方法和快速计算方法来计算连续地层的密度响应。以 MCNP 模拟结果为基准来验证伽马密度快速正演计算准确性。图 5(b)给出了垂直井中快速正演 (FF) 和 MCNP 模拟的密度对比结果。由图 5(b)可知，快速计算的计算结果与 MCNP 模拟结果吻合，快速计算的密度曲线与模型界面的位置一致。整个井段伽马密度快速正演的误差小于 0.01g/cm^3 ，其中绝对误差的最大值和最小值分别为 0.009g/cm^3 和 0.0024g/cm^3 。垂直井中密度测井响应的快速计算结果验证了该方法的可行性和准确性。

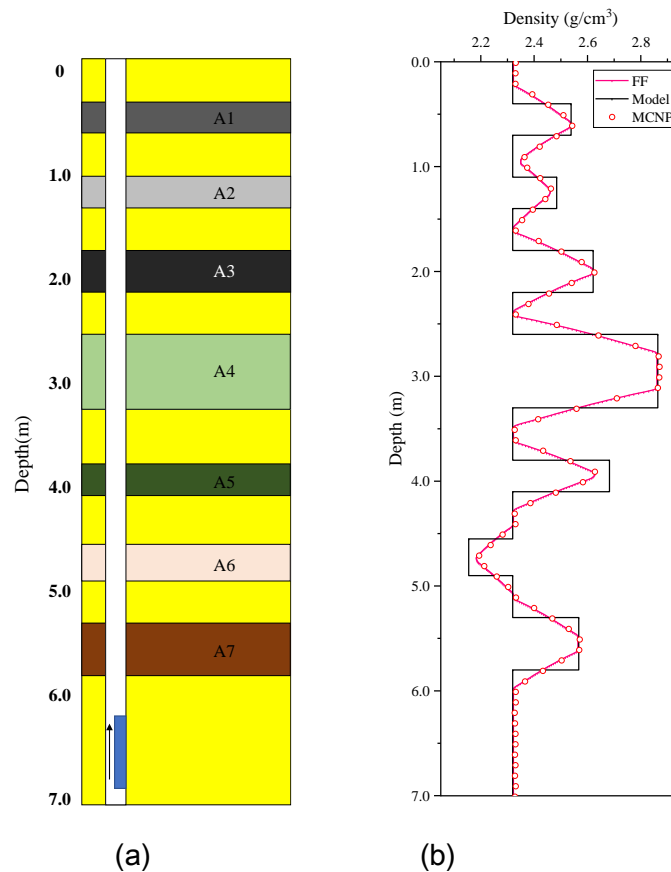


图 5 (a) 垂直井的地层模型示意图 (b) 垂直井中快速前进 (FF) 和 MCNP 模拟的密度比较结果

3.2 水平井密度响应

为了进一步验证快速计算的准确性，建立了如图 6 (a) 所示的水平井地层计算模型。密度测井仪沿水平井向前移动进行测量，经过不同岩性、密度、厚度和倾角的多个夹层。最初的地层是饱和水砂岩，密度为 2.485g/cm^3 ，其中有六个密度、厚度和倾角不同的岩性夹层。夹层 A1 和 A2 是饱和水石灰岩，密度分别为 2.539g/cm^3 和 2.6245g/cm^3 ，且 A1 和 A2 的厚度分别为 50cm 和 50cm。夹层 A3 和 A4 是饱和水白云岩，密度为 2.309g/cm^3 和 2.683g/cm^3 ，厚度分别为 100cm 和 100cm。夹层 A5 和 A6 是饱和水的砂岩，密度分别为 2.5675g/cm^3 和 2.155g/cm^3 ，厚度分别为 100cm 和 50cm。此外，A1、A2、A3、A4 的倾角为 45 度，A6 和 A7 的倾角分别为 60 度和 75 度。

图 6(b)给出了水平井中快速正演 (FF) 和 MCNP 模拟的密度结果对比。如图 6(b)所示，快速计算的计算结果与 MCNP 模拟结果吻合，快速计算的密度曲线与模型界面的位置一致。受夹层与井眼轨迹之间角度的影响，密度曲线的峰值向左移动。当仪器进入夹层时，由于夹层的倾斜，有效探测区域的介质首先发生变化，导致密度曲线在地层界面之前出现差异。这也是造成曲线峰值移动的原因。同时，由于层界面位置的曲线形状变化，用曲线的半宽点来确定层位和厚度会有误差。整个井

段快速正演的密度误差小于 0.015g/cm^3 ，其中绝对误差的最大值和最小值分别为 0.0143g/cm^3 和 0.0022g/cm^3 。水平井中密度测井响应的快速正演结果进一步验证了该方法的可行性和准确性。

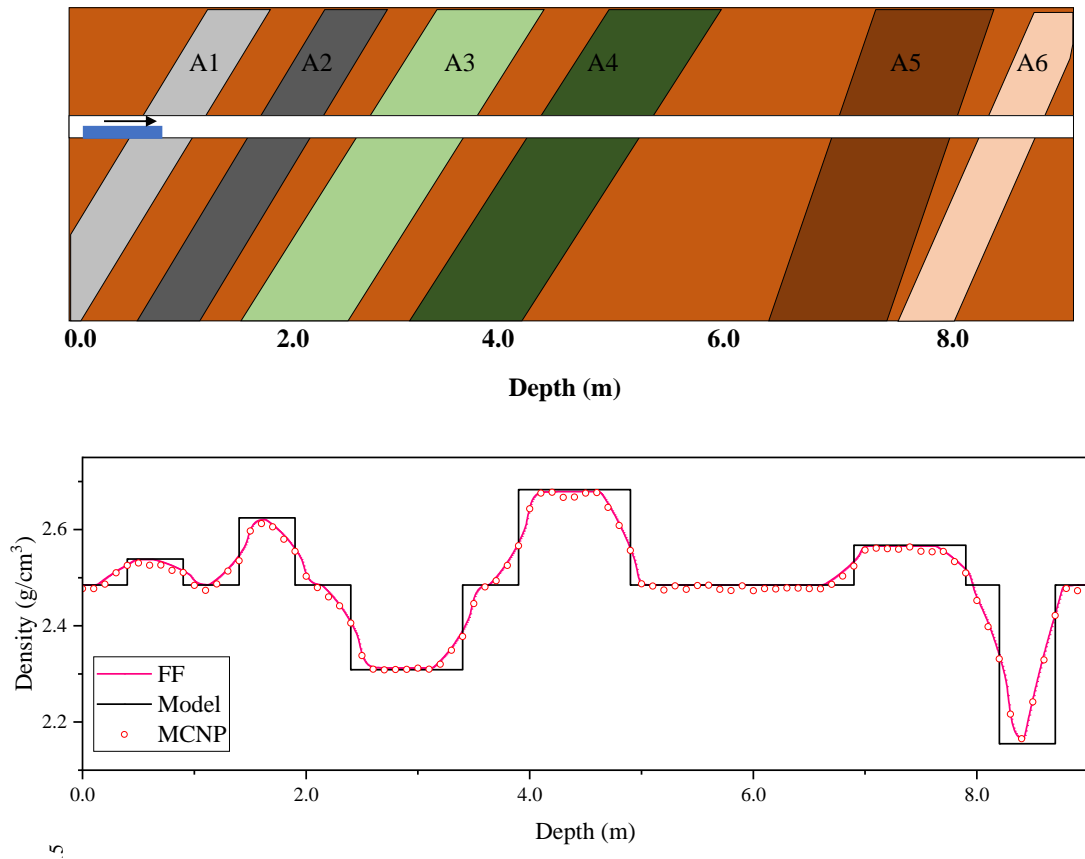


图 6 (a) 水平井的地层模型示意图 (b) 水平井中快速前进 (FF) 和 MCNP 模拟的密度比较结果

4 结论

伽马密度测井快速正演对于地层实时反演评价和地质导向模型的优化具有重要意义，本文提出了一种基于灵敏度函数和扰动理论的伽马密度测井的快速正演方法，利用 MCNP 建立包含井眼和密度仪器的三维精细地层模型，来获得更准确的光电效应和康普顿散射的灵敏度函数，并使用多项式近似来表征地层属性变化引起的密度衰减系数的变化，然后通过建立不同基准密度地层的灵敏度函数数据库，使用 Levenberg-Marquardt 的最小二乘法拟合出最佳系数值，最终实现了伽马密度的快速正演。地层密度的变化对光电灵敏度函数影响较大，对康普顿灵敏度函数影响较小，与 Born 近似法相比，除不受岩性因素的影响之外，新方法还提高了快速正演的计算精度。最后，垂直井和水平井的密度快速正演与蒙特卡洛模拟结果的良好一致性进一步验证了该方法的可行性和准确性。

Qian Chen^{1*}, Dong Jingli¹, Defu Zang¹, Feng Zhang², Linhua Guan¹

1. Sinopec Matrix Corporation, Qingdao, China, 266071

2. School of Geosciences, China University of Petroleum, Qingdao China, 266580

A RAPID CALCULATION METHOD FOR DENSITY RESPONSE BASED ON THE COMBINATION OF PHOTOELECTRIC-COMPTON SCATTERING IN GAMMA-GAMMA DENSITY LOGGING

Abstract

The rapid modeling of gamma-gamma density logging is essential for the real-time evaluation of the formation and optimization of the geosteering model. The existing fast calculation method of gamma-gamma density utilizing Born approximation is limited by the density difference between unknown formation and based-formation, which leads to the large error of density prediction and the influence of lithology on density prediction is not considered. A rapid forward method using the perturbation sensitivity function and polynomial approximation is proposed to predict the response of the gamma-gamma density logging. The Monte Carlo simulation results are adopted as a benchmark to assess the performance of the rapid forward method. The gamma-gamma density logging responses of formations with multiple lithology and densities are simulated by the MCNP and rapid forward method in vertical and horizontal wells. The results show that the new method eliminates the effect of lithology on the prediction of the density responses and reduces the density prediction error to within $0.012\text{g}/\text{cm}^3$. In addition, the calculation speed of the new method is 10^6 times that of the MCNP simulation. Finally, the results of the rapid forward show a good agreement with the Monte Carlo simulations in vertical and horizontal wells.

Keywords: rapid forward, density well logging, perturbation sensitivity, MCNP

1 Introduction

The rapid modeling of gamma-gamma density logging as the input of formation parameters inversion has significance for the real-time evaluation of the formation and the precise geosteering combined with multiple logging combining with electromagnetic wave logging, resistivity logging, acoustic logging, etc (Ijasan et al. 2013; Mendoza et al. 2015). With the development of oil and gas exploration theories and equipment, as well as the continuous growth of global energy demand, unconventional reservoirs with complex lithology and tight pores are the goals of oil and gas exploration (Nurudeen et al. 2018; Alfarge et al. 2017). Horizontal wells have been widely used in unconventional formations to increase oil and gas recovery by increasing the effective contact between the well and the reservoir (Eren et al. 2019; He et al. 2020). Affected by the difference of measurement environment in the vertical wells and horizontal wells, it is more difficult for geologists to obtain precise reservoir information from log curves. In addition, there are dark differences in the response of density logging caused by the geometric relationship between borehole, formation and the mud invasion in horizontal well and vertical well. In the harsh measurement environment, to improve the accuracy and efficiency of reservoir evaluation, real-time formation inversion technology based on logging while drilling (LWD) with less disturbed by mud invasion is the trend of future

logging development(Liu, 2017).

The speed and accuracy of the modeling of gamma-gamma density logging are some of the key factors to improve the real-time inversion technology. The basis of real-time inversion is to quickly obtain the response of the detector under the different borehole and formation conditions. Then, the logging curve from the fast calculation is compared with the measured curve to modify the initial model by the iterative loop. Until the two curves are basically the same, the model is thought to reflect the true situation of the formation. At present, MCNP (Monte Carlo N-Particle Transport Code) numerical simulation is widely used to obtain the responses of gamma-gamma density logging under the different formation and borehole conditions(Liu et al. 2017; Liu et al. 2018; Zhou et al. 2018). The main reason is that the accuracy of the MCNP simulation results and the high coincidence rate with the experimental results. MCNP is a generic software program developed by Los Alamos National Laboratory in the United States for the calculation of neutrons, protons, electrons, or coupling in three-dimensional complex geometric structures(Brown et al. 2002). However, due to the limitation of computer CPU hardware, it takes a long time to obtain the simulation results by MCNP, which is difficult to meet the needs of real-time inversion and evaluation of reservoir parameters in the field.

To improve the calculation speed, the sensitivity function and the mathematical idea of approximation are introduced to obtain the response of the density logging tool. Especially, the introduction of the sensitivity makes it possible to rapid modeling of the gamma-gamma density under complex formation conditions(Watson 1992; Tickner 2000). The sensitivity function presents the contribution of the material at different spatial locations to the detector. Based on Watson's sensitivity function, the sensitivity functions of the density and neutron have been further developed and combined with approximation methods to achieve the rapid modeling for nuclear logging responses such as density and neutron porosity(Luycx et al. 2020; Luycx et al. 2018). In the current approximation methods, the extended Born approximation method is used to replace the exact solution, which is widely used in the approximation of nuclear logging response. In this method, the detector response caused by the change of the material can be regarded as linear within the small variation range, so the Born approximation also can be called linear approximation(Mendoza et al. 2010; Mendoza et al. 2007). By the establishment of sensitivity functions under based-formation conditions with various densities, combined with the Born approximation method, the rapid modeling of nuclear well logging is realized. Limited by the Born approximation method, when the unknown formation differs greatly from the based-formation, the accuracy of formation density prediction is not satisfactory. A correction model for Born approximation is proposed to improve the accuracy of fast modeling by Liu(Liu et al. 2020), but the influence of lithology on density logging was neglected.

In this paper, MCNP is used to establish the fine-based-formation models to obtain the perturbation sensitivity functions of the photoelectric effect and Compton scattering. In addition, the polynomial approximation considering the photoelectric effect and Compton effect is introduced to realize the accurate prediction of the response of the detector in density logging. The simulation results of MCNP as a benchmark for judging the new method. The results show that the new method eliminates the influence of lithology on density prediction, and at the same time improves the accuracy of gamma density prediction. At last, the comparison results of vertical wells and horizontal wells also verify the accuracy and feasibility of the method.

2 Methodology

There are three types of gamma-ray interactions in earth formation: the photoelectric effect, Compton scattering and pair production(Ellis 2007). But the ^{137}Cs source with an energy of 662 keV is usually used as

the gamma source in the density logging tool, which is well below the threshold for pair production. It is shown that the interaction of gamma rays by Compton scattering is dependent on the number density of the scattering, in turn, it is proportional to the bulk density of the formation medium. The basis of gamma-ray density logging is to measure the density of the scattering electrons in the medium for the bulk density of the formation. It is widely used that there is a linear mathematical relationship between the bulk density of formation and the logarithm of detector count, which can be expressed as

$$\rho = a \ln(N) + b \quad (1)$$

Where ρ is the bulk density of formation, a and b are constant-coefficient related to the structural parameters of the density logging tool, N is the energy window count. The detector count is dominated by the gamma-ray flux after interaction with the medium and the detector response function, which can be written as

$$N(r_R) = \int d\vec{r} \int dE \int \phi(r_R, \vec{r}, E, \vec{\Omega}, \mu) R(\vec{r}_R, \vec{r}, E, \vec{\Omega}) d\vec{\Omega} \quad (2)$$

Where r_R is the spacing from the gamma source to the detector, $\phi(r_R, \vec{r}, E, \vec{\Omega}, \mu)$ is the gamma flux reaching the detector at different positions \vec{r} in the formation, $\vec{\Omega}$ is the scattering direction of the particle, $R(r_R, \vec{r}, E, \vec{\Omega})$ is the response function of the detector, which is related to the type and the size of the detector, independent of formation properties. μ is the total linear attenuation coefficient of the formation, which is the sum of the photoelectric attenuation coefficient (μ_{pe}) and Compton attenuation coefficient (μ_c). $\phi(r_R, \vec{r}, E, \vec{\Omega}, \mu)$ is dominated by the spacing r_R , the energy of gamma rays E and the total linear attenuation coefficient μ .

The attenuation of gamma rays can be written as (Ellis 2007),

$$\phi = \phi_0 e^{-\rho_b \sigma x} \cong \phi_0 e^{-\rho_b (\alpha(E) P_e + \beta(E)) x} \quad (3)$$

Where the total cross-section, σ , is replaced by $\alpha(E) P_e + \beta(E)$, indicating that the coefficients α and β are energy-dependent. Moreover, the coefficient α , associated with P_e whereas the coefficient β , associated with the Compton scattering, x is the thickness of the material, ρ_b is the bulk density of the material. In Eq. (3), the gamma flux is dominated by the P_e related to the photoelectric effect and the Compton scattering, indicating that the photoelectric effect and the Compton scattering need to be considered in the changes of the gamma counts of the detector due to the variation of the material. For the system of the density logging tool containing the radiation source and the detector, when the bulk density of the formation changes from ρ_0 to ρ_1 , the detector count can be expressed as

$$N = N_0 + \Delta N = N_0 + N_0 \int d\vec{r} \int dE \int d\vec{\Omega} \left(\frac{1}{N_0} \right) \phi_0(r_R, \vec{r}, E, \vec{\Omega}, \mu_{m0}) R(r_R, \vec{r}, E, \vec{\Omega}) \times F \left(\frac{\Delta \mu_m}{\mu_{m0}} \right) \quad (4)$$

Where N_0 is the gamma count of the detector in based-formation, $\phi_0(r_R, \vec{r}, E, \vec{\Omega}, \mu_{m0})$ is the gamma flux of the detector associated with the photoelectric effect and the Compton scattering at a spacing r_R from the source, μ_{m0} is the total attenuation coefficient of the based-formation, $\Delta \mu_m$ is the difference between the based-formation and unknown formation, $F \left(\frac{\Delta \mu_m}{\mu_{m0}} \right)$ is flux factor related to the change of the total attenuation coefficient in the formation. From Eq. (4), when the bulk density of the formation changes, the gamma count of the detector is determined by two factors: the gamma response of based-formation and the variation of the total attenuation coefficient between the based-formation and predicted formation, in which the response of the based-formation can be obtained by the MCNP simulation.

In gamma-gamma density logging, the gamma count of the detector in the energy range of 0.16MeV-0.54MeV is usually adopted to establish a mathematical relationship with the bulk density of the formation. But the effect of the photoelectric effect on the gamma count of the detector needs to be considered by the analysis of the Eq. (3). So the perturbation sensitivity functions of Compton scattering and the

perturbation sensitivity function of photoelectric effect are respectively defined as,

$$PSF_{ph}(r_R) = \int d\Omega \left(\frac{1}{N_0}\right) \phi_0(r_R, \vec{r}, E, \vec{\Omega}, \mu_{ph}) R(\vec{r}_R, \vec{r}, E, \vec{\Omega}) \quad (5)$$

$$PSF_C(r_R) = \int d\Omega \left(\frac{1}{N_0}\right) \phi_0(r_R, \vec{r}, E, \vec{\Omega}, \mu_C) R(\vec{r}_R, \vec{r}, E, \vec{\Omega}) \quad (6)$$

Where $PSF_{ph}(r_R)$ is the perturbation sensitivity function of the photoelectric effect, $PSF_C(r_R)$ is the perturbation sensitivity function of Compton scattering, μ_{ph} and μ_C are the mass absorption coefficient of the photoelectric effect and Compton scattering, respectively. The perturbation functions are associated with the gamma flux, the detector response function and the gamma count of the detector in based-formation. For a logging tool, the spatial distribution of gamma rays and the detector response function in the based-formation with various densities can be obtained by the three-dimension MCNP transport models containing the based-formation, borehole and logging tool.

The perturbation sensitivity functions from Compton scattering and the photoelectric effect can be obtained separately by perturbing the photoelectric effect or Compton scattering cross-section of the material. The perturbation sensitivity functions reflect the contribution proportion of the material changes in different positions to the gamma detector.

Due to the fact of exponential relationship between the gamma count of the detector and the attenuation coefficient of the material, for the gamma count of the detector within a certain range, the polynomial approximation can be used to characterize the flux factor. The flux factor reflects the flux difference caused by the variation of the total attenuation coefficient between the based-formation and predicted formation. So, $F\left(\frac{\Delta\mu}{\mu_0}\right)$ can be expanded by Taylor's formula, which can be described as,

$$F\left(\frac{\Delta\mu}{\mu_0}\right) \approx \sum_{k=0}^n \frac{1}{k!} \frac{d^k F}{d\mu^k} \left(\frac{\Delta\mu_{ph}}{\mu_0}\right)^k + \sum_{M=0}^n \frac{1}{M!} \frac{d^M F}{d\mu^M} \left(\frac{\Delta\mu_C}{\mu_0}\right)^M = \sum_{k=0}^n C_k \left(\frac{\Delta\mu_{ph}}{\mu_0}\right)^k + \sum_{M=0}^n D_M \left(\frac{\Delta\mu_C}{\mu_0}\right)^M \quad (7)$$

Where $C_k = \frac{1}{k!} \frac{d^k F}{d\mu^k}$ and $D_M = \frac{1}{M!} \frac{d^M F}{d\mu^M}$. The photoelectric effect and Compton scattering are

independent of each other, so the coupling term of the photoelectric effect and the Compton scattering is zero. In addition, with the increase in the energy of the gamma rays, the photoelectric effect weakens and the Compton effect gradually increases. The expansion of the photoelectric term to the first order and the Compton scattering term to the second-order can meet the requirements of detector response prediction. Combined with Eq. (3), Eq. (4), Eq. (5), Eq. (6) and Eq. (7), the detector counts can be written as

$$N = N_0 + N_0 \int d\vec{r} \int dE \{ PSF_{ph}(r_R) [C_0 + C_1 \left(\frac{\Delta\mu_{ph}}{\mu_0}\right)] + PSF_C(r_R) [D_0 + D_1 \left(\frac{\Delta\mu_C}{\mu_0}\right) + D_2 \left(\frac{\Delta\mu_C}{\mu_0}\right)^2] \} \quad (8)$$

Where C_0, C_1, D_0, D_1 and D_2 are the constant coefficients related to the logging tool, which can be obtained by the least square method. It can be seen from Eq. (8) and Eq. (1) that the density of fast forward is dominated by the perturbation sensitivity function from Compton scattering, the perturbation sensitivity function from photoelectric effect, the change in photoelectric absorption coefficient and Compton absorption coefficient. The precision of the rapid density calculation directly depends on the simulation accuracy of the perturbation sensitivity function.

3 The rapid modeling of gamma-gamma density

3.1 The perturbation sensitivity function

The perturbation sensitivity function reflects the contribution proportion of photoelectric attenuation coefficient or Compton attenuation coefficient of the material to the detector in the effective volume of investigation. PSF_{ph} and PSF_C can be expressed in cylindrical coordinates,

$$\sum_{r=0}^R \sum_{z=0}^Z \sum_{\theta=0}^{2\pi} PSF_{ph-r,z,\theta}(r_R) = 1 \quad (9)$$

$$\sum_{r=0}^R \sum_{z=0}^Z \sum_{\theta=0}^{2\pi} PSF_{C-r,z,\theta}(r_R) = 1 \quad (10)$$

Where R is the depth of investigation related to the logging tool, Z is the vertical resolution related to the spacing. R and Z constitute the effective volume of investigation (EVOI) of the density logging tool and the contribution of gamma counts beyond EVOI to the detector is negligible. For the limitation by the EVOI, it simplifies the calculation amount for rapid calculation of density responses in the initial model with formation and borehole. To the common density logging tool, the spatial calculation range of its perturbation sensitivity function is mainly concentrated in the cylinder with the tool as the axis, the length of 50cm, and the radius of 20cm.

To obtain the perturbation sensitivity function under different formations and wellbore conditions, MCNP was hired to build a numerical calculation model including density logging tools and formations. The three-dimension models consisting of formation, borehole and density logging tools are built for tool response and the perturbation sensitivity function. The formation is a cylinder with a diameter of 60 cm and a height of 100 cm. The tool is placed in a borehole filled with fresh water. The density logging tool with ^{137}Cs source and two sodium iodide detectors is used to acquire the density response, in which the energy of ^{137}Cs source is 662 KeV. The diameter of the near and far detector is 1.5 in and the length of the near and far detector is 1in and 2 in, respectively. Meanwhile, the use of a high-density tungsten-nickel shield can reduce gamma rays that directly reach the detector from the radiation source without being scattered by the formation. The density logging device is closely resting on the borehole wall for a higher signal-to-noise ratio during the measurement. To improve the accuracy of the simulation and obtain the precise sensitivity map of photoelectric and Compton scattering, the formation is divided into concentric rings of 0.25cm×0.25cm. F4 card and FMn card are used to record the gamma signal of the detector. The energy is used to separate the photoelectric and Compton effects, in which the photoelectric effect is below 100KeV and the Compton scattering is in 160KeV-662KeV. In addition, the Weight Window Generation card (WWG) and DXTRAN card are combined to reduce the radioactivity statistical error of the simulation.

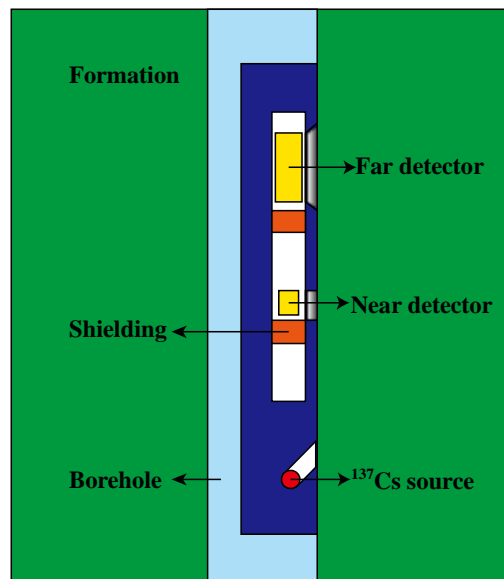


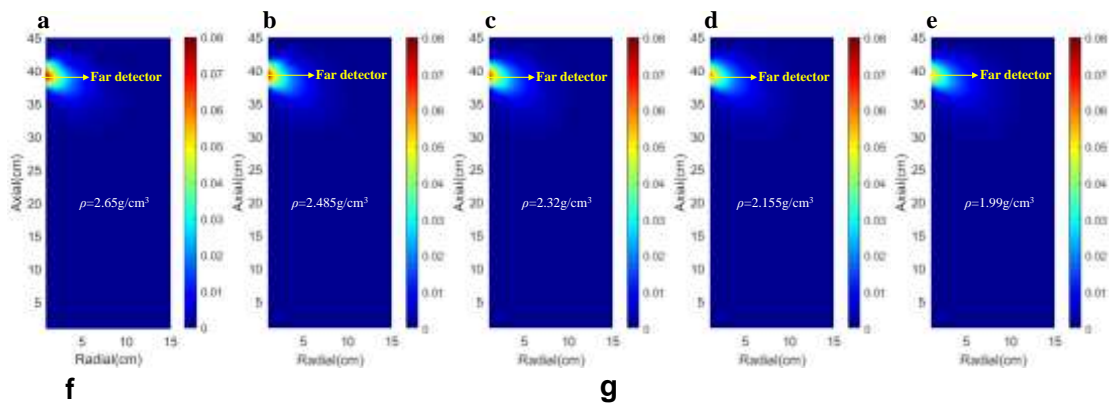
Fig. 1 The schematic diagram of the formation model of the density logging tool

The simulation model shown in Fig. 1 is adopted to acquire the perturbation sensitivity function of the photoelectric effect and Compton scattering. The bulk density of water-saturated sandstone formation is

set to 2.65g/cm^3 , 2.485g/cm^3 , 2.32g/cm^3 , 2.155g/cm^3 and 1.99g/cm^3 , respectively. For each density condition, FMESHn Card is used to acquire the spatial distribution of gamma ray. In addition, the density of each cell is sequentially changed to obtain the count variation of the detector to get the response function of the detector. Then, the spatial distribution of gamma-ray and the response function of the detector are multiplied and normalized to obtain the perturbation sensitivity function.

It can be seen from Fig. 2(a) to Fig. 2(e) that the contribution of the photoelectric effect to the detector is concentrated near the detector. Moreover, its extension depth in the radial direction is within 12 cm, which depends on the depth of investigation of the density tool. The probability of the occurrence of the photoelectric effect decreases as the energy of the incident gamma rays increases. The 0.662MeV gamma photons released by the radioactive source mainly cause Compton scattering and a small amount of photoelectric effect with the formation medium. However, due to the effect of Compton scattering, the energy of the gamma photons is consumed and the energy of the gamma rays near the detector is very low, which results in the perturbation sensitivity function from the photoelectric effect mainly in the vicinity of the detector. It is illustrated that the lithology related to the photoelectric cross-section of the formation near the detector has the greatest influence on the density measurement. In addition, the influence of the formation far away from the detector can be ignored in gamma-gamma density logging. With the increase of density of based-formation, the main contribution area of the photoelectric effect to the detector gradually decreases. The reason is that the increase in the bulk density of formation causes growth of the electron density per unit volume, which in turn increases the Compton cross-section and reduces the proportion of the photoelectric effect.

By integrating the photoelectric effect perturbation function in the radial or axial directions, the integral perturbation sensitivity function of the photoelectric effect shown in Fig. 2 can be obtained. From Fig. 2(f), it can be seen that the value of PSF_{ph_A} reaches the maximum at 38 cm where is the far detector position, which is consistent with the previous analysis. Furthermore, with the increase of the bulk density of the based-formation, the maximum value of PSF_{ph_A} increases and the peak shape of the response function becomes more concentrated toward the maximum value. From Fig. 2(g), with the increase of radial distance, the value of PSF_{ph_R} reduces from the borehole wall. Meanwhile, the radial integral sensitivity function of the photoelectric effect is not affected by the density of based-formation at a distance of 7.5cm from the borehole wall. Besides, when the interesting formation is farther from the borehole wall and the density is greater, the contribution of the photoelectric effect to the detector is smaller. The reason is that when the density is large, the closer to the borehole wall, the higher the contribution from the formation to the detector and the relatively far away from the borehole wall, the lower the contribution.



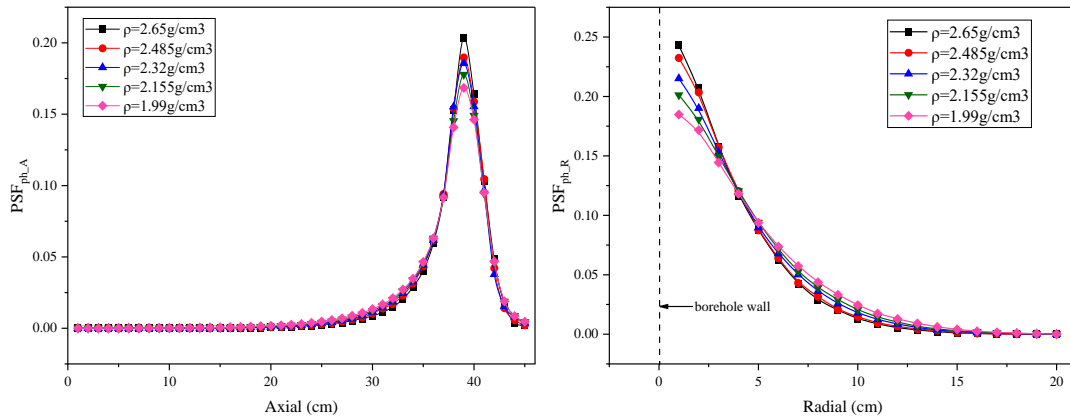
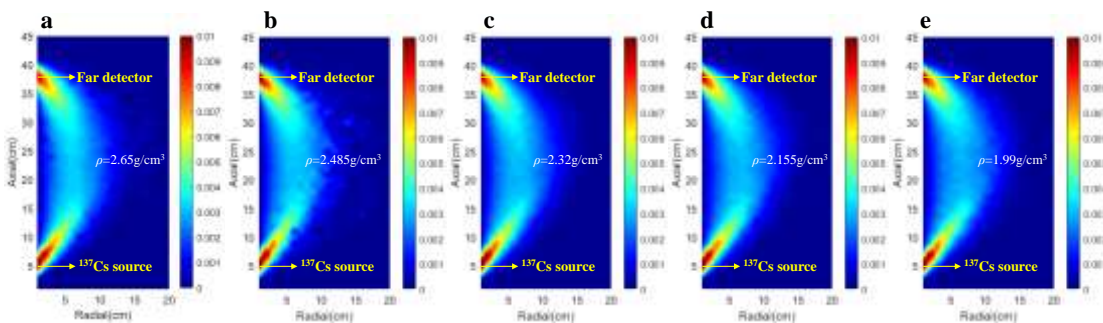


Fig. 2 Photoelectric sensitivity function of far detectors in different density formations (**a**. The bulk density of based-formation is 2.65g/cm^3 ; **b**. The bulk density of based-formation is 2.485g/cm^3 ; **c**. The bulk density of based-formation is 2.32g/cm^3 ; **d**. The bulk density of based-formation is 2.155g/cm^3 ; **e**. The bulk density of based-formation is 1.99g/cm^3 ; **f**. The integral perturbation sensitivity function of the photoelectric effect in the axial; **g**. The integral perturbation sensitivity function of the photoelectric effect in the radial.)

Fig. 3 presents the perturbation sensitivity function of the Compton scattering under the different density of based-formation conditions. It can be seen that the perturbation sensitivity function of the photoelectric effect is concentrated near the detector, but the perturbation sensitivity function of the Compton scattering is concentrated in the vicinity of the gamma source and detector. The reason is that the high energy of gamma rays near the source and the detector is prone to Compton scattering. It is clear from the sensitivity map that the angle between the sensitivity function near the radioactive source and the radial is 45° , which is consistent with the opening angle of the source bin. Meanwhile, comparing the perturbation sensitivity function of the Compton scattering under the different density of based-formation conditions, there is no difference in the magnitude and shape of the perturbation sensitivity function. The integral perturbation sensitivity function of the Compton scattering shown in Fig. 3 can be acquired by integrating the Compton scattering perturbation function in the radial or axial direction. From Fig. 3, it can be seen that the integral perturbation sensitivity function of the Compton scattering of based-formations with different densities coincide in the axial direction. It is indicated that the density of based-formation does not affect on PSF_{C-A} , but it influences on PSF_{C-R} .



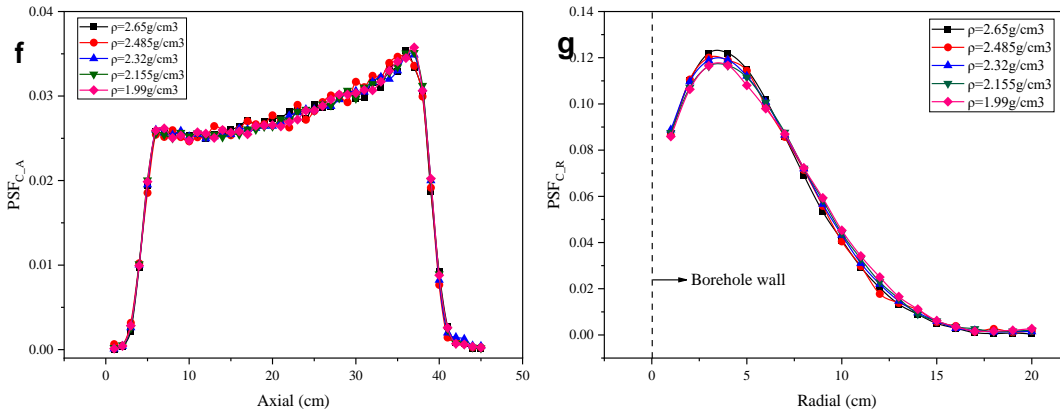


Fig. 3 Compton sensitivity function of far detectors in different density formations (a. The bulk density of based-formation is 2.65g/cm³; b. The bulk density of based-formation is 2.485g/cm³; c. The bulk density of based-formation is 2.32g/cm³; d. The bulk density of based-formation is 2.155g/cm³; e. The bulk density of based-formation is 1.99g/cm³; f. The integral perturbation sensitivity function of the Compton scattering in Axial; g. The integral perturbation sensitivity function of the Compton scattering in Radial)

3.2 The rapid calculation model establishment

The establishment of the rapid calculation method for density response is dependent on two main factors: the perturbation sensitivity of the photoelectric effect and Compton scattering, as well as the determination of constant coefficients in Eq. (1) and Eq. (8). The sensitivity function was discussed and introduced in detail in the previous section. The determination of constant coefficients is presented in this section. Refer to Eq. (1), a and b are associated with the struct of the density logging tool and the type of the detector. The coefficient values are obtained by measuring aluminum and magnesium blocks of known density and photoelectric absorption cross-section index (Pe), and then data fitting. In addition, the MCNP simulation model can also be established based on the structural parameters of the instrument to obtain the gamma count of the detector. And that, the coefficient value can be acquired by data fitting. In this study, the least squares method is adopted to get the coefficients a and b, in which a=-1.06621 and b=6.53886.

Refer to Eq.(8), the five coefficients, C_0, C_1, D_0, D_1, D_2 , are constants that are not related to the formation and borehole conditions. Eq. (8) can be rewritten as,

$$N = f(\Delta\mu_{ph}, \Delta\mu_C) \quad (11)$$

Limited by the number of coefficients, at least five mixed formations need to be constructed to simulate the response of the detector by MCNP. The cost function is defined as follow,

$$e(\Delta\mu_{ph}, \Delta\mu_C) = \frac{1}{2} \sum_{i=1}^m (f_i(\Delta\mu_{ph}, \Delta\mu_C) - N_i)^2 \quad (12)$$

Where $e(\Delta\mu_{ph}, \Delta\mu_C)$ is the cost function, m is the number of the equation and must be greater than five. When the cost function takes the minimum value, the optimal solution of five coefficients can be obtained, in which the Levenberg-Marquardt method is used to solve Eq. (10). In this paper, the values of the five coefficients are $C_0=0.000145, C_1=0.001132, D_0=1.2E-5, D_1=0.9845, D_2=0.01126$. In the fast rapid of density logging, for a known formation model, formation thickness, dip angles, electron density, photoelectric cross-section index, etc. as input, the density response at any point can be obtained by Eq. (8) and Eq. (1).

3.3 Density prediction

The numerical model including density logging tool and formation shown in Fig. 1 is adopted to obtain the response of density to gamma-ray count with different energy windows. The formation matrix is set to sandstone, limestone and dolomite, respectively. For each formation matrix, the porosity of the formation ranges from 0% to 40% with an interval of 5%. Fig. 4 describes the relationship between the bulk density of

the formation and the flux of gamma-rays with energies ranging from 0.16 MeV to 0.54MeV. It can be seen that the flux of gamma-ray of different formation matrix is not in a line, as shown in Fig.4, indicating the influence of the photoelectric effect on the density measurement. The photoelectric cross-section index value of sandstone, limestone and dolomite is 1.806, 5.084 and 3.142, respectively. The bulk density of sandstone, limestone and dolomite is 2.65g/cm^3 , 2.71g/cm^3 and 2.87g/cm^3 . The photoelectric absorption cross-sectional index of different formations differs noticeably. Combined with Fig. 4, this further illustrates that the effect of the photoelectric effect on density measurement is not ignored.

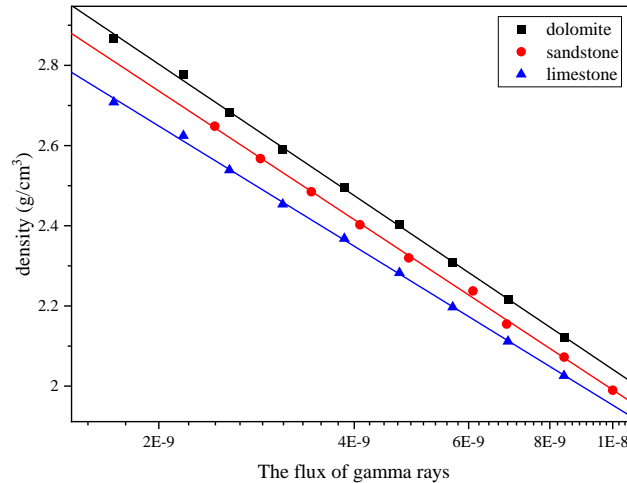


Fig. 4 The response of the bulk density of formation to the flux of gamma-ray in the energy of 0.16 MeV to 0.54MeV

Based on the perturbation sensitivity function of Compton scattering and the photoelectric effect, the sandstone is chosen as based-formation for rapidly calculating the response of pure water, sandstone, limestone and dolomite with varying densities, ranging from 2.026g/cm^3 to 2.87g/cm^3 . The comparison of the bulk density of formation and the calculated density is presented in Fig. 5. It can be seen from Fig. 5 that the calculated density is consistent with the bulk density of the formation and is not affected by the lithology of the formation. The pink point is the result of limestone formation as calculated quickly using Born approximation. It is clear that within the density range of 2.2g/cm^3 - 2.5g/cm^3 , the rapid density calculation method based on the boron approximation has a large error. The absolute error (ΔError) is defined as the difference between the calculated density and the true density. The absolute error of the fast calculation of density is all less than 0.015g/cm^3 for three different formation matrix, using sandstone as the based-formation and selecting the appropriate perturbation function of Compton scattering and the photoelectric effect. The maximum value of the absolute error of sandstone, limestone and dolomite is 0.01237g/cm^3 , 0.0148g/cm^3 and 0.01388g/cm^3 , respectively. The minimum value of the absolute error of sandstone, limestone and dolomite is 0.00213g/cm^3 , 0.00048g/cm^3 and 0.00085g/cm^3 , respectively. But for the Born approximate method, when the bulk density of the formation is 2.3575g/cm^3 , the absolute error of density calculation reaches 0.2932g/cm^3 . Moreover, the error of fast calculation of gamma density using linear approximation increases as the difference between the calculated density and the base formation density increases. For the single core of Intel(R) Xeon(R) Gold 6152 CPU @ 2.10GHz, it takes two hours for MCNP to calculate a data point with the error of 0.0016. However, it only takes 0.012s to obtain a result similar to MCNP with an error of 2% by fast forward. The new method improves the accuracy of fast calculation density calculation and eliminates the influence of lithology.

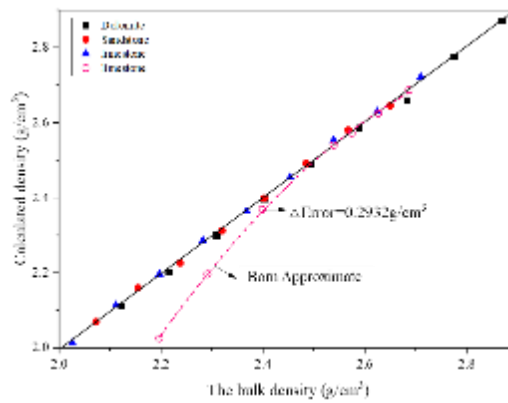


Fig. 5 the comparison of the bulk density and the calculated density

4 Numerical simulation and rapid forward in vertical and high angle wells

4.1 The density response in the vertical well

The numerical calculation model of the formation with the vertical well is established as shown in Fig. 6(a). The density logging tool moves from the bottom to the top of the borehole to measure density. There are seven lithological interlayers with varying densities and thicknesses in the formation of the entire water-saturated sandstone with a density of 2.32g/cm^3 . Water-saturated limestones with densities of 2.539g/cm^3 , 2.42g/cm^3 , and 2.6245g/cm^3 make up the interlayers A1, A2, and A3. The thickness of A1, A2, and A3 is 30cm, 30cm, and 40cm, respectively. The interlayers A4 and A5 are water-saturated dolomite with a density of 2.87g/cm^3 and 2.683g/cm^3 .

The MCNP simulation and the fast calculation method utilizing Eq. (8) and the perturbation sensitivity function library of the sandstone-based-formation are used to obtain the density response of the continuous formation, respectively. Furthermore, the MCNP simulation results are used as benchmarks to evaluate the performance of rapid density logging calculation. The density comparison results between the fast forward (FF) and MCNP simulations in the vertical well are shown in Fig. 6. (b). It can be seen from Fig. 6(b) that the calculation results of the fast calculation are in good agreement with the MCNP simulation results and the density curve of fast calculation is consistent with the position of the model interface. The half-width point of the rapidly calculated density curve corresponds very well to the position of the formation interface, which can help to determine the thickness of the layers. The density error of fast calculation is less than 0.01g/cm^3 in the entire well, in which the maximum value of the absolute error is 0.0096g/cm^3 and the minimum value of the absolute error is 0.0024g/cm^3 . The results of rapid calculation of density logging response in the vertical well verify the feasibility and accuracy of the method.

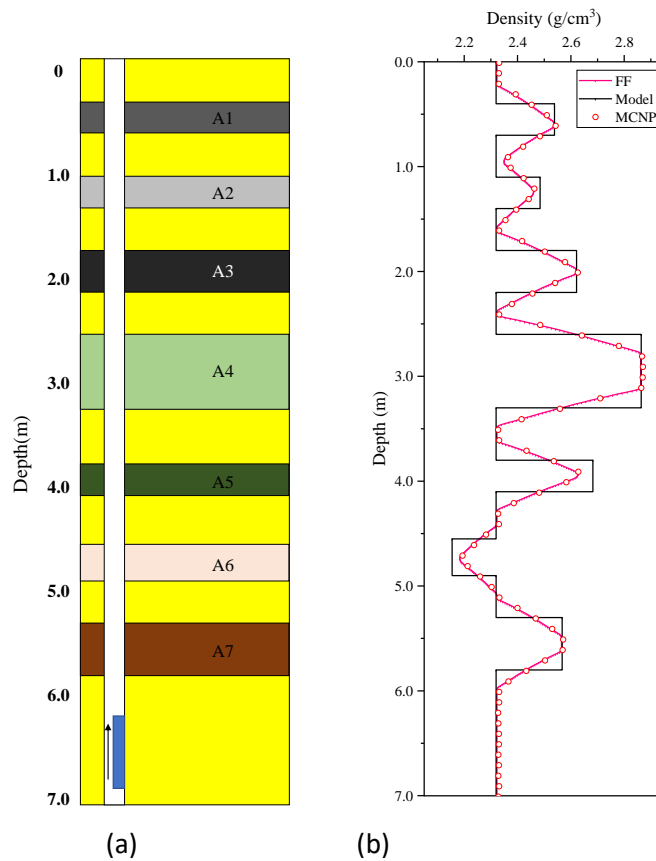


Fig. 6 (a) Schematic diagram of formation model with vertical well (b) The Comparison results of density between the fast forward (FF) and MCNP simulation in the vertical well

4.2 The density response in horizontal well

As shown in Fig. 7(a), the numerical calculation model of the formation with the horizontal well is established. The density logging tool moves forward along the horizontal well for measurement, passing through multiple interbeds of different lithology, density, thickness and dip angle. The initial formation is water-saturated sandstone with a density of 2.485g/cm^3 , wherein there are six lithological interlayers with different densities, thicknesses, and dip angles. The interlayers A1 and A2 are water-saturated limestones with a density of 2.539g/cm^3 and 2.6245g/cm^3 . The thickness of A1 and A2 is 50cm and 50cm, respectively. The interlayers A3 and A4 are water-saturated dolomite with a density of 2.309g/cm^3 and 2.683g/cm^3 . The thickness of A3 and A4 is 100cm and 100cm, respectively. The interlayers A5 and A6 are water-saturated sandstone with a density of 2.5675g/cm^3 and 2.155g/cm^3 . The thickness of A5 and A6 is 100cm and 50cm, respectively. In addition, the dip angle of A1, A2, A3, A4 is 45 degrees and the dip angle of A6 and A7 is 60 degrees and 75 degrees, respectively.

Figure 7(b) depicts the density comparison results of the fast forward (FF) and MCNP simulations in the horizontal well. The calculation results of the fast calculation are in good agreement with the MCNP simulation results, as shown in Fig. 7(b), and the density curve of the fast calculation is consistent with the position of the model interface. Due to the angle between the interlayer and the borehole trajectory, the peak of the density curve shifts to the left. When the instrument enters the interlayer, due to the inclination of the interlayer, the medium in the effective detection area changes first, resulting in a difference in the density curve before the formation interface. This is also the reason for the shift of the peak of the curve. Meanwhile, due to changes in the shape of the curve under sloping formation conditions, there are errors in using the half-width point of the curve to determine the layer position and thickness. The density error of fast calculation is less than 0.015g/cm^3 in the entire well, in which the maximum value of the absolute error is 0.0143g/cm^3 and the minimum value of the absolute error is

0.0022g/cm³. The results of rapid calculation of density logging response in the horizontal well further verify the feasibility and accuracy of the method.

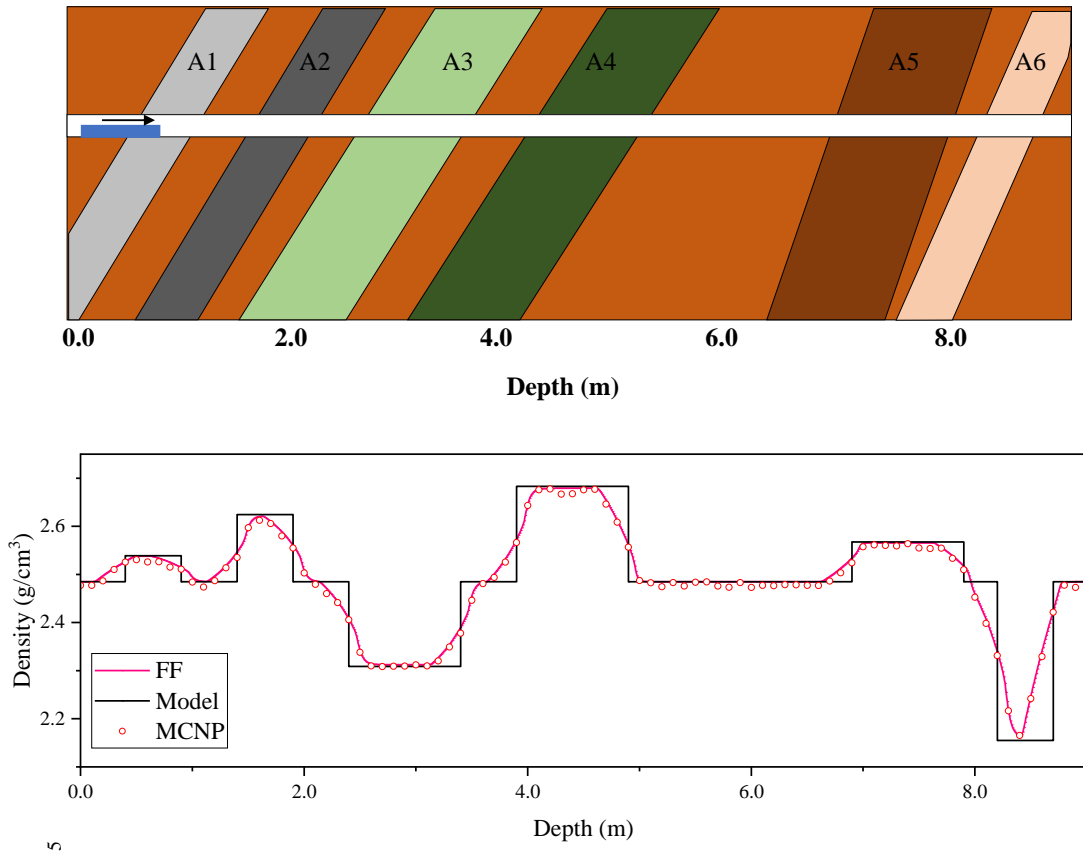


Fig. 7 (a) Schematic diagram of formation model with Horizontal well (b) The Comparison results of density between the fast forward (FF) and MCNP simulation in the Horizontal well

5 Conclusions

A rapid forward method for gamma-gamma density logging based on the perturbation sensitivity and polynomial approximation in the vertical or horizontal well is proposed. The MCNP is employed to establish a fine three-dimensional formation model containing borehole and density tools for the more accurate perturbation sensitivity functions of the photoelectric effect and Compton scattering. The polynomial approximate is adopted to express the change of density attenuation coefficient caused by the variation of formation properties. The fast calculation of gamma-gamma density is realized by establishing the perturbation sensitivity function database under different densities and fitting the optimal coefficient values by least-squares fitting with Levenberg-Marquardt. The speed of the rapid density logging calculation for a single data point is 10^6 times that of MCNP simulation. Meanwhile, compared with the Born approximate method, the new method eliminates the influence of lithology on density prediction and significantly improves the prediction accuracy of density logging in unknown formation. The results of the rapid forward show a good agreement with the Monte Carlo simulations in vertical and horizontal wells, which verify the feasibility and accuracy of the new method.

Acknowledge

The authors would like to acknowledge the support of the National Natural Science Foundation of China (41974127, 41974155), the National Major Science and Technology Project of China (2017ZX05019005-005).

Н. В. Юркевич^{1*}, А. В. Анчугов³, Д. О. Кучер²¹НИЦ “Экология” СО РАН, г. Новосибирск, Российская Федерация²Институт Нефтегазовой Геологии и Геофизики СО РАН, г. Новосибирск, Российская Федерация³Институт Вычислительной Математики и Математической Геофизики

ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА ЭЛЕКТРОТОМОГРАФИИ ДЛЯ КОНТРОЛЯ ХОДА ФИЛЬТРАЦИОННОГО ЭКСПЕРИМЕНТА НА ОБРАЗЦАХ КЕРНА

Аннотация. Работа посвящена применению метода электротомографии при проведении эксперимента по вытеснению нефти из образцов керна для определения текущей водо- и нефтенасыщенности образцов. Рассмотрена реализация данного метода в пластовых условиях по давлению. Строится карта 3-мерного распределения удельных электрических сопротивлений и текущей водонасыщенности образцов керна во время эксперимента по вытеснению с помощью инверсии кажущихся сопротивлений полученных при измерении потенциалов от источника тока на поверхности образцов. Обсуждаются возможности метода для контроля хода различных экспериментов.

Ключевые слова: многоэлектродная электроразведка, электрическое зондирование, электрическая томография, электротомография, фильтрационный эксперимент, эксперимент по вытеснению.

Введение

Фильтрационный эксперимент, проводимый на колонке керна с целью определения коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях, является стандартным экспериментом и предусматривает определение полноты извлечения нефти из нефтесодержащей породы за счёт фильтрации через него воды до практически полной обводнённости образцов. При этом условия вытеснения нефти максимально приближаются к пластовым за счёт применения пластовых или модельных жидкостей как указано в ОСТ 39-195-86 [1]. Для контроля хода эксперимента по вытеснению нефти из образцов керна и определения текущей водо- и нефтенасыщенности образцов, как правило, применяется метод электросопротивлений, реализованный по 2-х или 4-х электродной схеме [2]. При этом получаемые значения УЭС образцов, и их текущая водо-нефтенасыщенность представляют собой интегральную характеристику всей колонки образцов. Также применяют метод рентгеновского сканирования образцов [3,4,5]. Недостатком рентгеновских методов контроля является относительно невысокая скорость съёмки, зависящая от мощности источника и чувствительности детектора. Рентгеновский сканер даёт двумерное изображение колонки образцов. Следует отметить высокую стоимость рентгеновского сканера и томографа, как и сложность изготовления специального рентгенопрозрачного кернодержателя который должен выдерживать пластовые условия.

В данной статье описана реализация метода электротомографии для контроля текущей водо-нефтенасыщенности образцов керна в пластовых условиях. В ходе эксперимента по вытеснению нефти происходит построение карты 3-х мерного распределения удельных электрических сопротивлений и текущей водо- нефтенасыщенности образцов керна, полученных с помощью инверсии кажущихся сопротивлений. Входными данными являются измеренные потенциалы на поверхности образца при возбуждении в нём электрического поля.

Описание эксперимента с применением метода электротомографии: компоненты системы, условия проведения эксперимента.

Электротомография – метод, с помощью которого получают трёхмерные модели распределения удельного электрического сопротивления (УЭС) горных пород. В качестве аппаратуры используются многоэлектродные и многоканальные станции. Технология электротомографии основана на измерениях с помощью многоэлектродных установок и автоматической инверсии полученных данных. При электротомографии в качестве питающих и измерительных электродов используются одни и те же контакты, расположенные на исследуемом объекте. Их количество варьируется от нескольких десятков до сотен штук. Electroды расположены на поверхности объекта

с фиксированным шагом и подключаются к коммутационному кабелю, при этом блок коммутации поочередно переключает и опрашивает различные комбинации электродов, а результатом измерений является информация о распределении электрических потенциалов на поверхности объекта исследования. Решение обратной двумерной задачи («двумерная автоматическая инверсия данных») выполняется с помощью специальных программ. На вход программы подаются результаты измерений, полученные с помощью многоэлектродной установки, результатом же инверсии является трехмерная (3-D) геоэлектрическая модель объекта. В общем случае данный метод относится к классу наземных геофизических методов поиска и разведки полезных ископаемых, а именно к методам электроразведки. В литературе метод упоминают как: многоэлектродная электроразведка, электрическое зондирование, электрическая томография, электротомография, 3D электроразведка, площадная электроразведка. Аналогом метода применительно к скважинной электроразведке (ГИС – геофизическое исследование скважин) является скважинный микроимиджинг (Borehole Imaging), осуществляемый с помощью прибора FMI производства компании Schlumberger.

Рассмотренный метод электротомографии основан на применении электроразведки к объектам меньшего масштаба. При наземной и скважинной электроразведке размеры изучаемых объектов составляют сотни метров, в случае исследования керна размеры существенно меньше. Кроме различий в масштабе объекта исследования, применение метода электротомографии к образцам позволяет решить задачу изучения динамики течения флюида через исследуемый образец. В ходе эксперимента делаются непрерывные измерения кажущегося сопротивления исследуемого образца, поочередно на всех измерительных электродах, контактирующих с образцом. Таким образом, в результате непрерывного контроля за изменением электрического кажущегося сопротивления осуществляется мониторинг движения фронта флюида через исследуемый образец. Электрический сигнал, возбуждаемый источником, является низкочастотным синусоидальным (двуполярным для борьбы с поляризацией электродов; форма сигнала может быть и просто прямоугольной), и может иметь частоту в достаточно широком диапазоне, для наших экспериментов мы ограничились частотой в диапазоне 4.88-6 Гц.

Полученный массив данных потенциалов, измеренных на поверхности образца, подвергается инверсии: решается обратная задача, позволяющая восстановить распределение проводимости в образце и получить распределение сопротивления уже во всём объёме образца. Обработка массива регистрируемых данных осуществляется покадрово, с учетом времени, необходимого на коммутацию сигналов источника и регистратора. В результате создается набор 3D распределения сопротивлений внутри образца (одно изображение в каждый момент времени измерения). Таким образом, массив изображений позволяет изучать не только скорость перемещения фронта вытеснения (границы вода/нефть) в исследуемых образцах, но и форму этого фронта, а также характер движения флюидов в образцах.

На блок схеме (см. Рис. 1) показано подключение измерительной системы и источника напряжения к электрическим контактам на манжете, контактирующей непосредственно с образцами керна. Электрическое подключение к кернодержателю, находящемуся под давлением, осуществляется с помощью разъёмов (см. Рис. 3).

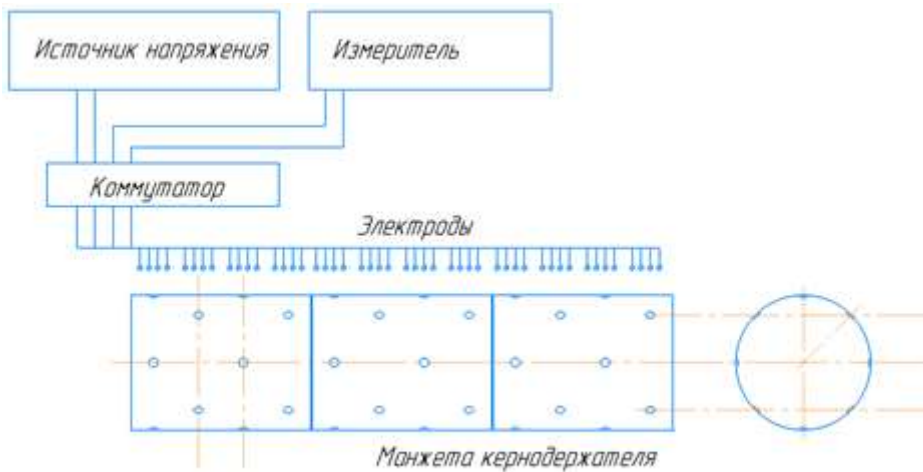


Рис. 1. Блок схема измерительной системы

Манжета с 48 электродами и находящимися в ней образцами (керновой колонкой) помещается в кернодержатель погружного типа, в котором создаётся всестороннее обжимное давление, моделирующее пластовое. Сквозь металлические плунжера, непосредственно прилегающие к торцам колонки образцов, подведены трубки подачи и выхода флюида, находящегося под поровым давлением. Кернодержатель имеет гидравлическое подключение к установке проведения фильтрационных экспериментов СКИФ-ФСК (см. Рис.4). В упрощённом виде гидравлическая схема



установки изображена на Рис. 5.

Рис. 2. Кернодержатель погружного типа.

Рис. 3. Электрическое подключение коммутатора.



Рис. 4. Установка СКИФ-ФСК для проведения фильтрационных экспериментов на образцах керна.



Рис. 5. Блок схема гидравлической части установки

Эксперимент состоял из нескольких этапов:

1. Подготовка образцов
 - а) распиловка в размер и торцовка
 - б) взвешивание сухого образца
 - в) вакуумирование и насыщение водой
 - г) взвешивание насыщенного водой образца
 - д) создание остаточной водонасыщенности с помощью центрифуги
 - е) определение пористости и остаточной водонасыщенности образцовПористость образцов составила около 10%, остаточная водонасыщенность 57%
2. Донасыщение образцов керосином следующим способом: образцы помещались в манжету кернодержателя, создавались пластовые условия и происходило донасыщение образцов керосином. Для насыщения образцов керосином обжимное давление было установлено на уровне 50Мпа, при этом на выходе на блоке противодействия поддерживалось давление в 20Мпа. Расход керосина был установлен 0.1 мл/мин.
3. Прокачка керосина через образец. С целью стабилизации давления на входе в образец при фиксированном давлении на выходе, поддерживаемом с помощью блока противодействия и фиксированном расходе керосина 0.1мл/мин, производилась прокачка нескольких поровых объемов керосина до стабилизации давления а также удельного электрического сопротивления образцов измеряемое методом электротомографии, (см. Рис. 6).
4. Прокачка воды через образец. На следующем этапе начиналась прокачка воды с минерализацией 15г/л, с расходом 0.05 мл/мин и вытеснение керосина из образцов в мерную бюретку. При этом каждые 10 минут и до окончания эксперимента, делался замер потенциалов на поверхности образца, до фиксации прохождения фронта вытеснения и стабилизации давления воды на входе в колонку образцов. Затем делалась инверсия полученных данных (решение обратной задачи) с вычислением распределения удельных электрических сопротивлений в объеме колонки образцов. Результаты инверсии представлены в виде последовательности изображений.

Результаты

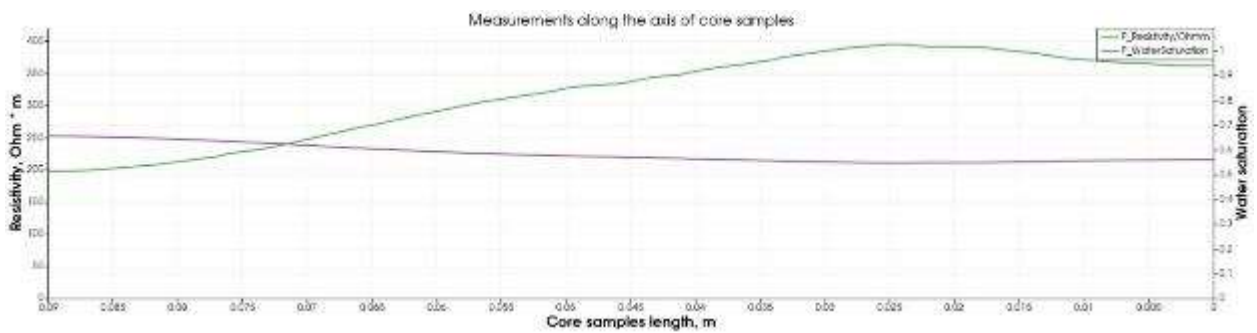


Рис. 6. Текущая водонасыщенность (остаточная) и начальное значение УЭС вдоль оси колонки образцов при насыщении керосином.

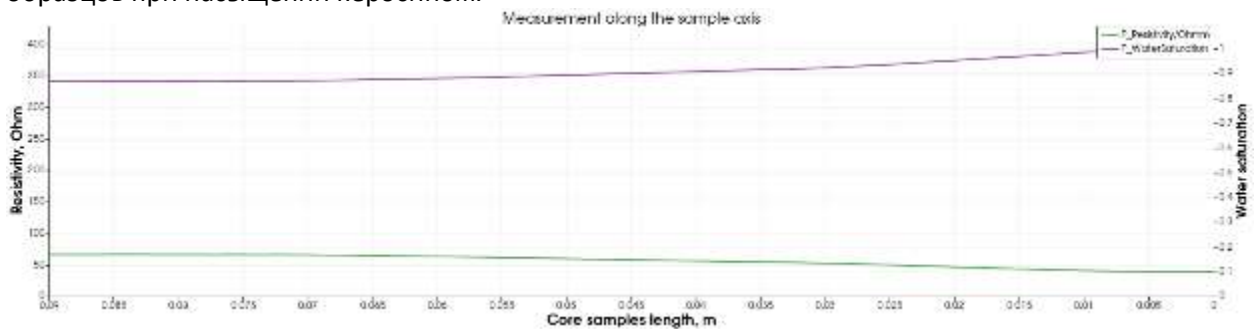


Рис.7. Текущая водонасыщенность и значение УЭС после прохождения фронта вытеснения через колонку образцов, в конце эксперимента.

На рисунках 6 и 7 приведены графики распределения УЭС и водонасыщения вдоль оси керновой колонки, при этом подача керосина через поровые линии в образцы осуществлялась справа. Виден начальный разброс остаточной водонасыщенности в образцах. Сопровиления образцов вдоль оси (кривая зелёного цвета) при начальном состоянии от 360 до 200 ом*м. На рисунке 7 УЭС всей колонки примерно одинаково и составляет 50-60 Ом*м.

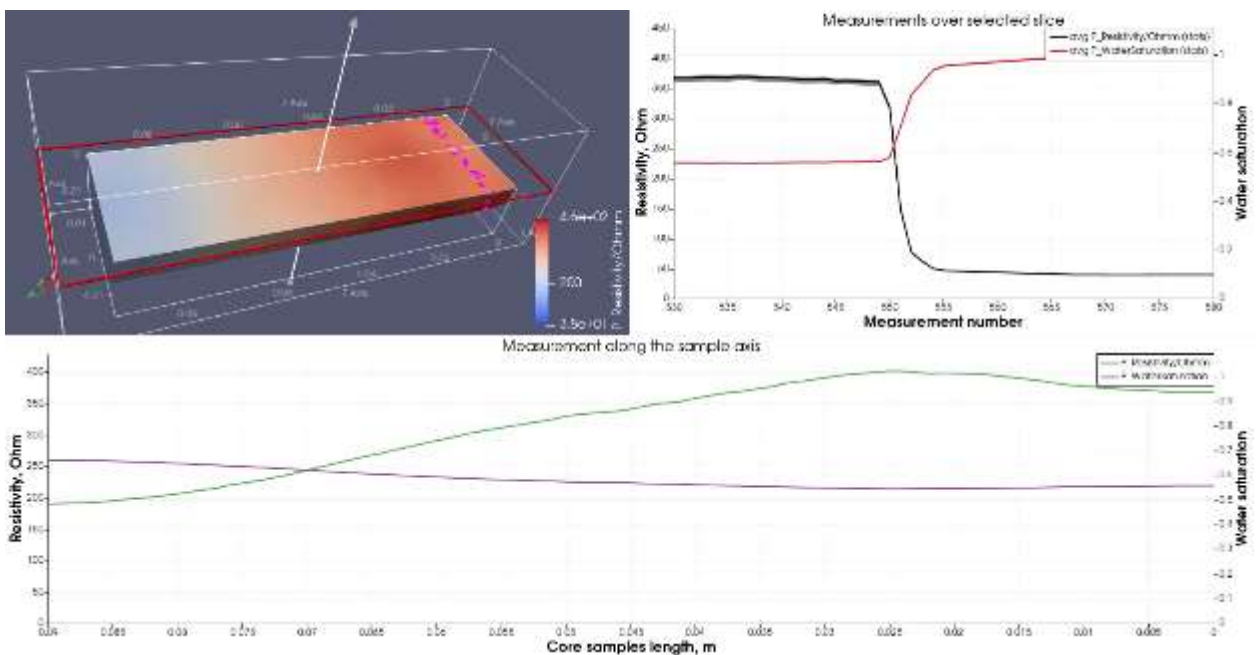


Рис. 8. Начало эксперимента, образец насыщен керосином.

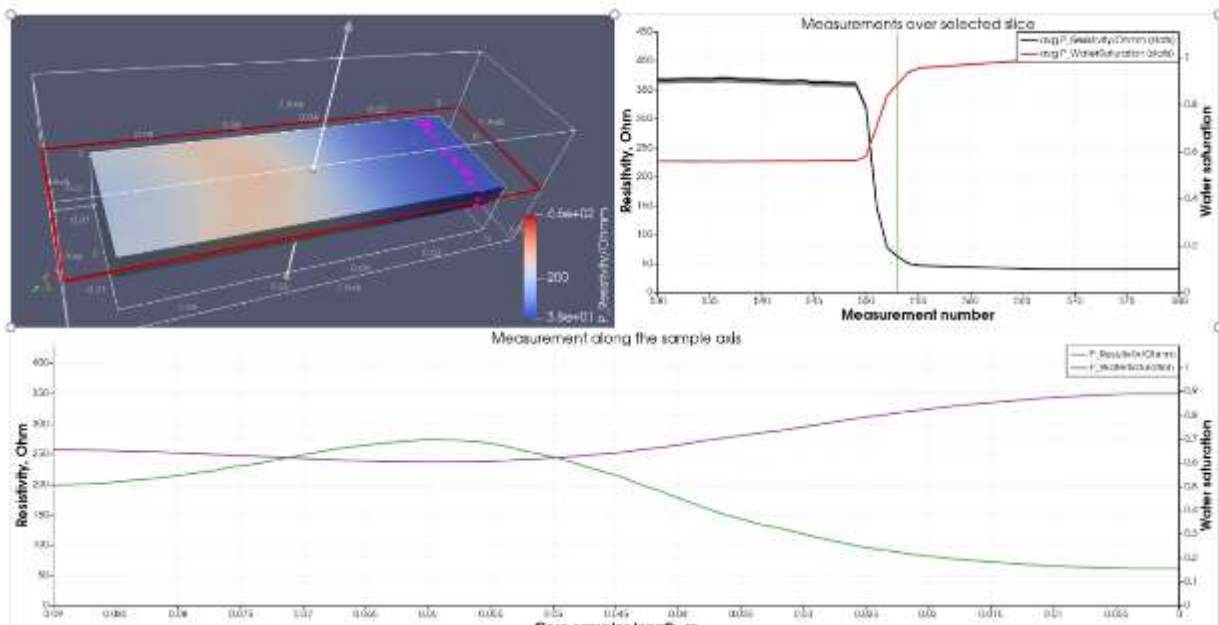


Рис. 9. Образец, частично заполненный водой.

Программа визуализации результатов эксперимента позволяет просматривать весь ход эксперимента и строить графики УЭС и водонасыщенности образцов вдоль любого выбранного направления, а также через произвольно выбранный разрез образца. Во время хода эксперимента, в процессе вытеснения, положение фронта вытеснения можно наблюдать как движение границы между синим и красным цветом (Рис.8 и 9, слева сверху), так и на графике распределения текущей водонасыщенности и сопротивления вдоль оси образцов (внизу). В верхней правой части рисунков 8 и 9 приведены графики текущего УЭС и водонасыщенности за всё время эксперимента, через область (разрез или слайс), выбранную произвольно в самом начале колонки образцов, для лучшей иллюстрации процесса вытеснения (начало со стороны подачи воды справа) и отмеченный розовым в верхней левой части рисунка.

Как видно по представленным данным, само прохождение фронта вытеснения через колонку образцов длиной 90 мм заняло примерно 1,5 часа. На рисунках 8 и 9 в их верхней правой части прохождение фронта вытеснения через колонку образцов выглядит как скачкообразное изменение УЭС 380 Ом*м до 50 Ом*м.

Оценка точности метода электротомографии: материальный баланс, сравнение с классическим способом измерения.

В качестве основного метода оценки точности метода электротомографии использован метод сравнения количества керосина, вытесненного в мерную бюретку, с расчётными значениями, полученными с помощью измерения остаточной водо-нефтенасыщенности методом электротомографии.

Объём вышедших флюидов за вычетом мёртвых объёмов составил: 1.76мл воды и 1.69мл керосина. Коэффициент вытеснения нефти водой составил $1.69/2.486=0.68$.

Остаточная нефтенасыщенность составила $0.79/5.77=0.137$, водонасыщенность составила $1-0.137=0.863$. Водонасыщенность, измеренная с помощью метода электротомографии, составила 0.92. Разница в значениях составляет чуть более 5%.

Также метод электротомографии показал, что донасыщение образцов керосином потребовало большего объема прокачки, чем стандартно применяемые в таких исследованиях 5 поровых объёмов, рекомендованных в ОСТ 39-195-86 [1].

Заключение

Предложенный метод измерения текущей водо-нефтенасыщенности и контроль УЭС на образцах керна с помощью электротомографии продемонстрировал свою полезность при проведении фильтрационного эксперимента и успешно может быть использован для наблюдения и контроля экспериментов по вытеснению модельной нефти или керосина водой, даже с относительно невысокой минерализацией.

Метод применим при проведении исследований в широком диапазоне температур и рабочего давления. Достоинством метода является возможность его применения при проведении исследований с использованием кислот и буровых растворов. Реализации алгоритма, использованного при решении обратной задачи, будет посвящена отдельная публикация.

UDC: 550.8.08

N. V. Yurkevich^{1}, A. V. Anchugov³, D. O. Kucher²*

¹*SRC "Ecology" SB RAS, Novosibirsk, Russian Federation*

²*Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk, Russian Federation*

³*Institute of Computational Mathematics and Mathematical Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 6 Lavrentjeva pr.*

APPLICATION OF THE METHOD OF ELECTROTOMOGRAPHY TO CONTROL THE FILTRATION EXPERIMENT ON CORE SAMPLES

Abstract. The work considers application of the method of electrotomography during the experiment on oil displacement from core samples to determine the current water and oil saturation of the samples. The implementation of this method in reservoir conditions in terms of pressure is considered. A map of the 3-dimensional distribution of electrical resistivities and current water saturation of core samples is constructed during the displacement experiment using the inversion of apparent resistances obtained by measuring potentials from a current source on the sample surface. The possibilities of the method for monitoring the course of various experiments are discussed.

Keywords: multielectrode electrical exploration, electrical sounding, electrical tomography, filtration experiment, displacement experiment.

Introduction

A filtration experiment with a core column to determine the oil displacement ratio by water under laboratory conditions is a standard experiment and involves determining the completeness of oil extraction from an oil-bearing rock by filtering water through it until the samples are almost completely water cut. At the same time, the conditions for oil displacement are as close as possible to reservoir ones due to the use of reservoir or model fluids, as indicated in OST 39-195-86 [1]. To control the course of the experiment on the displacement of oil from core samples and to determine the current water and oil saturation of the samples, as a rule, the method of electrical resistance is used, implemented according to a 2- or 4-electrode circuit [2]. In this case, the obtained values of the resistivity of the samples, and their current water-oil saturation are an integral characteristic of the entire column of samples. The method of X-ray scanning of samples is also used [3,4,5]. The disadvantage of X-ray control methods is the relatively low shooting speed, which depends on the power of the source and the sensitivity of the detector. The X-ray scanner provides a two-dimensional image of the sample column. It should be noted the high cost of an X-ray scanner and tomograph, as well as the complexity of manufacturing a special X-ray transparent core holder that must withstand reservoir conditions.

This article describes the implementation of the electrotomography method for monitoring the current water-oil saturation of core samples in reservoir conditions. During the oil displacement experiment, a map of the 3-dimensional distribution of electrical resistivities and the current water-oil saturation of core samples obtained by inversion of apparent resistivities is built. The input data are the measured potentials on the surface of the sample when an electric field is excited in it.

Description of the experiment using the method of electrotomography: components of the system, experiment conditions.

Electrotomography is a method by which three-dimensional models of the distribution of electrical resistivity (ER) of rocks are obtained. As equipment, multi-electrode and multi-channel stations are used. The

electrotomography technology is based on measurements using multi-electrode devices and automatic inversion of the obtained data. In electrotomography, the same contacts located on the object under study are used as supply and measuring electrodes. Their number varies from a few dozen to hundreds of pieces. The electrodes are located on the surface of the object with a fixed pitch and are connected to a patch cable, while the switching unit alternately switches and interrogates various combinations of electrodes, and the measurement result is information about the distribution of electrical potentials on the surface of the object under study. The solution of the inverse two-dimensional problem ("two-dimensional automatic data inversion") is performed using special programs. The program input is the results of measurements obtained using a multi-electrode installation, while the result of the inversion is a three-dimensional (3-D) geoelectric model of the object. In the general case, this method belongs to the class of ground-based geophysical methods of prospecting and exploration of minerals, namely, to the methods of electrical exploration. In the literature, the method is referred to as: multi-electrode electrical exploration, electrical sounding, electrical tomography, electrical tomography, 3D electrical exploration, areal electrical exploration. An analogue of the method in relation to downhole electrical exploration (GIS - geophysical survey of wells) is borehole microimaging (Borehole Imaging), carried out using an FMI device manufactured by Schlumberger.

The considered method of electrotomography is based on the application of electrical exploration to objects of a smaller scale. In ground and borehole electrical exploration, the dimensions of the studied objects are hundreds of meters, in the case of core research, the dimensions are much smaller. In addition to differences in the scale of the object of study, the application of the electrotomography method to samples allows us to solve the problem of studying the dynamics of fluid flow through the sample under study. During the experiment, continuous measurements of the apparent resistance of the test sample are made, one by one on all measuring electrodes in contact with the sample. Thus, because of continuous control over the change in electrical apparent resistance, the movement of the fluid front through the sample under study is monitored. The electrical signal excited by the source is a low-frequency sinusoidal (bipolar to combat the polarization of the electrodes; the signal shape can be just rectangular) and can have a frequency in a wide range; for our experiments, we limited ourselves to a frequency in the range of 4.88-6 Hz.

The resulting array of these potentials measured on the surface of the sample is subjected to inversion: the inverse problem is solved, which makes it possible to restore the distribution of conductivity in the sample and obtain the distribution of resistance already in the entire volume of the sample. The processing of the array of recorded data is carried out frame by frame, considering the time required for switching the source and recorder signals. As a result, a set of 3D distributions of resistances within the sample is created (one image at each measurement time). Thus, the array of images makes it possible to study not only the velocity of the displacement front (water/oil boundaries) in the samples under study, but also the shape of this front, as well as the nature of the movement of fluids in the samples.

The block diagram (see Fig. 1) shows the connection of the measuring system and the voltage source to the electrical contacts on the cuff in direct contact with the core samples. The electrical connection to the pressurized core holder is made using connectors (see Fig. 3).

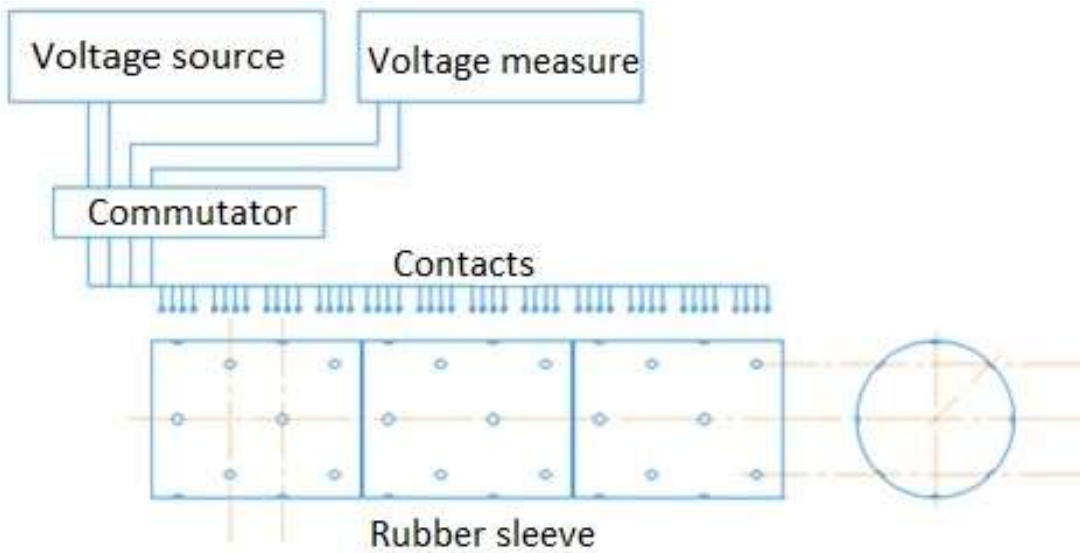


Fig. 1. Block diagram of the measurement system

The rubber sleeve with 48 electrodes and the samples (core column) located in it is placed in a submersible type of core holder, in which an all-round crimping pressure is created, simulating the reservoir. Through the metal plungers directly adjacent to the ends of the sample column, the pipes for the supply and exit of the fluid under pore pressure are connected. The core holder has a hydraulic connection to the installation for conducting filtration experiments SKIF-FSK (see Fig.4). In a simplified form, the hydraulic scheme of the equipment is shown in Fig. 5.



Submersible type core holder.



Fig.

2.



Fig. 4. SKIF-FSK lab equipment for filtration experiments on core samples.

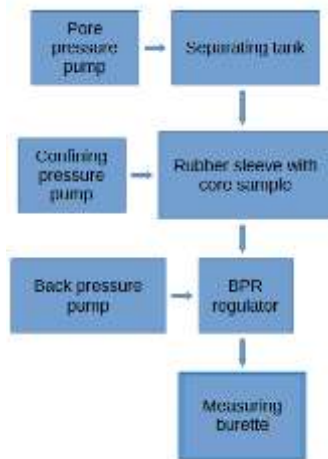


Fig. 5. Block diagram of the hydraulic part of the filtration equipment.

The experiment consisted of several stages:

1. Sample preparation
 - a) core sample sawing to size and trimming
 - b) dry sample weighing
 - c) evacuation and saturation with water
 - d) weighing a sample saturated with water
 - e) creation of residual water saturation using a centrifuge
 - f) determination of porosity and residual water saturation of samples

The porosity of the samples was about 10%, the residual water saturation was 57%

2. Additional saturation of the samples with kerosene in the following way: the samples were placed in the cuff of the core holder, reservoir conditions were created and the samples were additionally saturated with kerosene. To saturate the samples with kerosene, the crimping pressure was set at 50 MPa, while a pressure of 20 MPa was maintained at the outlet on the counterpressure block. The kerosene flow rate was set to 0.1 ml/min.

3. Pumping kerosene through the sample. In order to stabilize the pressure at the inlet to the sample at a fixed pressure at the outlet maintained by a counterpressure unit and a fixed flow rate of 0.1 ml/min kerosene, several pore volumes of kerosene were pumped to stabilize the pressure and the electrical resistivity of the samples measured by electrotomography (see Fig. Fig. 6).

4. Pumping water through the sample. At the next stage, pumping of water with a salinity of 15 g/l, with a flow rate of 0.05 ml/min, and displacement of kerosene from the samples into a measuring burette began. At the same time, every 10 minutes and until the end of the experiment, the potentials on the sample surface were measured, until the passage of the displacement front was fixed and the water pressure at the entrance to the sample column was stabilized. Then, the obtained data were inverted (solution of the inverse problem) with the calculation of the electrical resistivity distribution in the volume of the sample column. The inversion results are presented as a sequence of images.

Results

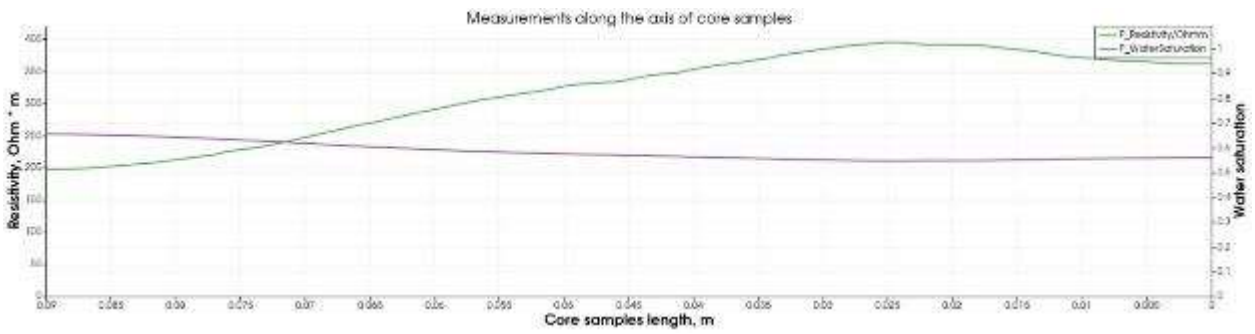


Fig. 6. Current water saturation (residual) and initial resistivity along the sample column axis when saturated with kerosene.

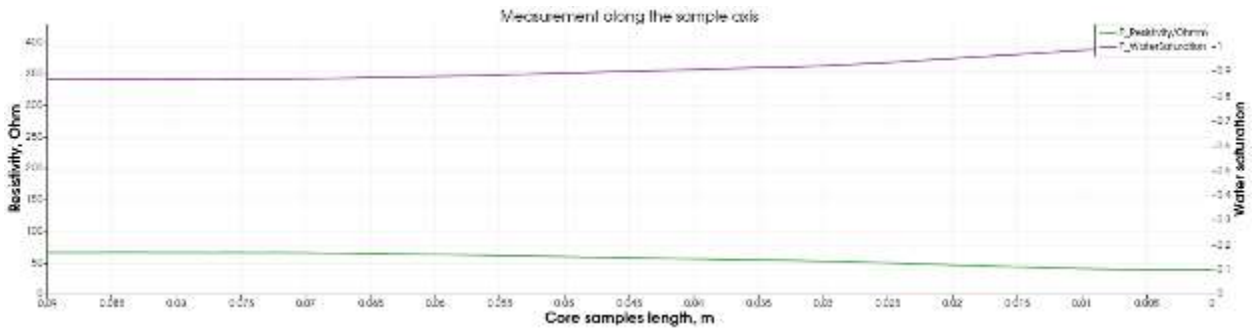


Fig.7. Current water saturation and resistivity value after the displacement front passes through the sample column, at the end of the experiment.

Figures 6 and 7 show graphs of the distribution of resistivity and water saturation along the axis of the core column, while the supply of kerosene through the pore lines into the samples was carried out on the right. The initial scatter of the residual water saturation in the samples is visible. Sample resistances along the axis (green curve) at the initial state from 360 to 200 ohm*m. In Figure 7, the resistivity of the entire column is approximately the same and is 50-60 Ohm * m.

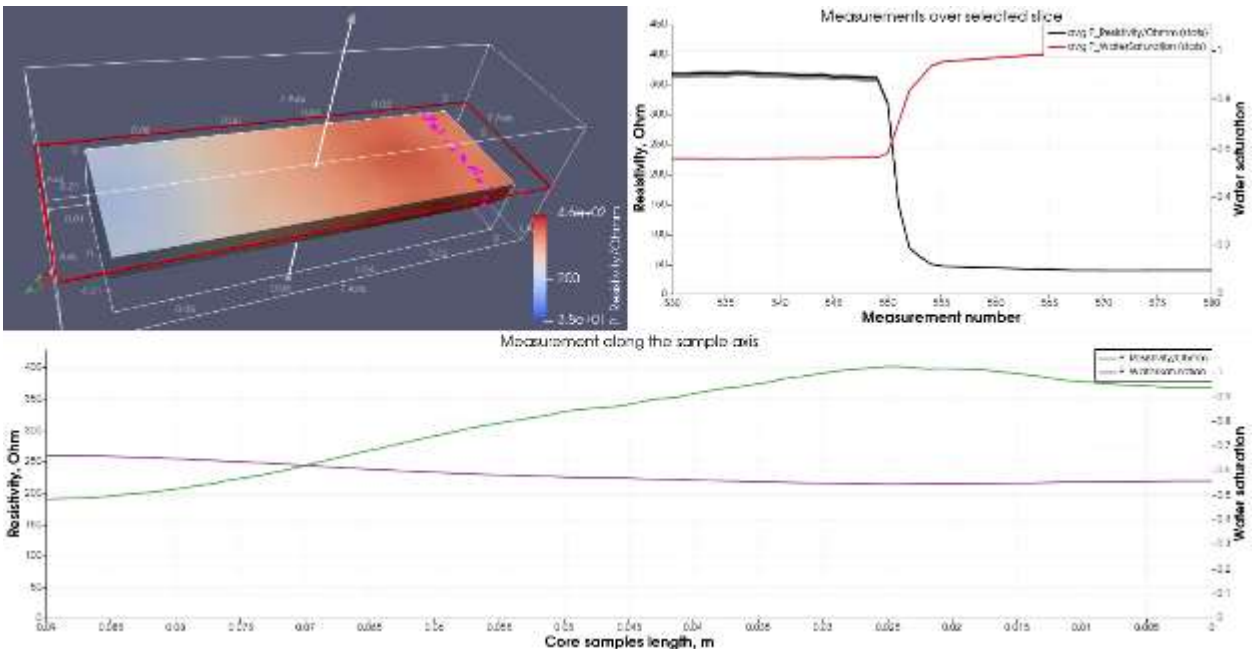


Fig. 8. Beginning of the experiment, the sample is saturated with kerosene.

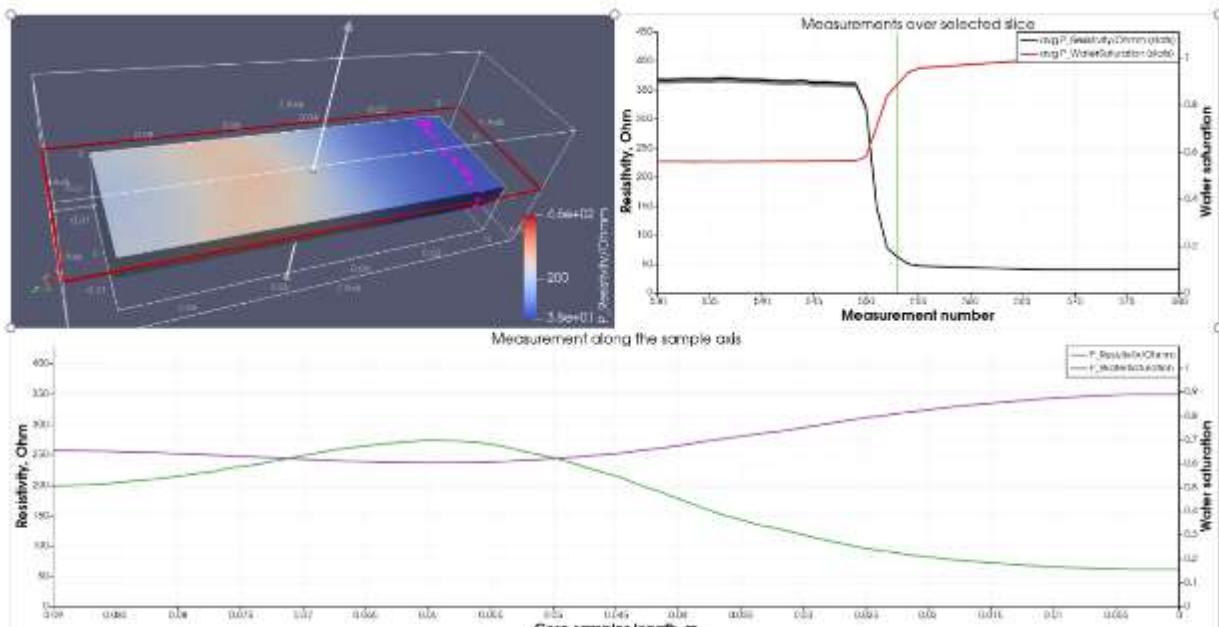


Fig. 9. Sample partially filled with water.

Software for visualization the result of the experiment allows you to view the entire course of the experiment and build graphs of the resistivity and water saturation of the samples along any chosen direction, as well as through an arbitrarily chosen section of the sample. While the experiment, in the process of displacement, the position of the displacement front can be observed both as the movement of the border between blue and red (Fig. 8 and 9, top left), and on the graph of the distribution of the current water saturation and resistance along the axis of the samples (below). The upper right side of Figures 8 and 9 shows graphs of the current resistivity and water saturation for the entire duration of the experiment, through an area (cut or slice) chosen arbitrarily at the very beginning of the sample column, to better illustrate the displacement process (starting from the water supply side on the right) and marked pink at the top left of the picture.

As can be seen from the presented data, the very passage of the displacement front through a column of samples 90 mm long took approximately 1.5 hours. In Figures 8 and 9, in their upper right part, the passage of the displacement front through the column of samples looks like an abrupt change in the resistivity of 380 Ohm*m to 50 Ohm*m.

Evaluation of the accuracy of the electrotomography method: material balance, comparison with the classical method of measurement.

As the main method for assessing the accuracy of the electrotomography method, the method of comparing the amount of kerosene displaced into a measuring burette with the calculated values obtained by measuring the residual water-oil saturation using the electrotomography method was used.

The volume of released fluids minus dead volumes was 1.76 ml of water and 1.69 ml of kerosene. The coefficient of oil displacement by water was $1.69/2.486=0.68$.

Residual oil saturation was $0.79/5.77=0.137$, water saturation was $1-0.137=0.863$. Water saturation, measured using the method of electrical tomography, was 0.92. The difference in values is just over 5%.

Also, the electrotomography method showed that the additional saturation of the samples with kerosene required a larger volume of pumping than the standard 5 pore volumes used in such studies, recommended in OST 39-195-86 [1].

Conclusion

The proposed method for measuring the current water-oil saturation and controlling resistivity on core samples using electrical tomography has demonstrated its usefulness in conducting a filtration experiment and can be successfully used to monitor and control experiments on the displacement of model oil or kerosene by water, even with relatively low salinity.

The method is applicable when conducting research in a wide range of temperatures and operating pressures. The advantage of the method is the possibility of its application in studies using acids and drilling fluids. The implementation of the algorithm used in solving the inverse problem will be the subject of a separate publication.

基于电成像测井的储层孔隙结构识别新方法

李曦宁, 程晓东, 李剑平, 魏娇, 吴嘉鹏

(中国石油天然气集团测井有限公司国际公司, 北京 100101)

摘要: 碳酸盐岩储层储集空间复杂, 孔隙结构多样, 难以准确计算其储层参数。为了实现碳酸盐岩储层孔隙结构的精细评价, 提出一种基于电成像测井的储层孔隙结构识别新方法, 实现裂缝与溶蚀孔洞自动识别。针对一维电扣数据, 利用自适应形态滤波, 实现随机噪声压制和低频地层层理识别, 达到增强电成像图中裂缝与溶蚀孔洞的目的; 针对二维电成像图, 利用主成分标记连通域算法, 计算形态学属性参数和构建综合裂缝指数, 实现自动分离裂缝与溶蚀孔洞。通过对多口井的实测数据测试, 结果表明, 该方法分离的裂缝与溶蚀孔洞子图像最大程度地保持了它们的原始形态, 不仅很好地描述了储集空间的分布, 而且为精细评价复杂碳酸盐岩储层提供算法支持。

关键词: 电成像测井; 缝洞自动识别; 自适应形态滤波; 主成分标记连通域; 碳酸盐岩储层

1 引言

裂缝与溶蚀孔洞是碳酸盐岩储层的主要储集空间和渗流通道, 但其分布的非均质性和复杂性影响着对该类储层的精细评价。电成像测井以其高分辨率和图像直观性的特点, 在定量评价裂缝与溶蚀孔洞储层方面得到广泛应用。由于导电泥浆对地层的侵入, 造成裂缝与溶蚀孔洞与基质岩石的导电性差异, 这为盐水泥浆侵入的电成像测井裂缝与溶蚀孔洞识别提供了首要条件。目前, 主要的电成像处理软件, 如 Schlumberger 公司的 GeoFrame、Atlas 公司的 eXpress 以及中油测井的 LEAD 等, 都是通过人机交互的方式来拾取裂缝和溶蚀孔洞, 其自动化程度不高, 而且识别和处理结果受解释人员的经验、对图像算法和资料的熟悉程度等人为因素影响大。许多学者在电成像的自动识别与提取方面做了大量研究。Delhomme (1992) 提出图像分割标记控制, 可划分地质特

征并勾勒其轮廓^[1]。Hall 等 (1996) 提出霍夫变换自动拾取裂缝和地层层理, 并计算其产状^[2]。Chitale 等 (2004) 提出图像增强和高斯拉普拉斯滤波, 可去除掉横向的地质特征和层边界, 从而追踪裂缝^[3]。Cornet (2013) 基于 Matlab 自动识别储层中裂缝与溶蚀孔洞, 并用正弦曲线拟合裂缝, 计算裂缝参数^[4]。刘瑞林等 (2017) 和 Xie 等 (2017) 利用小波变换去除电成像图中的麻点噪声, 提取裂缝和孔洞的子图像, 并计算缝洞面孔率^[5,6]。Xavier 等 (2015) 提出基于形态学算法自动识别电成像图中裂缝的方法^[7]。Li 等 (2019) 提出基于路径形态学的电成像测井数据的缝洞自动分离方法^[8]。这些方法已经取得了良好地应用效果。由于受复杂地质环境和测井条件的影响, 现有的图像分割算法仍无法实现自适应的裂缝与溶蚀孔洞的自动识别与提取, 尤其对于不规则裂缝面和孔洞。如

何选择合适的图像分割方法将裂缝和孔洞从复杂的图像背景中识别分割出来，这已经成为储层定量评价的热点和难点。

为此，本文提出了一种基于电成像测井的储层孔隙结构识别新方法。该方法融合了自适应一维电扣数据的自适应形态滤波

电成像测井仪的纽扣电极所记录的一维电扣数据包含了3个分量：①高频分量，反映井壁附近的裂缝与溶蚀孔洞发育情况；②低频分量，反映地层电阻率的变化，其探测深度与浅侧向测井一致，保留地层的沉积层理等信息；③直流量，极板与井壁摩擦所引起的随机噪

2.1 自适应形态滤波的去噪分析

电成像测井仪器在井下工作时，往往受到与井壁的磕碰、仪器电子元器件和线路等的影响，这造成电成像图中存在不同程度的麻点状

应形态滤波与主成分标记连通域算法，实现了从一维电扣数据的噪声压制和地层层理识别，到二维电成像图的缝洞识别的电成像自动处理全过程。

声等。本文以斯伦贝谢公司的电成像测井仪FMI的测量数据为例^[9]，采用自适应形态学滤波方法压制192条一维电扣数据的随机噪声，并识别低频的地层层理信息，从而增强裂缝和溶蚀孔洞的高频信息。

噪声。然而，这些噪声给裂缝与溶蚀孔洞的识别带来难度。因此，有必要采用有效的去噪方法滤除这些麻点状噪声。

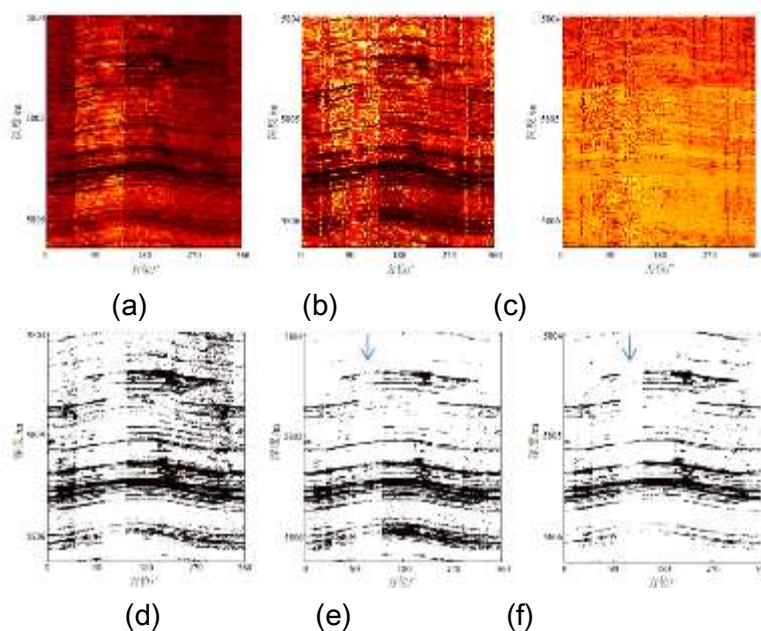


图1 自适应形态滤波的噪声压制对比图：(a)原始电成像图；(b)自适应形态滤波去噪后的电成像图；(c)压制的噪声；(d)图1(a)的二值图；(e)图1(b)的二值图；(f)Otsu方法图像分割后的二值图

本文采用形态学的开-闭或闭-开的迭代运算作为算子^[10]，自动搜索一维电扣数据的局部峰值，自适应地确定用于压制随机噪声的形态滤

波器^[11]。本文将压制噪声后的一维电扣数据预处理后成图，并对电成像图中的空白条带进行填充处理^[12]。本文分别对比了原始电成像图，

自适应形态滤波去噪后的电成像图以及 Otsu 图像分割后的电成像图^[13]。如图 1 (d) , 1 (e) 和 1 (f) , 自适应形态滤波去噪后的分割效果较 Otsu 方法更好。Otsu 方法在进行图像分割时往往会丢失部分极板的裂缝信息 (如图 1 (f

) 中蓝色箭头所指处) ; 然而自适应形态滤波方法进行去噪后 , 很好地保留了原始的极板信息 (图 1 (e)) 。分割后裂缝的完整性得到增强 , 这有助于下文对裂缝和溶蚀孔洞的准确识别。

2.2 自适应形态滤波的地层层理自动识别

为了更准确的提取高频的裂缝与溶蚀孔洞信息 , 在去除随机噪声后 , 我们还需将电成像数据中反映低频的地层层理分离出来。同理 , 我们采用自适应形态滤波方法识别一维电扣数据的地层层理信息 , 实现层理与裂缝与溶蚀孔洞的自动分割。

首先 , 对去噪后的一维电导率信号进行多形状结构元素的实验分析 , 确定用于识别地层层理的结构元素形状。然后 , 自动搜索一维电扣数据的下包络 , 自适应地确定形态滤波器。最后 , 对 192 条一维电扣数据进行形态滤波 ,

计算出包含层理信息的基质电导率曲线 , 其每条曲线的形态学滤波残差就反应了高频的裂缝与溶蚀孔洞信息 (图 2 (a) - 图 2 (c)) 。分别将提取的一维电扣低频曲线和高频曲线成图 , 即可获得分离后的层理与缝洞子图像 (图 2 (d) - 图 2 (g)) 。提取的层理子图像 , 可用于计算其产状等参数 , 这为沉积分析提供依据。分割层理后的电成像图更有效地突出了裂缝与溶蚀孔洞的信息 (图 2 右侧蓝色箭头所指处) 。

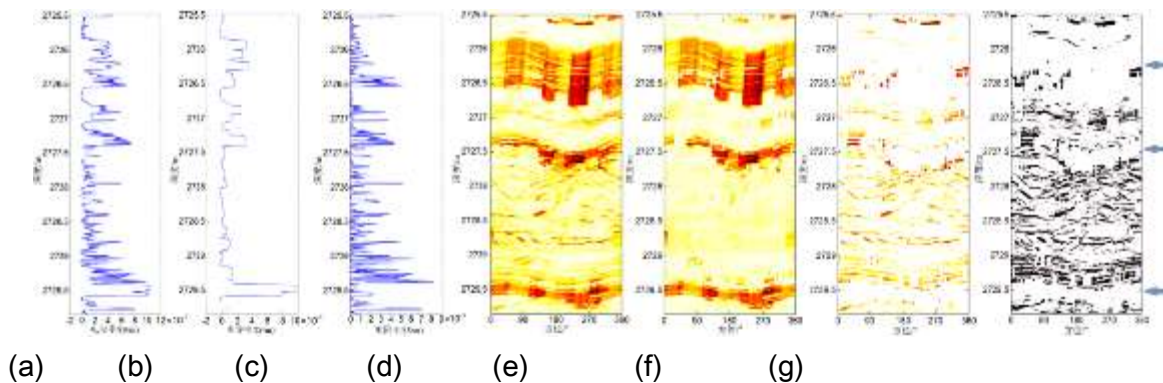


图 2 自适应形态滤波的地层层理识别 : (a) 原始一维电扣电导率曲线 ; (b) 提取的基质电导率曲线 ; (c) 去除基质后的电导率曲线 ; (d) 原始电成像图 ; (e) 自适应形态滤波提取的层理电成像图 ; (f) 去除基质后的缝洞图像 ; (g) 图 2 (f) 的二值图

3 主成分标记连通域二维图像缝洞识别

我们将自适应形态滤波后的一维电扣数据成图 , 利用二值变换将电成像图转换为二值黑白图 , 采用主成分标记形态学连通域的方法 , 实现碳酸盐岩储层裂缝与溶蚀孔洞的子图像自动识别。

本文计算二值图像中八连通的所有连通区

域^[14,15]。每个不同连通区域的像素被分配给一个唯一的整数 , 该整数的范围是从 1 到连通区域的总数 , 背景像素标记为 0。不同形态的裂缝和溶蚀孔洞被划分成不同的连通区域 , 因此它们也被标记成不同数值。计算连通区域的各种形态学属性参数 , 包括连通域最小圆的半径、

直径或面积、连通域最大搜索直径等。利用主成分分析方法降维，在保证原有形态学属性信息的基础上，获得一条能够分离裂缝与孔洞的识别指数（综合裂缝指数）。通过选取适合的分割阈值，标记形态学连通域，达到自动分离裂缝与溶蚀孔洞子图像的目的。

为了验证主成分标记连通域方法在电成像测井的图像分割优势，我们选用一段实际测井数据进行测试。如图 3 是用主成分标记连通域的缝洞分离结果。图 3 (h) 中高值处代表裂缝

，取合适阈值后，可将裂缝和溶蚀孔洞自动分开。将主成分标记连通域的缝洞提取结果与 LEAD3.0 的提取结果作对比（图 3 (c)），可见现有软件从电成像图中分离裂缝与孔洞的效果并不理想；而主成分标记连通域方法很好地将高导缝和溶蚀孔洞分离开来，并保持了各条裂缝和溶蚀孔洞的完整（图 3 (e)）。这里，用多项式插值函数对裂缝进行拟合（图 3 (f)），并计算得到裂缝产状参数（图 3 (g)）。

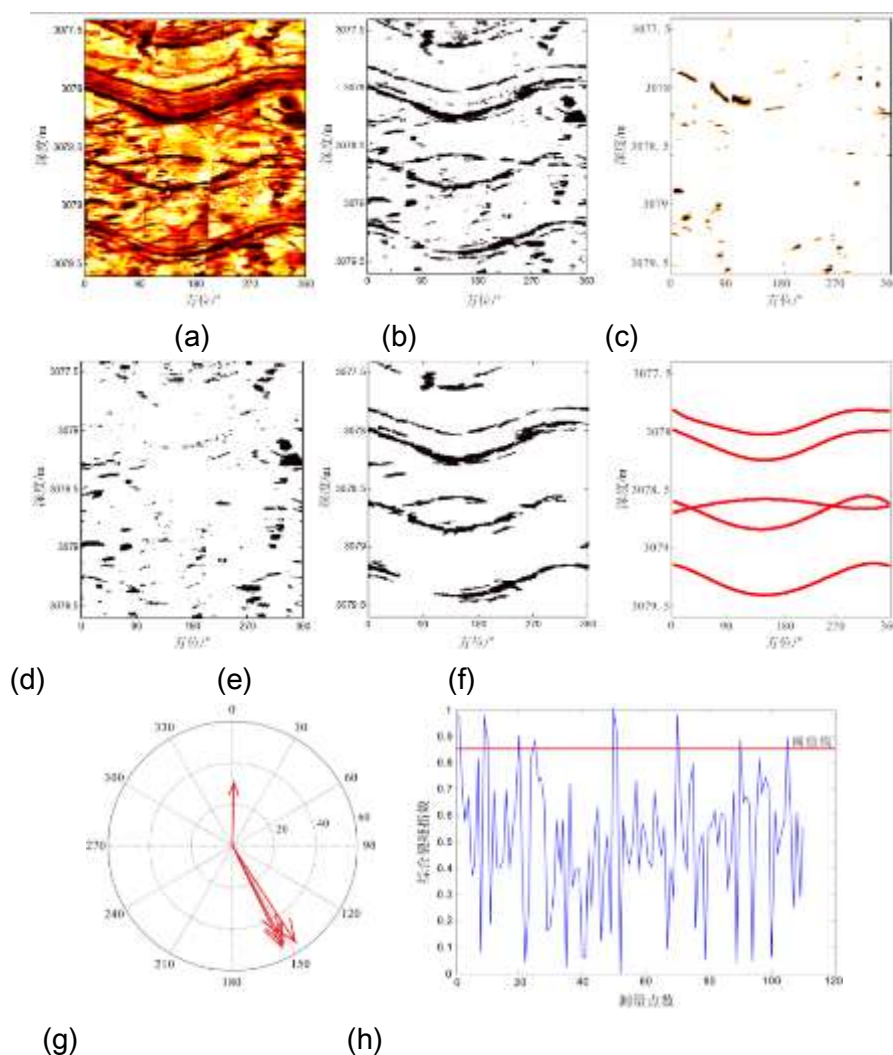


图 3 主成分标记连通域的缝洞识别：(a) 原始电成像图；(b) 图 3(a)的二值图；(c) 现有软件（LEAD3.0）的缝洞识别结果；(d) 识别的孔洞二值图；(e) 识别的裂缝二值图；(f) 多项式拟合裂缝；(g) 裂缝产状；(h) 综合裂缝指数

4 实测数据的应用效果分析

为了验证该储层孔隙结构识别新方法的有效性，将该方法应用于滨里海盆地东南缘碳酸

盐岩储层和阿姆河盆地东北部碳酸盐岩储层的缝洞自动识别，以解决复杂碳酸盐岩储层储集难以准确定量表征的问题。

滨里海盆地东南缘碳酸盐岩地层主要目的层系为 KT-II 的滩相储层，其储集空间展布复杂，具有强均质性。以滨里海盆地东南缘典型井为例，进行综合分析解释（图 4）。图 4（b）的全井眼电成像图（第二道）显示出复杂的储集空间，储层发育裂缝和溶蚀孔洞。这里，分析了该井的 2963m-2967m 层段储层（图 4（a）红框和图 4（b））。结合常规测井和电成像测井，分析该段储层属于裂缝孔隙型储层。新

识别方法分别自动获取了裂缝与溶蚀孔洞子图像（如图 4（b）第四道和第五道），并保持了孔隙结构原始形态。同时，自动计算的裂缝产状（图 4（b）第六道）、缝洞孔隙结构谱（图 4（b）第七道）和次生孔隙度（图 4（b）第八道）准确地表征该段储层的孔隙结构。尤其，缝洞孔隙结构谱（图 4（b）第七道）给出了孔隙纵横比由小到大的变化，裂缝的谱峰靠前，溶蚀孔洞的谱峰靠后。该方法的自动识别结果，与油田的储层解释结论相一致（图 4（a））。

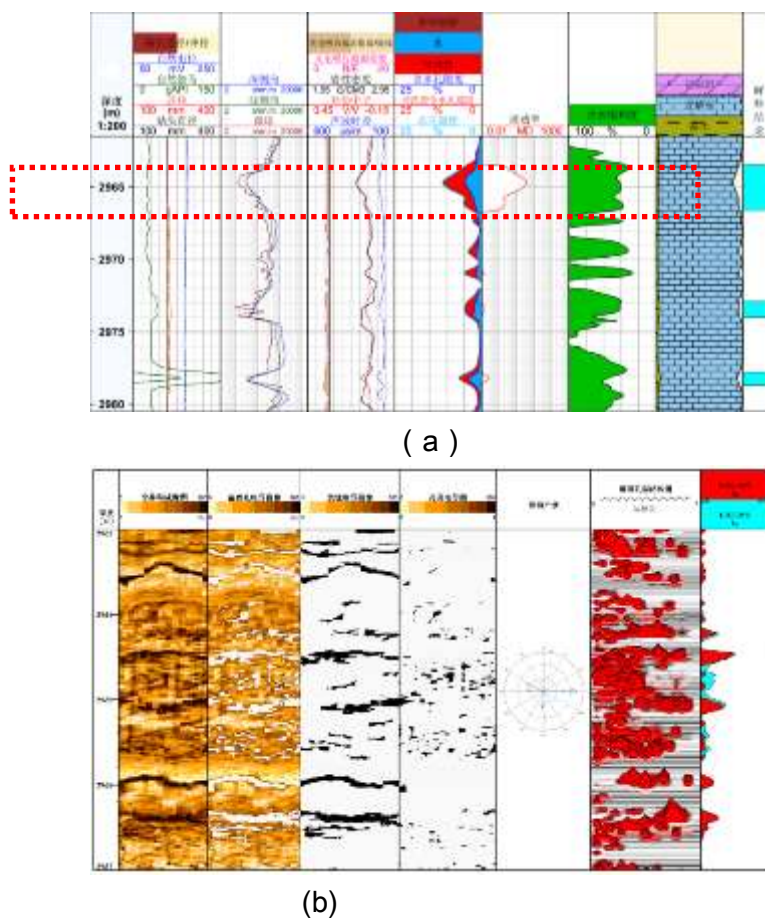


图 4 滨里海盆地东南缘典型井的综合测井分析成果图：（a）常规测井解释成果图；（b）裂缝-孔隙型储层新方法处理成果图（位于图 4（a）中红框位置）

阿姆河右岸东部卡洛夫-牛津阶碳酸盐岩地层，主要发育裂缝孔隙型储层。其储层成因复杂、类型多样，利用现有的电成像识别方法，

难以准确计算储层孔隙结构参数。这里，以阿姆河右岸典型井为例，利用新识别方法定量表征该类裂缝孔隙型储层（图 5）。本文分析了该

井的 3049m-3054.5m 层段储层 (图 5 (a) 红框和图 5 (b)) 。新识别方法分别自动获取了裂缝与溶蚀孔洞子图像 (如图 5 (b) 第四道和第五道) ，其提取的裂缝骨架 (图 5 (b) 第六道) 和孔洞边缘 (图 5 (b) 第七道) 形态更为自然。同时，自动计算的缝洞孔隙结构谱 (图 5

(b) 第八道) 和裂缝-孔洞面孔率 (图 4 (b) 第八道) 准确地表征该段储层的孔隙结构。该方法的自动识别结果，与油田的储层解释结论相一致 (图 5 (a)) 。由此可见，实测电成像测井数据的处理结果验证了该储层孔隙结构识别新方法的准确性和有效性。

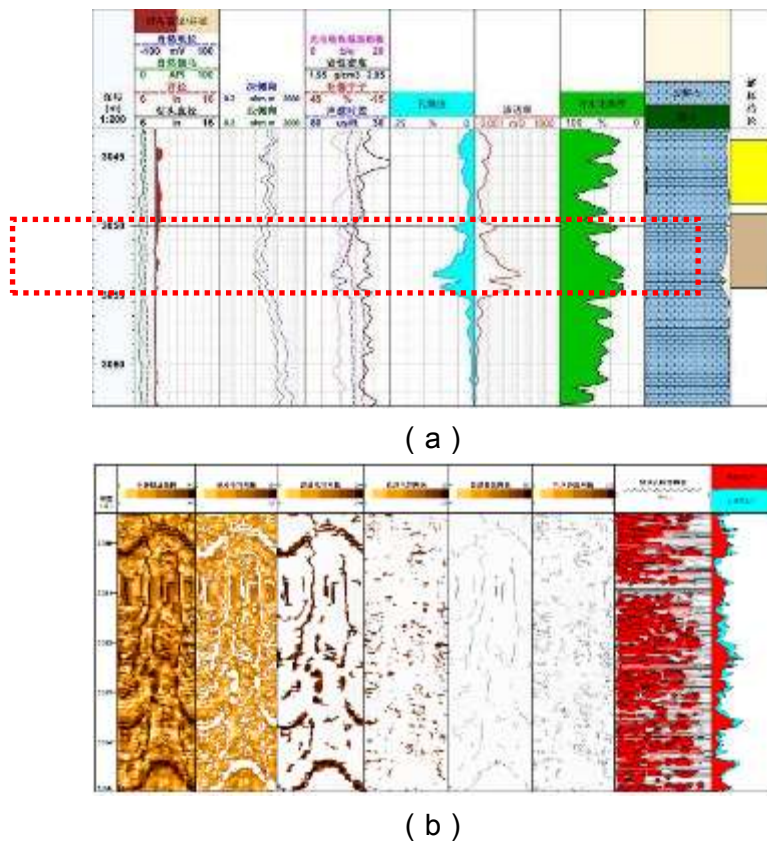


图 5 阿姆河盆地典型井综合测井分析成果图：(a) 常规测井解释成果图；(b) 缝洞型储层新方法处理结果 (位于图 5 (a) 中红框位置)

УДК: 550.8.08

Ли Сиънин, Чэн Сяодун, Ли Цзяньпин, Вэй Цзяо, Ву Цзяпэн
(Международное ООО по каротажу при китайской национальной нефтяной корпорации,
Пекин 100101)

**НОВЫЙ МЕТОД ОПРЕДЕЛЕНИЯ СТРУКТУРЫ ПОРОВОГО ПРОСТРАНСТВА КОЛЛЕКТОРА, ОСНОВАННЫЙ
НА КАРОТАЖЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ИЗОБРАЖЕНИЙ**

Резюме: Трудно точно рассчитать коллекторские параметры коллектора карбонатных пород из-за его сложного пространства и разнообразной структуры порового пространства.

Для осуществления точной оценки структуры порового пространства коллектора карбонатных пород предложен новый метод идентификации структуры порового пространства коллектора, основанный на каротаже электрических изображений, для реализации автоматической идентификации трещин и пустоты растворения. Для одномерных данных с электрическими пряжками адаптивная морфологическая фильтрация используется для подавления случайного шума и идентификации низкочастотных стратиграфических слоев, достигая цели увеличения трещин и пустоты растворения на изображениях с электрической визуализацией; для двумерных изображений с электрической визуализацией для вычисления морфологического признака используется алгоритм привязки основного компонента к домену параметры и построить комплексный индекс трещиноватости, обеспечивая автоматическое разделение трещин и пустоты растворения. Результаты тестирования измеренных данных нескольких скважин показывают, что вспомогательные изображения трещин и пустоты растворения, разделенных этим методом, в наибольшей степени сохраняют свои первоначальные формы, не только хорошо описывают распределение пространства коллектора, но и обеспечивают вычислительную поддержку для точной оценки коллекторов сложных карбонатных пород.

Ключевые слова: Каротаж электрического изображения; Автоматическое распознавание трещин и отверстий; Адаптивная морфологическая фильтрация; Домен, связанный с маркером основного компонента; коллектор карбонатных пород.

1 Введение

Трещины и пустоты растворения являются основными резервуарными пространствами и каналами просачивания в коллекторах карбонатных пород, но неоднородность и сложность их распределения влияют на точную оценку таких коллекторов. Каротаж с использованием электрических изображений широко используется для количественной оценки трещиноватых и корродированных поровых коллекторов благодаря высокому разрешению и интуитивно понятному изображению. Из-за проникновения токопроводящего бурового раствора в пласт существует разница в проводимости между трещинами и пустотами растворения и породами матрицы, что обеспечивает основное условие для идентификации трещин и пустоты растворения при каротаже электроизображений при проникновении соленого бурового раствора. В настоящее время основные программы для обработки электрических изображений, такие как GeoFrame от Schlumberger, eXpress от Atlas и LEAD от PetroChina Logging, обнаруживают трещины и пустоты растворения посредством взаимодействия человека и компьютера. Уровень его автоматизации невысок, и на результаты распознавания и обработки в значительной степени влияют такие факторы, как опыт интерпретатора, знакомство с

алгоритмами обработки изображений и данными. Многие ученые провели обширные исследования по автоматическому распознаванию и извлечению электрических изображений. Деломм (Delhomme, 1992) предложил управление маркерами сегментации изображений, которые могут разделять геологические объекты и очерчивать их контуры^[1]. Холл и др. (1996) предложили преобразование Хафа для автоматического определения трещин и залегания пластов и расчета их залегания^[2]. Читале и др. (2004) предложили улучшение изображения и фильтрацию по Гауссу Лапласу для удаления горизонтальных геологических особенностей и границ слоев, тем самым отслеживая трещины^[3]. Cornet (2013) автоматически идентифицирует трещины и поры раствора в коллекторах на основе Matlab и использует синусоидальную волну для подгонки трещин и расчета параметров трещиноватости^[4]. Лю Жуйлинь и другие(2017) и Хие с другими (2017) использовали вейвлет-преобразование для удаления рябкого шума на изображениях электрической визуализации, извлечения вложенных изображений трещин и отверстий и вычисления трещинно-каверносной поверхностной пористости^[5,6]. Ксавье и др. (2015) предложили метод автоматической идентификации трещин на изображениях акустической визуализации, основанный на морфологических алгоритмах^[7]. Ли и др. (2019) предложили метод автоматического разделения трещин и отверстий в данных каротажа электрических изображений, основанный на морфологии траектории^[8]. Эти методы показали хорошие результаты применения. Из-за влияния сложных геологических условий и условий каротажа существующие алгоритмы сегментации изображений все еще не могут обеспечить адаптивное автоматическое распознавание и извлечение трещин и пустоты растворения, особенно для неровных поверхностей трещин и пор. Как выбрать подходящий метод сегментации изображений для идентификации и сегментирования трещин и пор на фоне сложных изображений, стало актуальной и сложной темой при количественной оценке коллекторов.

Таким образом, в данной статье предлагается новый метод определения структуры порового пространства коллектора, основанный на каротаже электрических изображений. Этот метод объединяет адаптивную морфологическую фильтрацию и алгоритм связанного домена с маркировкой основных компонентов, обеспечивая весь процесс автоматической обработки электрических изображений от подавления шума и распознавания слоев одномерных данных об электрических пряжках до распознавания трещин и отверстий на двумерных изображениях электрических изображений.

2 Адаптивная морфологическая фильтрация для одномерных данных об электрических пряжках

Одномерные данные об электрической пряжке, регистрируемые кнопочным электродом прибора для каротажа электрических изображений, включают три компонента: ① высокочастотный компонент, отражающий развитие трещин и пустоты растворения вблизи ствола скважины; ② Низкочастотный компонент отражает изменения удельного сопротивления пласта, и глубина его

обнаружения соответствует неглубокий боковой каротаж, сохраняющий информацию, такую как осадочный слой пласта; ③ составляющая постоянного тока, случайный шум, вызванный трением между электродной пластиной и стволом скважины и т.д. В качестве примера в этой статье приведены данные измерений прибора для регистрации электрических изображений FMI компании Schlumberger [9]. Метод адаптивной морфологической фильтрации используется для подавления случайного шума 192 одномерных данных об электрической пряжке и идентификации низкочастотной стратиграфической информации о залегании, тем самым улучшая высокочастотную информацию о трещинах и пустоты растворения.

2.1 Анализ шумоподавления адаптивной морфологической фильтрации

Когда электроизображающие каротажные приборы работают в скважине, они часто подвергаются воздействию столкновений со стеной скважины, электронными компонентами и схемами приборов и т.д. Это приводит к различной степени точечного шума на электрическом изображении. Однако эти шумы создают трудности при выявлении трещин и изъеденных пустот растворения. Следовательно, необходимо внедрить эффективные методы шумоподавления, чтобы отфильтровать эти точечные помехи.

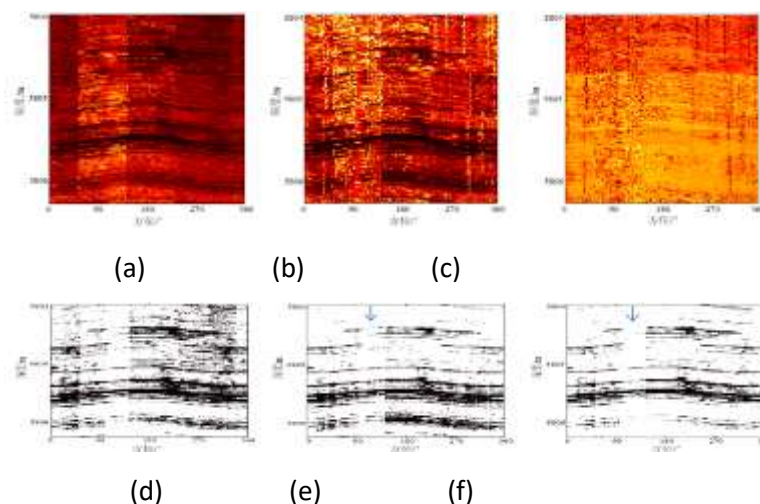


Рисунок 1: Сравнение подавления шума с использованием адаптивной морфологической фильтрации: (a) Исходное изображение электрической визуализации; (b) Изображение электрической визуализации с отключенным шумом при адаптивной морфологической фильтрации; (c) Подавленный шум; (d) Двоичная диаграмма на рисунке 1 (a); (e) Двоичная диаграмма на рисунке 1 (b); (f) Растровое изображение после сегментации изображения с использованием метода Otsu

В этой статье в качестве оператора используется итеративная операция morphological open close или closed open open^[10] для автоматического поиска локальных пиков в одномерных данных об электрической пряжке и адаптивного определения морфологического фильтра, используемого для подавления случайного шума^[11]. В этой статье одномерные данные об электрической пряжке предварительно обрабатываются после подавления шума в виде графика и заполняются пустые

полосы на графике электрического изображения^[12]. В этой статье сравниваются исходные изображения электрической визуализации, изображения электрической визуализации после адаптивной морфологической фильтрации с уменьшением шума и изображения электрической визуализации после сегментации изображения Otsu^[13]. Как показано на рисунках 1(d), 1(e) и 1 (f), эффект сегментации при адаптивной морфологической фильтрации с уменьшением шума лучше, чем при использовании метода Otsu. Метод Otsu часто приводит к потере некоторой информации о трещинах электродной пластины при выполнении сегментации изображения (как показано синей стрелкой на рисунке 1(f)).; Однако метод адаптивной морфологической фильтрации сохраняет исходную информацию на пластинке даже после снижения уровня шума (рис. 1(e)). Целостность трещин улучшается после сегментации, что помогает точно идентифицировать трещины и пустоты растворения в следующем тексте.

2.2 Адаптивная морфологическая фильтрация для автоматической идентификации стратиграфических слоев

Чтобы более точно извлечь высокочастотную информацию о трещинах и пустоты растворения, после удаления случайного шума нам также необходимо отделить низкочастотные стратиграфические слои, отраженные в данных электрической визуализации. Аналогичным образом, мы применяем адаптивный метод морфологической фильтрации для идентификации стратиграфической информации о залегании одномерных данных об электрических пряжках и достигаем автоматической сегментации залегания, трещин и пор растворения.

Во-первых, экспериментальный анализ структурных элементов различной формы проводится по одномерному сигналу проводимости с пониженным уровнем шума, чтобы определить форму структурных элементов, используемых для идентификации стратиграфического залегания. Затем автоматически выполните поиск нижней огибающей одномерных данных об электрических пряжках и адаптивно определите морфологический фильтр. Наконец, 192 одномерных данных об электрических пряжках были подвергнуты морфологической фильтрации для вычисления кривой проводимости матрицы, содержащей информацию о напластовании. Остатки морфологической фильтрации каждой кривой отражали информацию о высокочастотных трещинах и пустот растворения (рис. 2(a) - рис. 2(c)). Путем построения выделенных одномерных низкочастотных и высокочастотных кривых электрической пряжки по отдельности можно получить отдельные изображения напластования и шва (рис. 2(d) - рис. 2(g)). Извлеченные вспомогательные изображения залегания могут быть использованы для расчета таких параметров, как их залегание, что обеспечивает основу для анализа осадочных пород. Электрическое изображение после разделения слоев более эффективно высвечивает информацию о трещинах и пустотах растворения (как указано синей стрелкой в правой части рисунка 2).

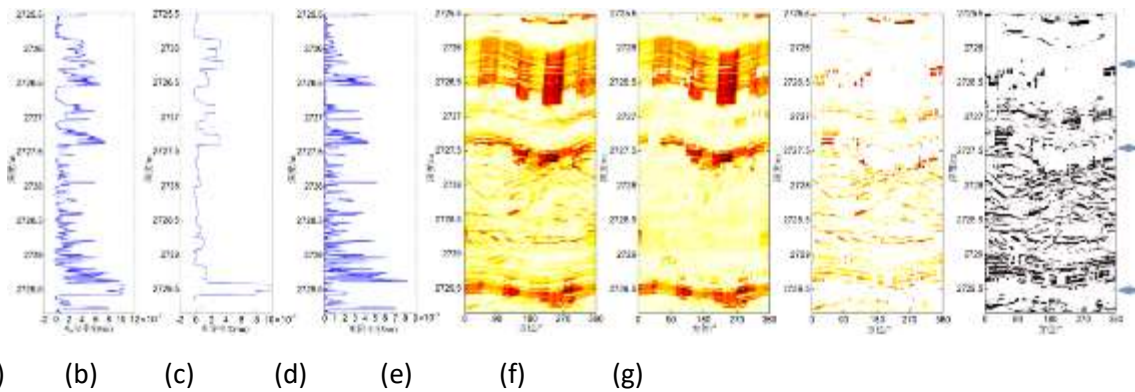


Рисунок 2 Адаптивный морфологический фильтр для распознавания стратиграфического слоя: (а) Исходная одномерная кривая электропроводности электрической пряжки; (б) Извлеченная кривая электропроводности матрицы; (в) Кривая электропроводности после удаления матрикса; (г) Исходное изображение электрической визуализации; (д) Адаптивная морфологическая фильтрация извлеченной послойной электрической визуализации изображения; (ф) Изображение шва после удаления матрикса; (г) Двоичный график на рисунке 2(ф)

3 Распознавание трещин и отверстий в режиме двухмерного изображения метода основного компонента как подключенный домен

Мы сопоставляем одномерные данные об электрической пряжке после адаптивной морфологической фильтрации, преобразуем электрическое изображение в двоичное черно-белое изображение с помощью двоичного преобразования и используем метод подключенного домена морфологии основного компонента для реализации автоматического распознавания вложенных изображений трещин и пустоты растворения в коллекторах карбонатных пород.

В этой статье мы вычисляем все связанные области из восьми, соединенных в двоичном изображении ^[14,15]. Каждому пикселю в другой подключенной области присваивается уникальное целое число в диапазоне от 1 до общего числа подключенных областей, при этом фоновые пиксели помечены как 0. Различные формы трещин и пор растворения разделены на разные подключенные области, поэтому они также помечены разными значениями. Вычислите различные параметры морфологических атрибутов подключенной области, включая радиус, диаметр или площадь минимальной окружности в подключенной области и максимальный диаметр поиска в подключенной области. Используя анализ основных компонентов для уменьшения размерности и обеспечения исходной информации о морфологических признаках, получается индекс распознавания (комплексный индекс трещин), который позволяет отделять трещины и отверстия. Путем выбора подходящих пороговых значений сегментации и маркировки морфологических связанных областей достигается цель автоматического разделения вложенных изображений трещин и коррозионных пор.

Чтобы проверить преимущества метода подключенной области с маркировкой основного

компонента в сегментации изображений при регистрации электрических изображений, мы выбрали для тестирования раздел фактических данных регистрации. На рисунке 3 показаны результаты разделения трещин и отверстий в соединенной области, помеченной основными компонентами. Высокие значения на рисунке 3 (h) представляют собой трещины. После выбора соответствующего порогового значения трещины и коррозионные поры могут быть автоматически разделены. Сравнивая результаты выделения трещин и отверстий в подключенной области, отмеченной основными компонентами, с результатами выделения LEAD3.0 (рис. 3(c)), можно видеть, что существующее программное обеспечение не обеспечивает идеального эффекта при выделении трещин и отверстий из изображений с помощью электровизуализации; Маркировка основных компонентов метод соединенных доменов эффективно разделяет трещины с высокой электропроводностью и коррозионные поры, сохраняя при этом целостность каждой трещины и коррозионной поры (рис. 3(e)). Здесь для подгонки трещины используется функция полиномиальной интерполяции (рис. 3(f)) и рассчитайте параметры возникновения трещины (рис. 3(g)).

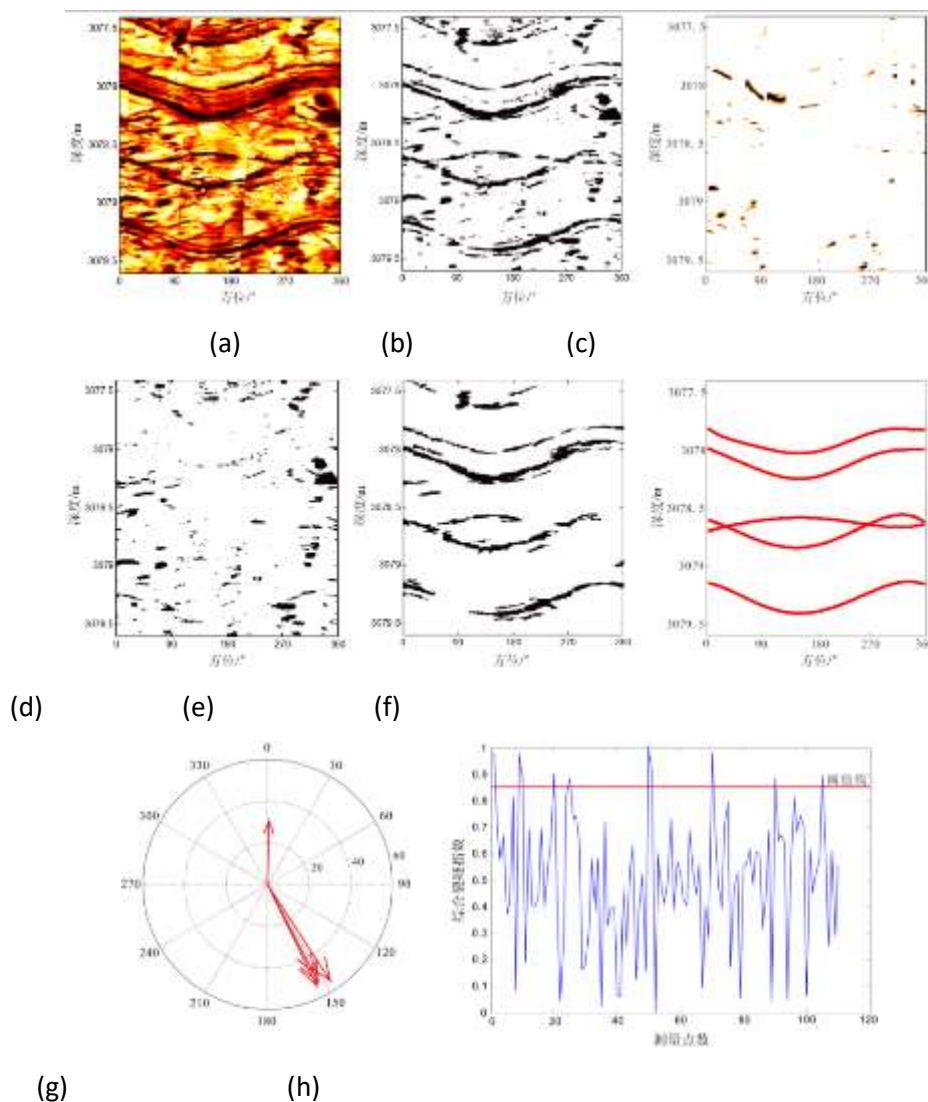
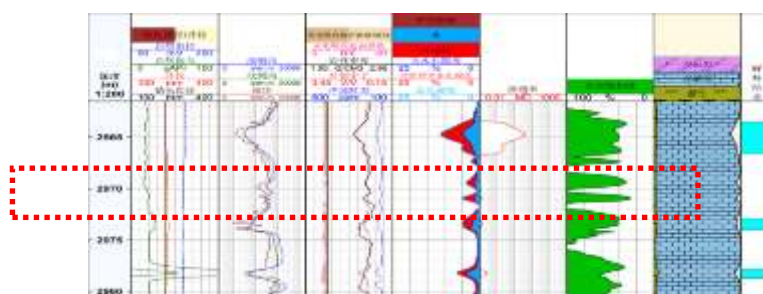


Рисунок 3: Идентификация трещин и отверстий в основном компоненте, отмеченная подключенным доменом: (a) Исходное изображение электрической визуализации; (b) Двоичная диаграмма на рисунке 3(a); (c) Результаты идентификации трещин и отверстий в существующем программном обеспечении (LEAD3.0); (d) Двоичная карта выявленных отверстий; (e) Бинарная карта выявленных трещин; (f) Полиномиальная подгонка трещин; (g) Возникновение трещин; (h) Комплексный индекс трещин

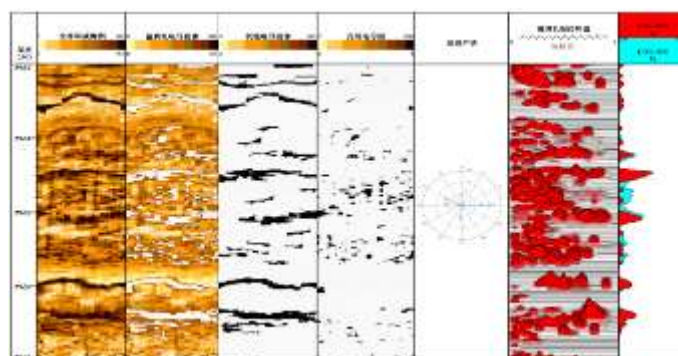
4 Анализ влияния применения измеренных данных

Чтобы проверить эффективность нового метода идентификации структуры порового пространства коллектора, этот метод был применен для автоматической идентификации трещин и полостей в коллекторах карбонатных пород на юго-восточной окраине бассейна Каспийского моря и коллекторах карбонатных пород на северо-востоке бассейна Амударьи, чтобы решить проблему, которую он решает. трудно точно определить количественные характеристики коллекторов сложных карбонатных пород.

Основным целевым пластом карбонатных пород на юго-восточной окраине прибрежной Прикаспийской впадины является резервуар пляжной фации КТ-II, пространственное распределение резервуаров которого является сложным и отличается высокой однородностью. Возьмем в качестве примера типичные скважины на юго-восточном краю прибрежной Прикаспийской впадины для проведения всестороннего анализа и интерпретации (рис. 4). Электрическое изображение всего ствола скважины (второй канал) на рис. 4(b) показывает сложное пространство коллектора с развитыми трещинами и порами растворения. Здесь был проанализирован пласт интервала 2963-2967м в скважине (красная рамка на рис. 4(a) и рис. 4(b)). Комбинируя обычный каротаж и каротаж с использованием электрических изображений, анализируется, что коллектор на этом участке относится к коллектору трещиновато-порового типа. Новый метод распознавания автоматически получал дополнительные изображения трещин и пор растворения (как показано в четвертом и пятом каналах на рис. 4(b)), сохраняя при этом исходную морфологию структуры пор. В то же время автоматически рассчитанное залегание трещины (рис. 4(b) шестой канал), спектр структуры пор трещины (рис. 4 (b) седьмой канал) и вторичная пористость (рис. 4 (b) восьмой канал) точно характеризуют структуру пор коллектора в этом разрезе. В частности, спектр структуры пор трещин и полостей (рис. 4(b), седьмой канал) показывает изменение соотношения размеров пор от малых к большим, при этом спектральный пик трещин выше, а спектральный пик пор растворения ниже. Результаты автоматического распознавания этого метода согласуются с выводами интерпретации коллектора нефтяного месторождения (рис. 4(a)).



(a)

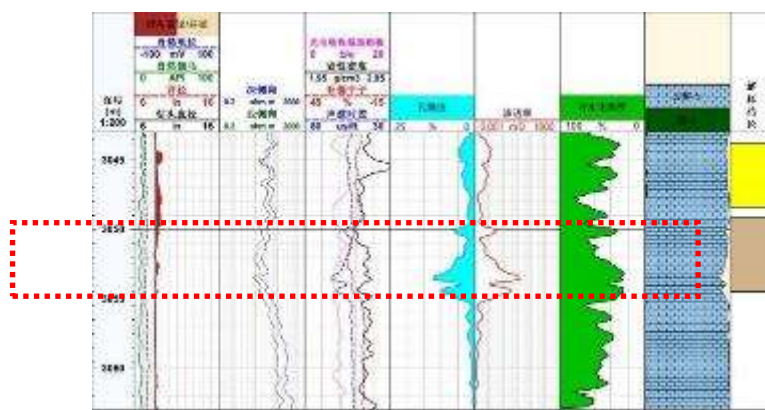


(b)

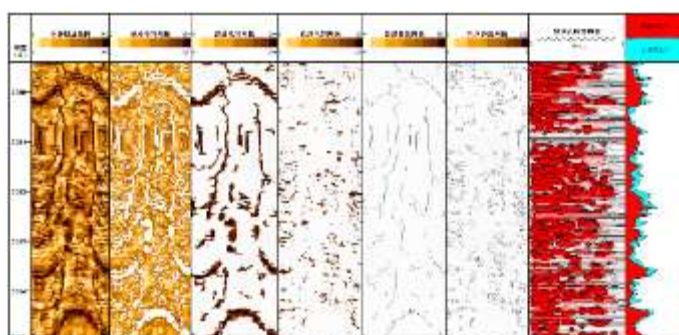
Рис. 4. Результаты комплексного каротажного анализа типичных скважин на юго-восточном краю прибрежной Прикаспийской впадины: (а) результаты интерпретации традиционного каротажа; (б) Результаты обработки новым методом трещинно-порового коллектора (расположены в красной рамке на рисунке 4(а))

Карловско-оксфордская карбонатная горная формация на востоке правого берега реки Аму в основном образует трещиновато-пористые коллекторы. Его генезис коллектора сложен и разнообразен, что затрудняет точный расчет параметров поровой структуры коллектора с использованием существующих методов идентификации с помощью электрических изображений. Здесь, взяв в качестве примера типичные скважины на правом берегу реки Амударья, используется новый метод идентификации для количественной характеристики этого типа трещиновато-пористого коллектора (рис. 5). В этой статье анализируются коллекторы в интервале 3049 м-3054,5 м скважины (красная рамка на рис. 5(а) и рис. 5(б)). Новый метод распознавания автоматически получил дополнительные изображения трещин и пор растворения (как показано в четвертом и пятом каналах на рис. 5(б)), а также выделенный каркас трещины (как показано в шестом канале на рис. 5 (б)) и край поры (как показано в седьмом канале на рис. 5(б)). Рис. 5(б) имеют более естественную морфологию. В то же время автоматически рассчитанный спектр структуры пор трещины (рис. 5(б) восьмой канал) и соотношение площадей пор трещины (рис. 4 (b) восьмой канал) точно характеризуют структуру пор коллектора на этом участке. Результаты автоматического распознавания этого метода согласуются с выводами интерпретации коллектора нефтяного месторождения (рис. 5(а)). Можно видеть, что результаты обработки измеренных данных каротажа электрических

изображений подтверждают точность и эффективность нового метода определения структуры пор коллектора.



(a)



(b)

Рис. 5. Результаты комплексного каротажного анализа типичных скважин в бассейне Амударьи: (а) Результаты интерпретации традиционного каротажа; (б) Результаты обработки новым методом для трещиноватых и рыхлых коллекторов (расположены в красной рамке на рис. 5(а))

5 Заключение

(1) В этой статье предлагается новый метод идентификации структуры пор коллектора на основе каротажа электрических изображений, который обеспечивает подавление шума и распознавание слоев за счет адаптивной морфологической фильтрации одномерных данных об электрических изгибах и автоматической идентификации трещин и отверстий в связанной области, отмеченных основными компонентами при двумерном электрическом изображении карты.

(2) Вспомогательные изображения трещин и пор растворения, разделенных этим методом, в наибольшей степени сохраняют свою первоначальную морфологию, эффективно описывая распределение пространства коллектора и обеспечивая основу для точной оценки структуры пор коллектора.

(3) Этот метод подходит для проникновения солевого раствора в пласты и обладает универсальностью для получения данных каротажа электрических изображений в различных регионах.

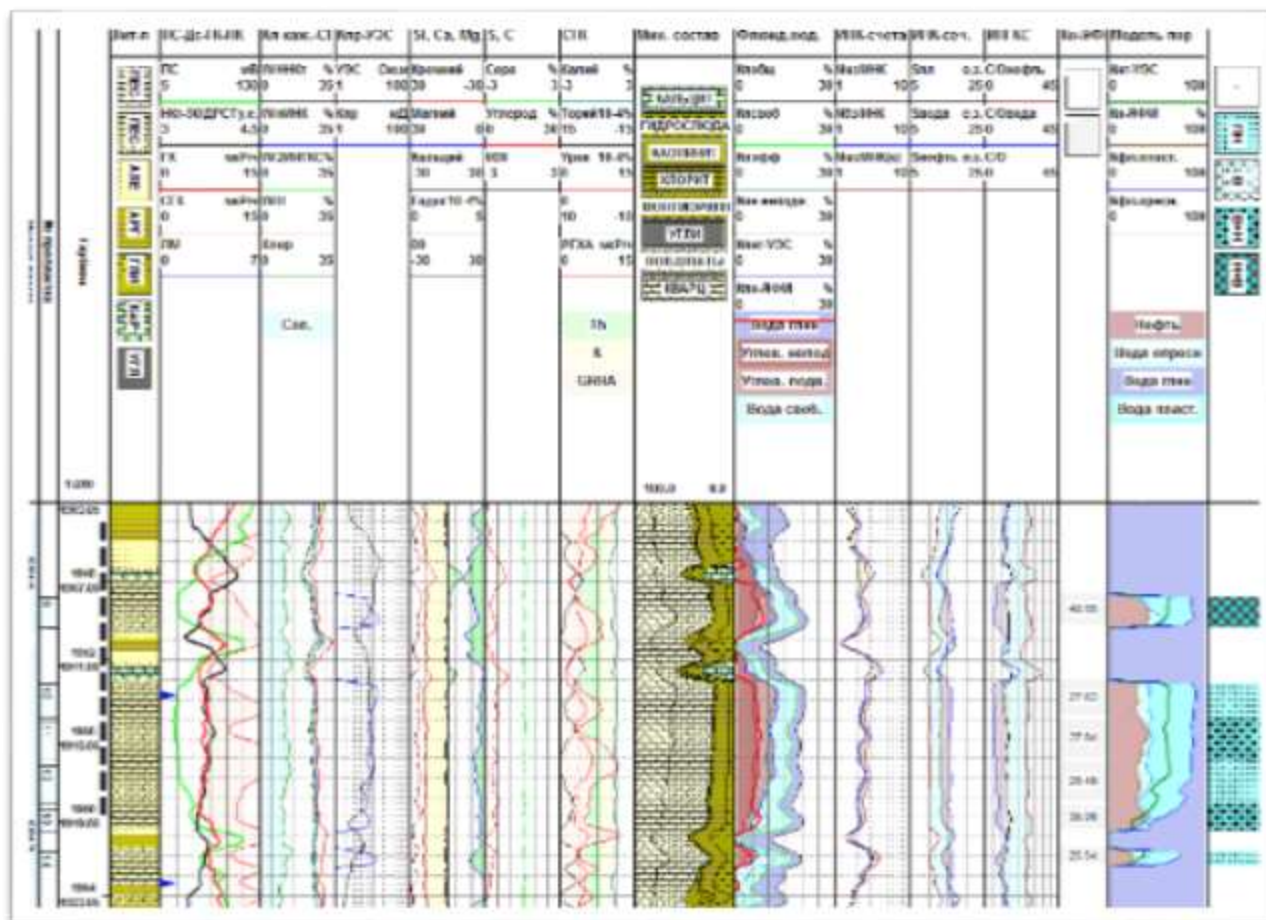
Журавлев Т.Б., Хисметов Т.В., Чернолецкий К.В., Тропин А.Н., Морсаков И.М.
Общество с Ограниченной Ответственностью «НТЦ ГЕОТЕХНОКИН».

РОЛЬ ЯДЕРНОЙ СПЕКТРОСКОПИИ В ПРИНЯТИИ РЕШЕНИЯ О ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЯХ ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН.

Эффективное управление процессом разработки нефтяных залежей на месторождениях, длительное время находящихся в эксплуатации, так и на вновь осваиваемых. Приоритетным средством получения информации при исследовании обсаженных стволов безусловно являются ядерно-физические методы спектрометрии (ЯФМС). Комплекс ЯФМС незаменим при мониторинге месторождений и детализации процессов вытеснения углеводородов, что позволяет дифференцировать разные участки залежи по степени выработанности запасов. Получаемая геологическая информация обогащает и уточняет геологические и гидродинамические модели залежей и служит основой для проведения мероприятий на длительно разрабатываемых месторождениях.

Приведены основные промысловые и геологические задачи. Это контроль процесса разработки, переход на выше и нижележащие объекты, ограничение водопритока (рис.1), обработка призабойной зоны, гидроразрыв пласта, исследования в горизонтальных и S образных стволах и др.

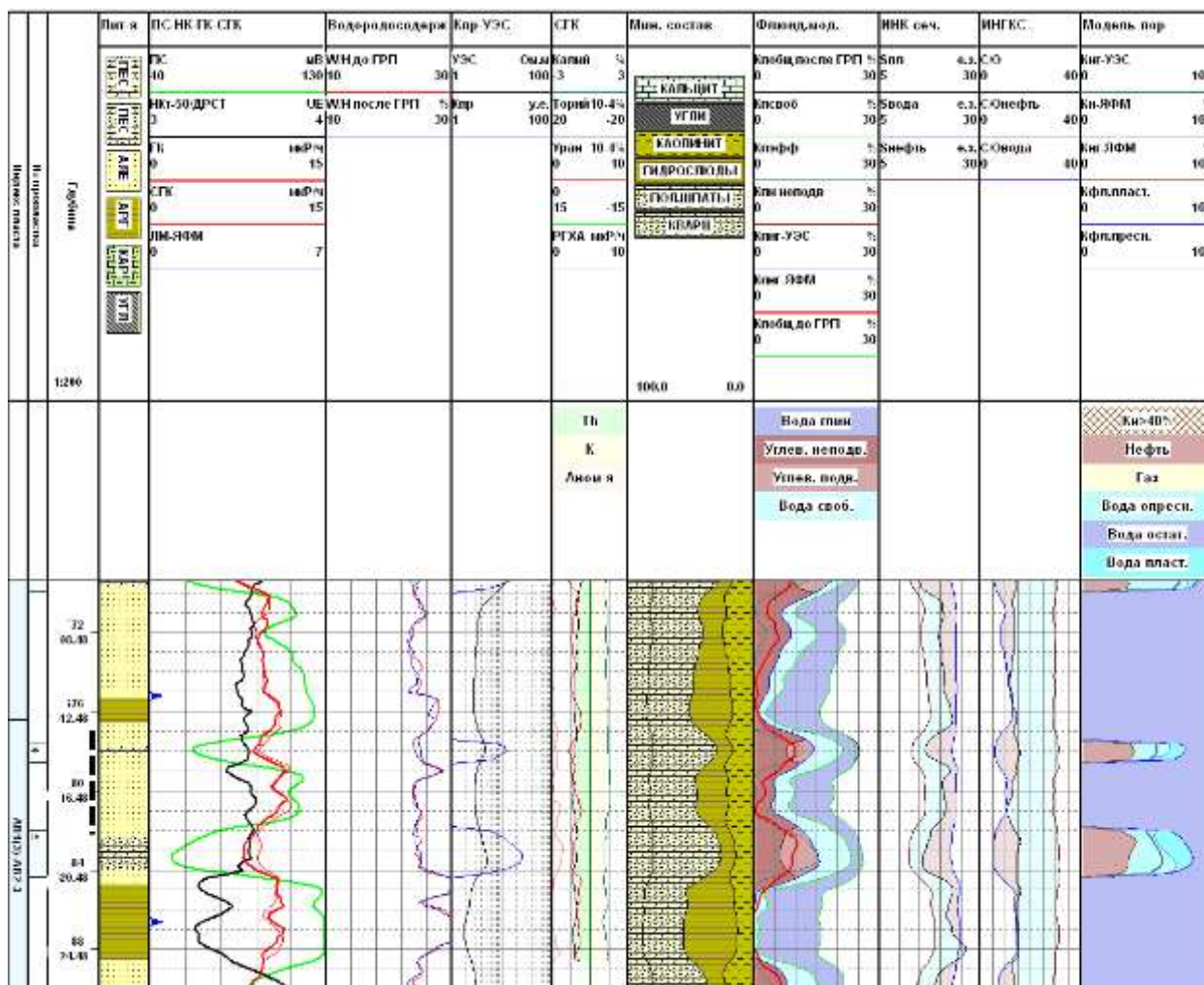
Рис 1. Ограничение водопритока. Пример интерпретации с последующим подтверждением эффективности на перфорированном участке.



Мониторинг залежи при гидроразрыве пласта, до и после, позволил выявить, в частности,

изменение пористости коллектора (рис.2). Качественный подход к получаемой информации с помощью ЯФМС при принятии решений к проведению геолого-технических мероприятий позволяет представить возможность по подбору химических реагентов, так называемого, «кислотного состава» для интенсификации нефтяного притока из коллекторов. На основе получаемого по данным ЯФМС минерального состава пород-коллекторов подбираются кислотные композиции для воздействия на пласт, как в карбонатных, так и в терригенных отложениях.

Рис 2. Мониторинг залежи при гидроразрыве пласта (ГРП). Сравнение водородосодержание до ГРП и после иллюстрирует увеличение пористости на ~ 1-2% абсолютных в районе интервала перфорации.



Опыт многолетнего использования спектрометрического импульсного нейтронный-гамма каротажа убедительно показал, что целенаправленное применение ядерно-физических методов спектрометрии на длительно разрабатываемых месторождениях позволяет получать необходимые данные о текущих характеристиках пластовых систем с количественной оценкой начальной и текущей насыщенности.

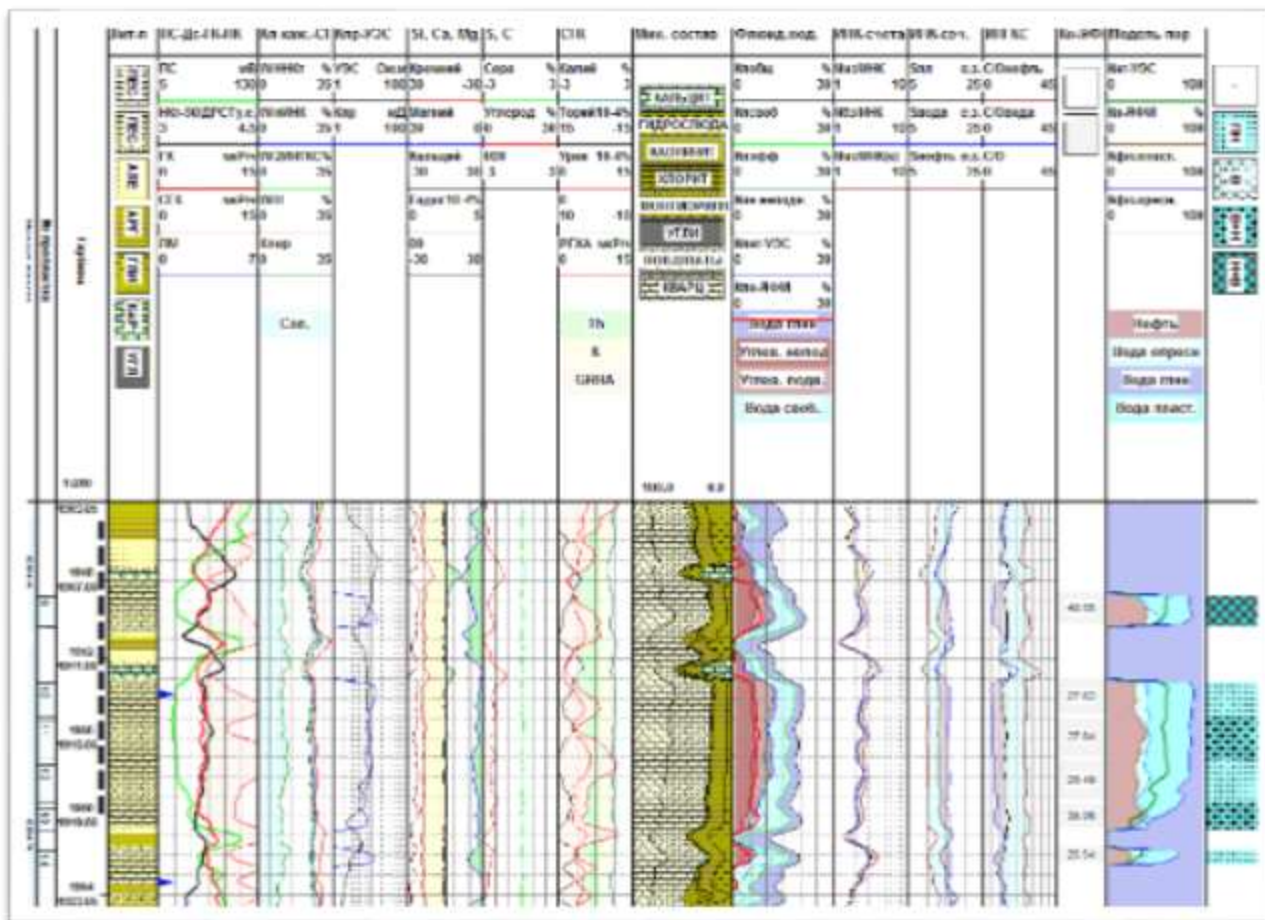
Zhuravlev T.B., Khismetov T.V., Chernoleckiy K.V., Tropin A.N., Morsakov I.M.
 «NTC GEOTECHNOKIN» LLC.

THE ROLE OF NUCLEAR SPECTROSCOPY IN DECISION MAKING GEOLOGICAL TECHNICAL MEASURES OF WELL EXPLOITATION.

Efficient management of the process of developing oil deposits in fields that have been in operation for a long time, as well as in newly developed ones. The priority means of obtaining information in the study of cased holes are certainly nuclear physics methods of spectrometry (NPMS) or nuclear spectroscopy (NS) also. The NPMS complex is indispensable for monitoring deposits and detailing the processes of hydrocarbon displacement, which makes it possible to differentiate different parts of the deposit according to the degree of depletion of reserves. The obtained geological information enriches and refines the geological and hydrodynamic models of deposits and serves as the basis for carrying out activities at long-term developed fields.

The main field and geological tasks are given. This is the control of the development process, the transition to upstream and downstream objects, water inflow limitation (Pic.1), bottom-hole zone treatment, hydraulic fracturing, studies in horizontal and S-shaped wells, etc.

Pic.1. Water inflow limitation. An example of interpretation followed by confirmation of efficacy in a perforated area.



iMRT 偏心核磁测速确定方法及应用

朱万里¹ 陈涛¹ 万磊² 刘建辰¹ 李哲³ 宗飞⁴

(1. 中国石油集团测井有限公司测井技术研究院, 陕西 西安 710077 ;

2. 中国石油集团测井有限公司科技处, 陕西 西安 710077 ;

3. 中国石油集团测井有限公司物质装备处, 陕西 西安 710077 ;

4. 中国石油集团测井有限公司长庆分公司, 陕西 西安 710077)

摘要：iMRT 偏心核磁共振测井仪研制成功以来，在盐水泥浆复杂井况和非常规油气勘探方面得到了很好应用，但是其测速是一直被讨论和研究的对象。操作工程师期望高测速来提高测井时效，解释工程师期望较低测速来提高地层分辨率与数据质量。本文通过分析偏心核磁探头结构、不同观测模式的测井时效、不同泥浆电阻率条件下的核磁回波信号质量对测速的影响，建立了一种偏心核磁测速计算方法，适用在不同地质条件下，满足地层分层能力与高品质数据质量，计算选取合适的测井速度。

1 引言

iMRT 偏心核磁共振测井仪是在 MRT 居中型多频核磁仪器基础上研制的新一代核磁共振测井仪器。该仪器采用贴井壁测量设计，耐温耐压 175°C/140MPa，最大仪器外径 127mm，径向探测深度 5~10cm，静态纵向分辨率 60cm，最小回波间隔 0.3ms，工作频率数 9 个，不受泥浆电阻率的限制，可在 152mm 以上井眼中对非常规储层进行更精细的地层孔隙结构评价，并支持二维核磁共振测井进行油气识别，能够提供获得地层有效孔隙度、束缚水孔隙度、孔径尺寸分布、渗透率、饱和度等参数，主要用于地层孔隙结构分析、储层有效性划分和流体识别。

该仪器推广应用以来，在盐水泥浆复杂井况和非常规油气勘探方面得到了很好应用，但是其测速是一直被讨论和研究的对象。核磁共振测井是在仪器运动状态下对井下地层核磁共振信号进行观测，这是与实验室静态测量的重要区别。核磁共振测井包括三个基本步骤：(1) 永久磁体在地层中建立梯度磁场或均匀磁场，使氢核磁化，产生可观测的宏观磁化量，一般简称为极化；(2) 绕制在磁体外的天线向地层发射激励脉冲，使磁化矢量能够在旋转坐标系中被扳转 90° 或者 180°，同时接收核磁共振回波信号，观测到整个回波串，一般简称为扳倒和自旋回波探测；(3) 一个回波串采集完毕，需要经历一个等待时间 TW，使氢核宏观磁化量逐步恢复到平衡状态，以便做下一个回波串的观测^[1]。在这三个步骤中，仪器一直处于运动之中，测速分别受到核磁磁体、天线、泥浆电阻率、地层分辨率的影响，而且与测井观测模式密切相关。操作工程师期望高测速来提高测井时效，解释工程师期望较低测速来提高地层分辨率和数据质量。因此，有必要建立一种偏心核磁共振测井速度计算方法，在满足地层分层能力与足够高的数据质量的情况下确定最佳测速。

2 测速影响因素分析

2.1 磁体对测速的影响

为了探测地层的核磁共振信号，流体质子必须完全被磁体极化，但是极化并不是瞬时完成的，而是随着时间常数逐步极化的，而这里的时间常数为纵向弛豫时间 T_1 ^[2]。质子的极化程度可由下式表示

$$M_z(t) = M_0(1 - e^{-\frac{t}{T_1}}) \quad (1)$$

仪器在测量过程中，天线前端的磁体对地层中的质子极化，设仪器测速为 v ，极化磁体长度为 L_{prem} ，则极化时间为

$$t = L_{prem} / v \quad (2)$$

极化不充分将影响测量的地层孔隙度， T_1 是磁化矢量达到其最大值的 63% 时对应的时间， $3T_1$ 是磁化矢量达到其最大值的 95% 时对应的时间，一般要求磁体极化时间大于 $3T_1$ ，可得

$$v \leq L_{prem} / 3T_1 \quad (3)$$

为分析极化磁体对测速的影响程度，由式 (1) 和式 (2) 可得

$$M_z(t) = M_0(1 - e^{-\frac{L_{prem}}{vT_1}}) \quad (4)$$

假设 $T_1=4s$ 时，此时大部分天然气和轻质油都能够完全极化，仪器测速与极化磁体长度之间的关系见图 1，图中不同曲线代表不同的极化磁体长度，可以看出随着极化磁体长度增加或者测速降低时，流体质子的极化程度增大。

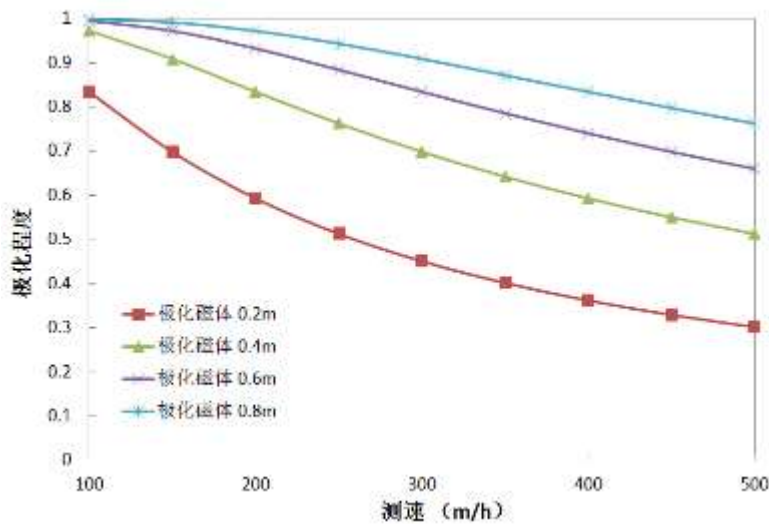


图 1 测速与极化磁体的关系

2.2 天线对测速的影响

扳倒和自旋回波探测期间，采用 CPMG 脉冲序列实现自旋回波串的测量，持续时间由回波个数 NE 和回波间隔 TE 决定。在运动测量过程中，会带入没有被射频脉冲扳转的地层质子，而又使一部分被射频脉冲扳转的地层质子离开天线探测区域。显然，带入或离出的层段厚度与核磁仪器测井速

度直接相关，而且测速越快，带入和离出的层段越厚。原则上要求数据采集期间进入和离出的层段厚度不超过天线长度 L_{ant} 的 10%^[3]，即

$$L_{ant} \times 10\% \geq v \times NE \times TE \quad (5)$$

为分析天线对测速的影响程度，由于测井用的 CPMG 脉冲序列持续时间一般不超过 0.5s。如图 2 所示，不同的测速下采集时间与回波幅度误差的关系图。图中不同曲线代表不同的天线长度，可以看出，可以看出随着天线长度增加或者测速降低时，回波信号测量误差减小。

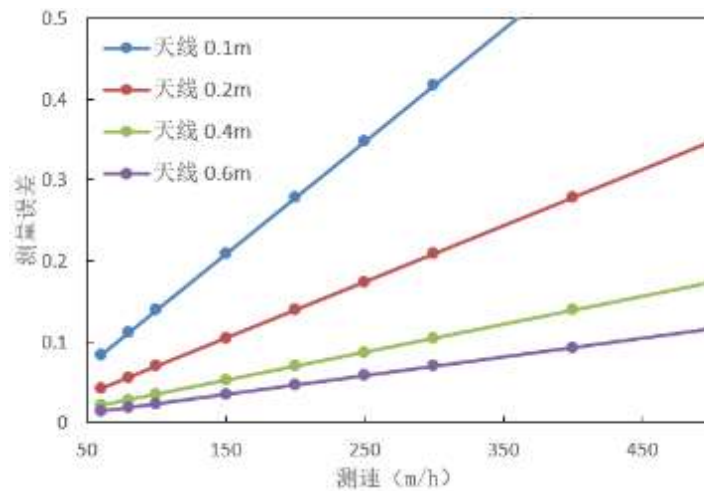


图 2 测速与天线长度的关系

2.3 泥浆电阻率对测速的影响

核磁仪器在井眼中对地层测量，其射频脉冲发射和回波信号接收都受到井眼中泥浆电阻率的影响，这主要是由于低电阻率泥浆具有良好的导电性，影响了探头天线品质因素，从而降低了仪器信噪比^[4]。通过降低测速和增加信号叠加次数是解决上述问题的有效手段。

泥浆电阻率对居中型和偏心型仪器的影响程度不一样，图 3 为偏心核磁测井与居中核磁测井示意图。居中型仪器在井下工作时，探头通过扶正器位于井眼中间，探头外壳与井壁之间存在钻井泥浆，而泥浆的导电性对仪器的探测性能有很大影响，主要是由于射频脉冲和回波信号都为交变电磁波信号，低电阻率泥浆会衰减射频场强度和回波信号强度，从而降低了仪器信噪比，因此居中型仪器正常工作所能适应的最小泥浆电阻率为 $0.02 \Omega \cdot m$ ^[5]。偏心型仪器在井下工作时，探头通过弹性偏心弓从而贴靠在井壁上，天线一侧的探头外壳与井壁之间存在少量的泥浆，在射频脉冲发射和回波信号接收方面影响很小。

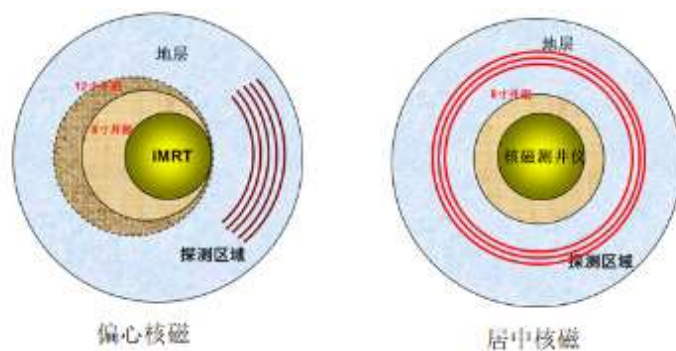


图 3 偏心核磁测井与居中核磁测井示意图

MRT 居中核磁和 iMRT 偏心核磁在井眼尺寸为 216mm 的条件下，分析泥浆电阻率分别与两种仪器增益的关系如图 3，可以看出随着泥浆电阻率的减小，核磁仪器的增益减小，但偏心核磁仪器相比居中核磁仪器增益衰减程度要小的多。因此，居中核磁在低电阻率泥浆情况下，需要通过降低测速和增加信号叠加次数来提高信噪比，但是偏心核磁仪器不需要。

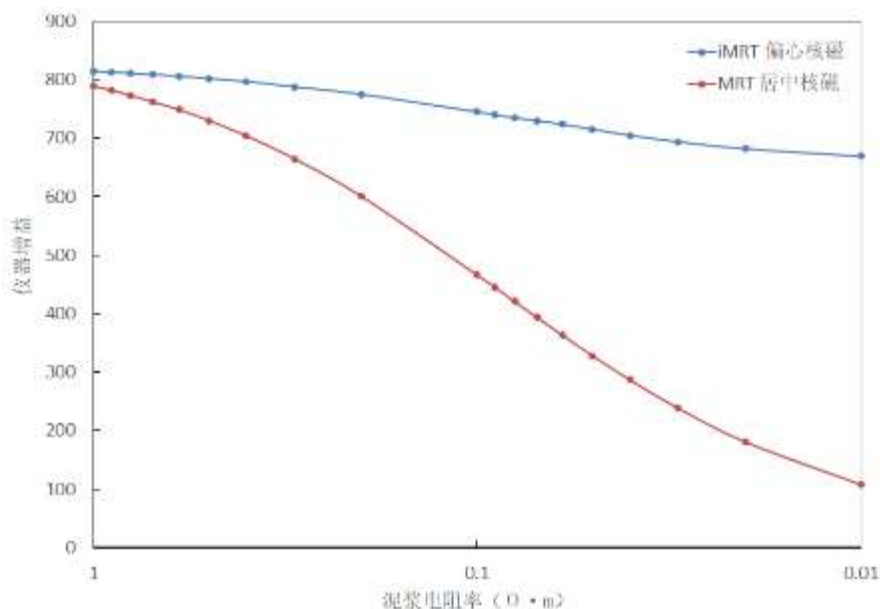


图 4 泥浆电阻率与居中核磁、偏心核磁仪器增益的关系

2.4 纵向分辨率对测速的影响

核磁共振测井对纵向分辨率 VR 有要求，纵向分辨率与天线长度成反比，在信噪比允许的情况下，天线越短，仪器对薄地层的分辨能力越强。如果处于静止状态，纵向分辨率等于天线长度^[6]；如果仪器处于运动状态，随着每一次测量，采样体积就会增大，垂直分辨率就会降低，此时纵向分辨率等于天线长度加上测量期间移动的距离

$$VR = L_{ant} + v \times TC \times RA \quad (6)$$

式中， L_{ant} 为天线长度； v 为测井速度； RA 为累加次数； TC 为一个测量周期时间。在井下回波测量时，由于核磁仪器信噪比低，信号噪声和基线漂移是随机不定的，对几次测量所得到的回波

串叠加，然后将回波幅度进行平均，提高仪器信噪比^[7]。根据式(6)可计算测速。

$$v = (VR - L_{ant}) / (TC \times RA) \quad (7)$$

一个测量周期也是单个回波串测量所需要的时间，简单来说，仪器工作在单频状态时， $TC = TW + TE \times NE$ ；仪器工作在双频工作状态时， $TC = (TW + TE \times NE) / 2$ 。当仪器工作在多频工作状态时，一个测量周期时间为

$$TC = \frac{TW + TE \cdot NE}{F} \quad (8)$$

式中， F 为测量频率的个数。

上述情况是假定仪器工作状态 TW 、 NE 、 TE 是一样的，实际情况要复杂得多，并且与测井观测模式的采集参数相关。由式(7)和式(8)可知：

- 1) 测量周期时间一定时，测速越快，纵向分辨率越差。
- 2) 测速一定时，测量周期时间越长，纵向分辨率越差。
- 3) 叠加测量的次数越多，垂直分辨率越差，但仪器信噪比越高。
- 4) 测量频率数越多，纵向分辨率越好，测速可以越快。

3 测速确定方法

3.1 最高测速计算

由上面分析可知，探头磁体和天线限制了核磁测井的最高测速。iMRT 偏心核磁的磁体结构如下图所示 5 所示，中间为主磁体，两端为特制预极化磁体，磁体总长度为 1.8m，天线放置在磁体中间部位，天线长度为 0.6m，因此天线两端磁体均为极化磁体，可满足下放和上提测井的应用需求，且长度都为 0.6m^[8]。

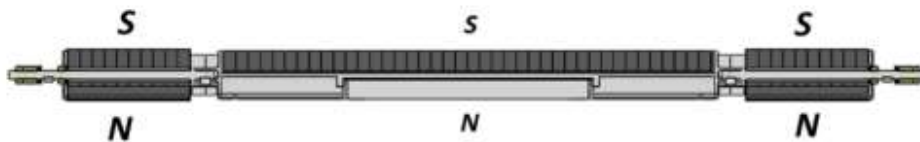


图 5 偏心核磁探头磁体结构

在测井过程中，由于测井观测模式考虑了最长等待时间约等于 $3T_1$ ，根据式(3)和式(4)计算最高测速。例如，在评价轻质油气的常规储层，应用长等待时间 TW_L 为 12s，回波个数 NE 为 500，回波间隔 TE 为 0.9ms，可计算出极化磁体与天线长度分别限速为 180m/h 和 480m/h，最高限速取低值，即为 180m/h。

$$V_{max} = \min \{0.6 / TW_L, 0.06 / (NE \times TE)\} \quad (8)$$

3.2 纵向分辨率联合观测模式采集参数求取测速

iMRT 偏心核磁仪器的静态纵向分辨率为 0.6m，动态分辨率为 1.8m。在叠加次数方面，由于偏

心核磁受泥浆电阻率影响小，不需要改变叠加次数来提高信噪比，通常叠加次数默认设置为 16。

核磁共振测井有丰富的观测模式，每一种模式都有其独特的功能和适用范围，常用的偏心核磁双 TW 单 TE 观测模式见图 6。观测模式参数包括等待时间 TW、回波间隔 TE、回波个数 NE、工作频率等。常用的测井观测模式共分 4 类，即单 TW 单 TE、双 TW 单 TE、单 TW 双 TE、双 TW 双 TE，各测量周期时间信息如表 1 所示。

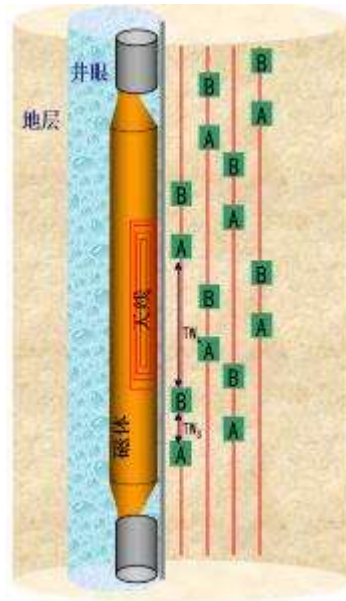


图 6 双 TW 单 TE 偏心核磁测井观测模式

表 1 iMRT 核磁共振测井观测模式

类别	参数	测量周期时间 TC	举例
单 TW 单 TE	TW、NE、TE	$(TW + NE * TE) / 8$	PXDTP12
双 TW 单 TE	TW_L 、 TW_S 、NE、TE	$(TW_L + TW_S + 2 * NE * TE) / 8$	PXD9TWA
单 TW 双 TE	TW、 NE_L 、 NE_S 、 TE_L 、 TE_S	$(2 * TW + NE_S * TE_S) / 8$	PXDTE412
双 TW 双 TE	TW_L 、 TW_S 、 NE_L 、 NE_S 、 TE_L 、 TE_S	$(TW_L + TW_S + 2 * NE_S * TE_S) / 4$	PXD9TWE3

表中， TW_L 为长等待时间， TW_S 为短等待时间， TE_L 为长回波间隔， TE_S 为短回波间隔， NE_L 为长回波个数， NE_S 为短回波个数。因此，根据式 (7) 和表 1 可求得测速

$$v = 1.2 / (16 * TC) \quad (9)$$

最后，根据式 (8) 和式 (9)，取最小值，获得最佳测速。

$$v = \min \{ 0.6 / TW_L, 0.06 / (NE * TE), 1.2 / (16 * TC) \} \quad (10)$$

4 应用实例

吐哈油田萨探 X 井，井眼尺寸 216mm，采用盐水泥浆钻井，泥浆电阻率 $0.08\Omega\cdot m$ （ 18°C ），在测量层位泥浆电阻率小于 $0.02\Omega\cdot m$ ，居中核磁无法满足应用。由于该井在新区块开发，选用 PXD9TWE3 观测模式，该模式为双 TW 双 TE 类型，其长等待时间 TW_L 为 12.2s，短等待时间 TW_S 为 1s，长回波间隔 TE_L 为 3.6ms，短回波间隔 TE_S 为 0.9ms，长回波个数 NE_L 为 125，长回波个数 NE_S 为 500，工作频率个数 F 为 4。根据测速确定方法，可计算出最佳测速为 76m/h，测试结果见图 7。可以看出，采集到的核磁数据精确计算出储层有效孔隙度、泥质束缚水孔隙度等参数，准确探测地层孔隙结构，直观划分有效储层，精确计算油气含量，试油日产 20.32m^3 ，为地区新层系突破提供高端成像测井支持。

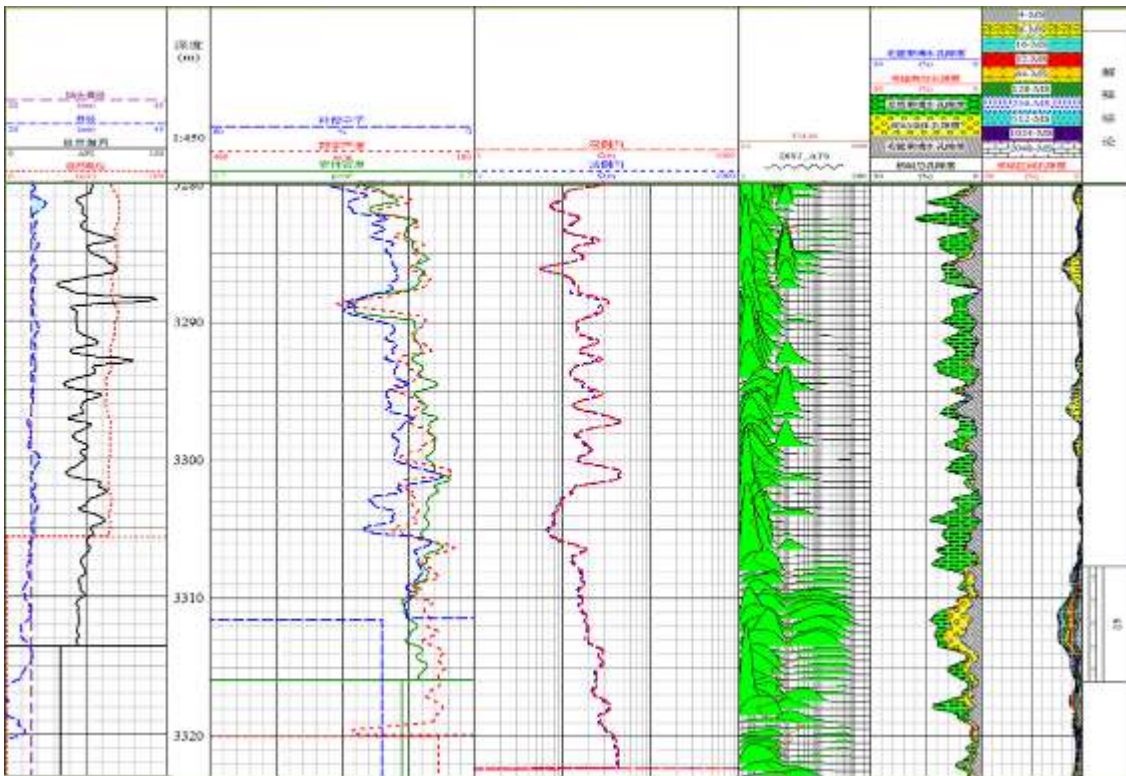


图 7 iMRT 偏心核磁测井应用

5 结论

1) 偏心核磁测速受到预极化磁体长度、天线长度、纵向分辨率的综合影响。总的来说，预极化磁体越长、天线长度越长、纵向分辨率越低，测速越快。

2) 偏心核磁采用贴井壁测量，天线外壳和地层之间只存在少量泥浆，天线信号接收效率几乎不受影响，因此偏心核磁测速不受泥浆电阻率的影响。

3) 偏心核磁测速确定方法为首先根据极化磁体长度和天线长度计算最高测速，然后根据纵向分

辨率和观测模式采集参数联合求取测速，最后比较两者测速，取最小值为当前测速。

4) 根据地质情况优化核磁测井观测模式的等待时间、回波间隔、回波串个数，可以提高测速。

УДК 543.429.23

Чжу Ванли, Чэнь Тао, Ван Лэй, Лю Цзя Чен, Ли Чжэ и Цзунфэй

(1. Научно-исследовательский институт каротажных технологий ООО по каротажу Китайской нефтяной корпорации Сиань, Шэньси 710077;

2. Технологический отдел ООО по каротажу Китайской нефтяной корпорации, Сиань, Шэньси 710077;

3. Отдел материального оборудования ООО по каротажу Китайской нефтяной корпорации, Сиань, Шэньси 710077;

4. Чанцинский филиал ООО по каротажу Китайской нефтяной корпорации, Сиань, Шэньси 710077)

СПОСОБ И ПРИМЕНЕНИЕ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ДЛЯ ИЗМЕРЕНИЯ СКОРОСТИ ЭКСЦЕНТРИЧЕСКИМ ЯДЕРНЫМ МАГНИТНЫМ РЕЗОНАНСОМ iMRT

Резюме: С момента успешной разработки эксцентрикового каротажного прибора ядерного магнитного резонанса iMRT он широко применяется в сложных скважинных условиях при разведке соленых растворов и нетрадиционных месторождений нефти и газа, но измерение его скорости всегда было предметом дискуссий и исследований. Инженер-эксплуатационник ожидает, что высокая скорость измерений повысит эффективность каротажа, в то время как инженер-интерпретатор ожидает, что более низкая скорость измерений улучшит разрешение пласта и качество данных. В этой статье анализируется влияние конструкции эксцентричного ядерно-магнитного зонда, времени каротажа различных режимов наблюдения и качества эхо-сигнала ядерного магнитного поля при различных условиях удельного сопротивления бурового раствора на измерение скорости, а также предлагается метод расчета для измерения скорости эксцентричного ядерного магнитного ре. Он подходит для различных геологических условий, отвечает требованиям способности к стратиграфическому расслоению и высокому качеству данных, а также рассчитывает и выбирает соответствующую скорость каротажа.

Ключевые слова: каротаж ядерного магнитного резонанса; режим наблюдения; измерение скорости; отношение сигнал/шум; вертикальное разрешение

1 Введение

Эксцентричный прибор для каротажа ядерного магнитного резонанса iMRT - это прибор для каротажа ядерного магнитного резонанса нового поколения, разработанный на основе многочастотного прибора для ядерного магнитного резонанса с центром в MRT. Этот прибор разработан для измерения скорости к стене скважины с термостойкостью и сопротивлением

давлению 175°C/140МПа, максимальным наружным диаметром прибора 127мм, глубиной обнаружения в радиальном направлении 5-10см, статическим разрешением в продольном направлении 60см, минимальным интервалом эхо-сигнала 0,3мс и 9 рабочими частотами. Он не ограничен удельным сопротивлением бурового раствора и может выполнять более точную оценку нетрадиционной структуры пор коллектора в скважинах диаметром более 152мм. Он также поддерживает двумерный каротаж ядерного магнитного резонанса для идентификации нефти и газа, способный обеспечить такие параметры, как эффективная пористость, пористость связанной воды, распределение пор по размерам, проницаемость, насыщенность и т.д. для анализа поровой структуры пласта, классификации эффективности коллектора и идентификации флюидов.

С момента своего появления и применения этот прибор хорошо зарекомендовал себя в сложных скважинных условиях при разведке соленых растворов и нетрадиционных месторождений нефти и газа, но его измерение скорости всегда было предметом дискуссий и исследований. Каротаж с использованием ядерного магнитного резонанса - это наблюдение сигналов ядерного магнитного резонанса в подземных формациях во время движения прибора, что является важным отличием от лабораторных статических измерений. Каротаж ядерного магнитного резонанса включает в себя 3 основных этапа: (1) создание градиентного или однородного магнитного поля с помощью постоянного магнита в пласте для намагничивания ядра водорода и генерации наблюдаемой макроскопической намагниченности, обычно называемой поляризацией; (2) Антенна, обернутая вокруг магнита, излучает импульсы возбуждения на землю, позволяя вектор намагниченности должен быть повернут на 90° или 180° во вращающейся системе координат. В то же время он принимает эхо-сигнал ядерного магнитного резонанса и наблюдает всю цепочку эхо-сигналов, обычно называемую обнаружением перевернутого и спинового эха; (3) После сбора цепочки эхо-сигналов требуется время ожидания TW , чтобы постепенно восстановить макроскопическую намагниченность ядра водорода до равновесного состояния, для того, чтобы наблюдать следующую цепочку эхо^[1]. На этих трех этапах прибор находился в движении, и на измерение скорости влияют ядерное магнитное поле, антенна, удельное сопротивление бурового раствора и разрешение пласта соответственно, и оно тесно связано с режимом каротажного наблюдения. Инженер-эксплуатационник ожидает, что высокая скорость измерений повысит эффективность каротажа, в то время как инженер-интерпретатор ожидает, что более низкая скорость измерений улучшит разрешение пласта и качество данных. Следовательно, необходимо разработать метод расчета скорости эксцентрического каротажа ядерного магнитного резонанса, чтобы определить оптимальную скорость при соблюдении требований к способности к расслоению пласта и достаточно высокому качеству данных.

2 Анализ факторов, влияющих на измерение скорости

2.1 Влияние магнитов на измерение скорости

Чтобы обнаружить сигнал ядерного магнитного резонанса пласта, протон жидкости должен быть полностью поляризован магнитом, но поляризация происходит не мгновенно, а постепенно поляризуется с постоянной времени, которая представляет собой время продольной релаксации T_1 ^[2]. Степень поляризации протонов может быть выражена следующим уравнением

$$M_z(t) = M_0(1 - e^{-\frac{t}{T_1}}) \quad (1)$$

В процессе измерения прибора магнит на переднем конце антенны поляризует протоны в пласте. Если прибор измеряет скорость V и длина поляризованного магнита равна L_{prem} , то время поляризации равно

$$t = L_{prem} / v \quad (2)$$

Недостаточная поляризация повлияет на измеренную пористость пласта. T_1 - это время, когда вектор намагниченности достигает своего максимального значения в 63%, а $3T_1$ - это время, когда вектор намагниченности достигает своего максимального значения в 95%. Как правило, требуется, чтобы время поляризации магнита было больше $3T_1$, которое может быть получено

$$v \leq L_{prem} / 3T_1 \quad (3)$$

Чтобы проанализировать степень влияния поляризованных магнитов на измерение скорости, ее можно получить из уравнений (1) и (2)

$$M_z(t) = M_0(1 - e^{-\frac{L_{prem}}{vT_1}}) \quad (4)$$

Предполагая, что $T_1=4$ с, большая часть природного газа и легкой нефти может быть полностью поляризована в это время. Зависимость между измерением скорости прибора и длиной поляризационного магнита показана на рисунке 1. Различные кривые на рисунке представляют разную длину поляризационного магнита. Можно видеть, что по мере увеличения длины поляризационного магнита или уменьшения скорости измерения степень поляризации протонов жидкости увеличивается.

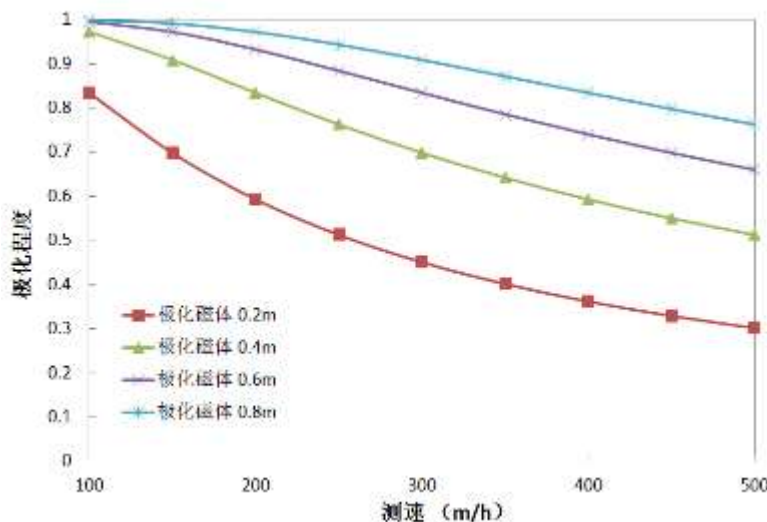


Рисунок.1. Взаимосвязь между измерением скорости и поляризованными магнитами

2.2 Влияние антенн на измерение скорости

Во время обнаружения опрокидывания и спинового эха последовательность импульсов CPMG используется для измерения последовательности спинового эха, а длительность определяется количеством эхо-сигналов NE и интервалом эхо-сигналов TE. В процессе измерения движения вводятся протоны в пласт, которые не были активированы радиочастотными импульсами, в то время как часть протонов в пласте, которые были активированы радиочастотными импульсами, удаляется из зоны обнаружения антенны. Очевидно, что толщина вводимых или выводимых слоев напрямую связана со скоростью регистрации данных ядерно-магнитными приборами, и чем выше скорость измерения, тем толще вводимые и выводимые слои. В принципе, требуется, чтобы толщина входящего и исходящего слоев во время сбора данных не превышала 10%^[3] длины антенны L_{ant} , т.е

$$L_{ant} \times 10\% \geq v \times NE \times TE \quad (5)$$

Для анализа влияния антенны на измерение скорости длительность последовательности импульсов CPMG, используемой при каротаже, обычно не превышает 0,5секунды. Как показано на рисунке 2, показана взаимосвязь между временем регистрации и погрешностью амплитуды эхо-сигнала при различных скоростях измерения. Различные кривые на рисунке представляют собой разную длину антенны. Можно видеть, что по мере увеличения длины антенны или уменьшения скорости измерения погрешность измерения эхо-сигнала уменьшается.

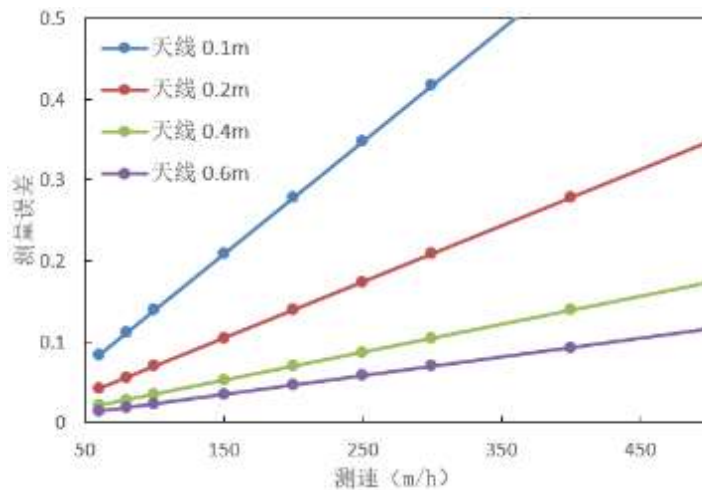


Рисунок.2. Взаимосвязь между измерением скорости и длиной антенны

2.3 Влияние удельного сопротивления бурового раствора на измерение скорости

На излучение радиочастотных импульсов и прием эхо-сигналов ядерно-магнитными приборами для измерения пласта в стволе скважины влияет удельное сопротивление бурового раствора в стволе скважины. В основном это связано с хорошей проводимостью бурового раствора с низким удельным сопротивлением, что влияет на качество зондирующей антенны и снижает отношение сигнал/шум прибора^[4]. Уменьшение скорости измерения и увеличение количества наложений сигналов являются эффективными средствами решения вышеуказанных проблем.

Влияние удельного сопротивления бурового раствора на приборы центрального и эксцентрикового типов различно. На рисунке 3 показана принципиальная схема эксцентрического ядерно-магнитного каротажа и центрального ядерно-магнитного каротажа. Когда прибор центрального типа работает в скважине, зонд располагается в середине ствола скважины с помощью стабилизатора, а между корпусом зонда и стенкой ствола скважины находится буровой раствор. Проводимость бурового раствора оказывает значительное влияние на характеристики обнаружения прибора, главным образом потому, что радиочастотные импульсные и эхо-сигналы представляют собой чередующиеся электромагнитные сигналы. Буровой раствор с низким удельным сопротивлением ослабляет напряженность радиочастотного поля и уровень эхо-сигнала, тем самым снижая отношение сигнал/шум прибора, поэтому минимальное удельное сопротивление бурового раствора, к которому может адаптироваться прибор центрального типа для нормальной работы, составляет $0.02 \Omega \cdot m$ [5]. Когда эксцентриковый прибор работает в скважине, зонд крепится к стволу скважины с помощью эластичного эксцентрикового наконечника. Между корпусом зонда с одной стороны антенны и стволом скважины имеется небольшое количество бурового раствора, который оказывает незначительное влияние на передачу радиочастотных импульсов и прием эхо-сигналов.

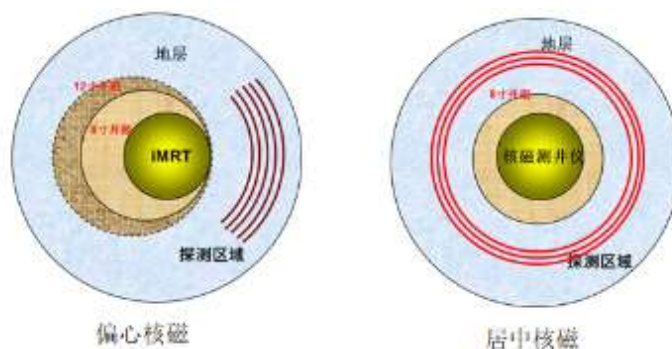
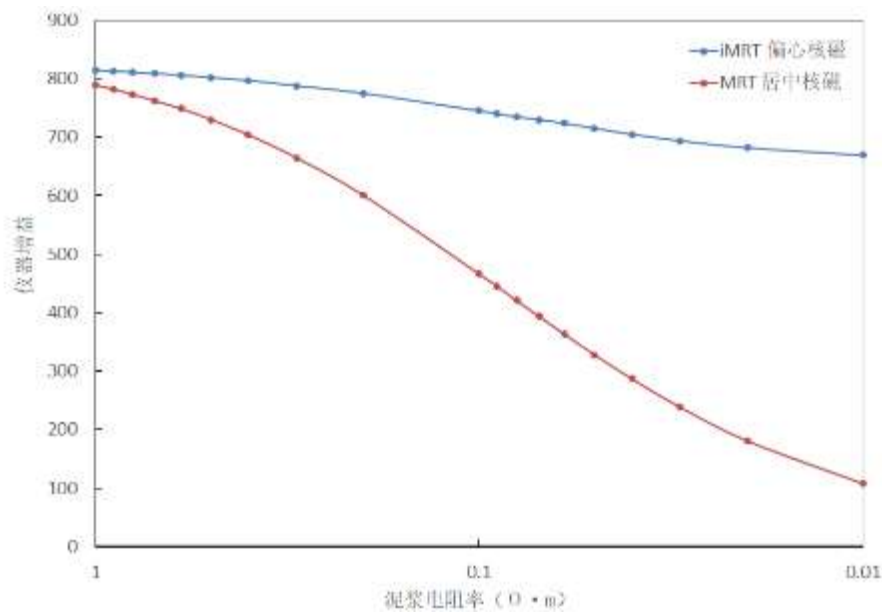


Рисунок.3. Принципиальная схема эксцентрического ядерно-магнитного каротажа и центрального ядерно-магнитного каротажа

При условии размера ствола скважины 216мм взаимосвязь между удельным сопротивлением бурового раствора и коэффициентом усиления двух приборов, ЯМР с центром MRT и ЯМР с эксцентриком iMRT, проанализирована на рисунке 3. Можно видеть, что по мере уменьшения удельного сопротивления бурового раствора коэффициент усиления ЯМР-прибора уменьшается, но степень ослабления коэффициента усиления эксцентричного ЯМР-прибора намного меньше, чем у центрального ЯМР-прибора. Следовательно, в случае бурового раствора с низким удельным сопротивлением необходимо улучшить отношение сигнал/шум за счет снижения скорости измерения и увеличения количества наложений сигналов, но эксцентричные ядерно-магнитные приборы этого не требуют.



исунок.4. Взаимосвязь между удельным сопротивлением бурового раствора и коэффициентом усиления централизованных и эксцентричных ядерно-магнитных приборов

2.4 Влияние продольного разрешения на измерение скорости

Каротаж с использованием ядерного магнитного резонанса требует вертикального разрешения VR , которое обратно пропорционально длине антенны. Когда позволяет соотношение сигнал/шум, чем короче антенна, тем выше способность прибора различать тонкие образования. Если прибор находится в неподвижном состоянии, продольное разрешение равно длине антенны [6]; если прибор находится в движении, то с каждым измерением объем выборки будет увеличиваться, а вертикальное разрешение уменьшаться. На данный момент продольное разрешение равно длине антенны плюс расстояние, пройденное за период измерения

$$VR = L_{ant} + v \times TC \times RA \quad (6)$$

В формуле L_{ant} - длина антенны; v - скорость каротажа; RA - количество накоплений; TC - время цикла измерения. При измерении подземного эха из-за низкого отношения сигнал/шум ядерно-магнитных приборов уровень шума сигнала и смещение базовой линии изменяются случайным образом. Цепочки эхо, полученные в результате нескольких измерений, накладываются друг на друга, а затем амплитуда эхо-сигнала усредняется для улучшения отношения сигнал/шум прибора [7]. В соответствии с уравнением (6) можно рассчитать измерение скорости.

$$v = (VR - L_{ant}) / (TC \times RA) \quad (7)$$

Один цикл измерения - это также время, необходимое для измерения одной цепочки эхо. Проще говоря, когда прибор работает в одночастотном режиме, $TC = TW + TE \times NE$; когда прибор работает в двухчастотном режиме, $TC = (TW + TE \times NE) / 2$. Когда прибор работает в многочастотном режиме, время цикла измерения составляет

$$TC = \frac{TW + TE \cdot NE}{F} \quad (8)$$

В формуле F - это количество измеренных частот.

Описанная выше ситуация предполагает, что рабочие состояния TW, NE и TE прибора одинаковы, но фактическая ситуация гораздо сложнее и связана с параметрами сбора данных в режиме каротажного наблюдения. Из уравнений (7) и (8) видно, что:

- 1) Когда время цикла измерения фиксировано, чем выше скорость измерения, тем хуже разрешение в продольном направлении.
- 2) При постоянной скорости измерения, чем больше время цикла измерения, тем хуже разрешение в продольном направлении.
- 3) Чем больше раз выполняется суммирование измерений, тем хуже разрешение по вертикали, но тем выше отношение сигнал/шум прибора.
- 4) Чем больше измеренных частот, тем лучше разрешение по вертикали и тем быстрее может быть произведено измерение скорости.

3 Способ определения скорости измерения

3.1 Расчет измерения максимальной скорости

Из приведенного выше анализа видно, что зондовый магнит и антенна ограничивают максимальную скорость измерения при ядерном магнитном каротаже. Магнитная структура эксцентрического ядерного магнитного резонанса iMRT показана на рисунке 5. Середина - это основной магнит, а два конца - специально предварительно поляризованные магниты. Общая длина магнита составляет 1,8м. Антенна расположена в середине магнита, а длина антенны составляет 0,6м. Таким образом, оба конца антенных магнитов являются поляризованными магнитами, которые могут соответствовать требованиям применения при опускании и подъеме каротажа, а длина составляет 0,6м^[8].

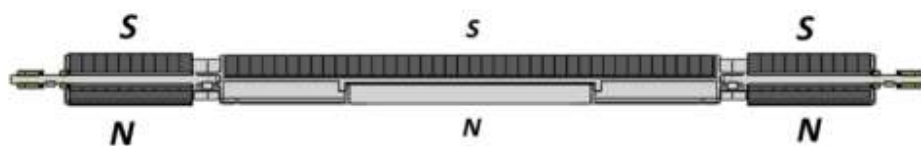


Рисунок.5. Структура магнита эксцентрического ядерного магнитного зонда

В процессе каротажа, учитывая самое длительное время ожидания, составляющее приблизительно 3Т1 в режиме каротажного наблюдения, максимальная скорость измерения рассчитывается в соответствии с уравнениями (3) и (4). Например, при оценке обычных залежей легкой нефти и газа, используя длительное время ожидания TW_L , равное 12 секундам, NE количество эхо-сигналов составляет 500 и интервал эхо-сигналов NE составляет 0,9мс, можно рассчитать, что длины

Группа	Параметры	Время цикла измерения TC	Пример
单 Одиночный TW 单 Одиночный TE	TW、NE、TE	$(TW+NE*TE) / 8$	PXDTP12
双 Двойной TW 单 Одиночный TE	$TW_L、TW_S、NE、TE$	$(TW_L+TW_S+2*NE*TE)/8$	PXD9TWA
单 Одиночный TW 双 Двойной TE	$TW、NE_L、NE_S、TE_L、TE_S$	$(2*TW+NE_S*TE_S)/8$	PXDTE412
双 Двойной TW 双 Двойной TE	$TW_L、TW_S、NE_L、NE_S、TE_L、TE_S$	$(TW_L+TW_S+2*NE_S*TE_S)/4$	PXD9TWE3

В таблице TW_L - это длительное время ожидания, TW_S - короткое время ожидания, TE_L - длинный интервал эхо-сигнала, TE_S - короткий интервал эхо-сигнала, NE_L - количество длинных эхо-сигналов, а NE_S - количество коротких эхо-сигналов. Следовательно, в соответствии с уравнением (7) и таблицей 1 можно получить измерение скорости

$$v = 1.2 / (16 \times TC) \quad (9)$$

Наконец, в соответствии с уравнениями (8) и (9), возьмите минимальное значение для получения оптимального измерения скорости.

$$v = \min \{0.6 / TW_L, 0.06 / (NE \times TE), 1.2 / (16 \times TC)\} \quad (10)$$

4 Примеры применения

Скважина X Са Тан на нефтяном месторождении Туха имеет размер ствола 216мм и пробурена с использованием солевого раствора. Удельное сопротивление бурового раствора составляет 0,08 Ωm (18°C), а измеренное удельное сопротивление слоя бурового раствора составляет менее 0,02 Ωm , что не может соответствовать требованиям применения централизованного ядерного магнитного резонанса. В связи с разработкой скважины на новом участке выбран режим наблюдения PXD9TWE3, который представляет собой тип двойной TW двойной TE. Длительное время ожидания TW_L составляет 12,2 с, короткое время ожидания TW_S равно 1 с, длинный эхо-интервал TE_L равен 3,6

мс, короткий эхо-интервал TE_s равен 0,9 мс, номер длинного эхо-сигнала NE_L равен 125, номер длинного эхо-сигнала NE_L равен 500, а рабочая частота F равна 4. Согласно методу определения скорости, оптимальная скорость может быть рассчитана как 76 м/ч. Результаты теста показаны на рисунке 7. Можно видеть, что собранные ядерно-магнитные данные точно вычисляют такие параметры, как эффективная пористость коллектора и пористость бурового раствора, связанная с водой, точно определяют структуру пор пласта, интуитивно разделяют эффективные коллекторы, точно рассчитывают содержание нефти и газа и добывают 20,32 м³ в день для тестирования нефти, обеспечение высококачественной поддержки каротажа изображений для прорыва новых пластов в регионе.

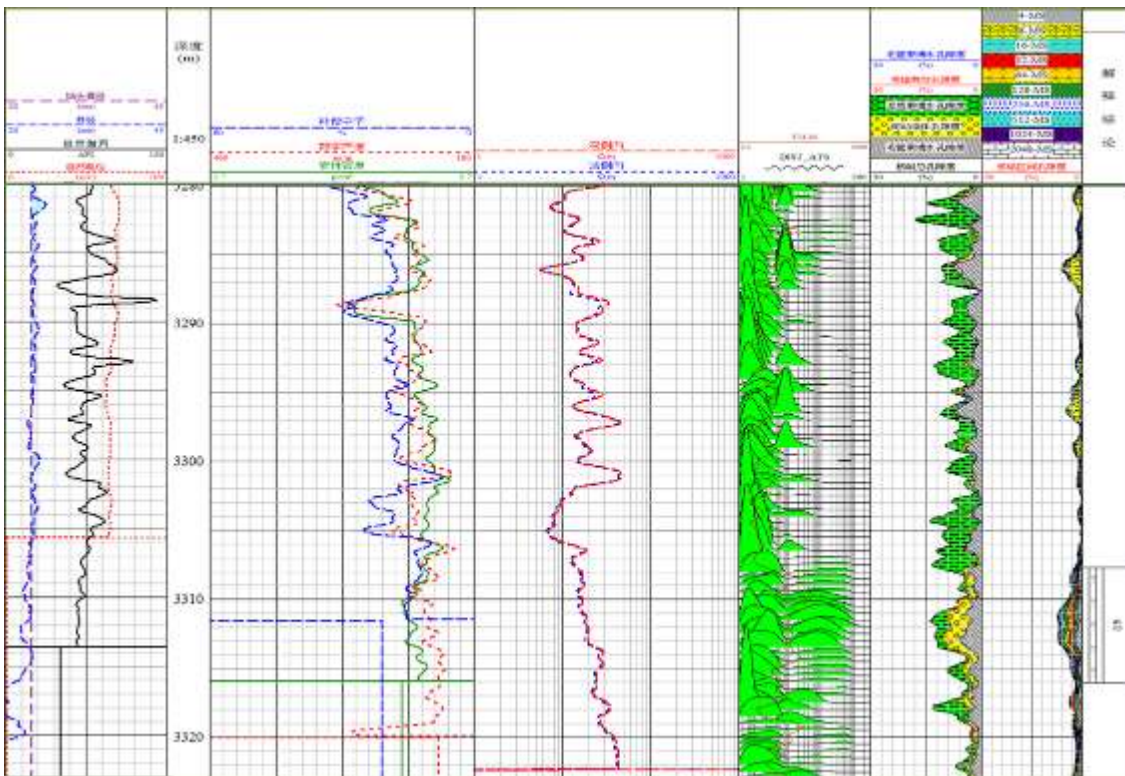


Рисунок.7. Применение эксцентрикового каротажа ядерного магнитного резонанса iMRT

5 Заключение

- 1) Измерение скорости эксцентрического ядерного магнитного резонанса в значительной степени зависит от длины предварительно поляризованных магнитов, длины антенны и продольного разрешения. В целом, чем длиннее предварительно поляризованный магнит, тем больше длина антенны и чем ниже продольное разрешение, тем быстрее выполняется измерение скорости.
- 2) Эксцентрический ядерный магнитный резонанс (ЯМР) измеряется путем прилипания к стволу скважины, и между оболочкой антенны и пластом находится лишь небольшое количество бурового раствора. На эффективность приема антенного сигнала это практически не влияет, поэтому удельное сопротивление бурового раствора не влияет на скорость эксцентрического ЯМР.
- 3) Способ определения эксцентрической скорости ядерного магнитного резонанса заключается в том,

чтобы сначала рассчитать максимальную скорость на основе длины поляризованного магнита и длины антенны, а затем совместно рассчитать скорость на основе продольного разрешения и параметров сбора данных в режиме наблюдения. Наконец, сравните две скорости и примите минимальное значение в качестве текущей скорости.

4) Оптимизация времени ожидания, интервала эхо-сигналов и количества цепочек эхо-сигналов в режиме наблюдения ядерно-магнитного каротажа в зависимости от геологических условий может повысить скорость измерений.

УДК 621.396.96

页岩油全直径岩心二维核磁共振流体分布特征研究与应用

蔡文渊¹ 刘国强² 袁超³ 张伟¹ 于伟高⁴ 王少卿¹ 武兆林¹

(1. 中国石油集团测井有限公司; 2. 昆仑数智科技有限责任公司; 3. 中国石油油气和新能源分公司, 4. 中国石油华北油田分公司)

摘要：如何客观评价页岩油层中的孔隙流体，准确测量和定量表征页岩油及致密油储层含油饱和度和可动油含量等参数已经成为当前急需解决的重要技术难题。本文率先在国内引入车载移动式全直径岩心核磁共振测量仪，开展了页岩油岩心现场测试分析和评价研究工作，实现了现场对钻井取心进行连续、高精度、无损的快速核磁共振扫描，弥补了核磁共振测井和室内岩心实验的不足，填补了国内页岩油全直径岩心现场测量技术空白。结合现场岩心描述、其他配套实验数据及试油验证，系统总结出不同流体组分的 T_1 - T_2 二维核磁共振图谱特征，明确了不同孔径中油、水流体信号 T_1/T_2 比值变化规律，建立了基于全直径岩心二维核磁共振谱特征的孔隙流体组分分析方法及识别标准，实现页岩油、致密油及复杂碎屑岩等储层孔隙流体组分准确识别与流体饱和度定量解释。车载移动式全直径岩心二维核磁共振测量技术方法在古龙页岩油、长 7₃ 页岩油、巴彦河套勘探评价中发挥了重要作用，在大庆、长庆、西南、华北、新疆等致密油气田已规模应用，取得良好效果。

关键词：全直径岩心；二维核磁共振；流体组分；可动油饱和度

0 引言

储集物性、含油性是页岩油、致密油等非常规储层甜点评价中的两项关键参数^[1-8]，随着页岩油勘探的不断深入，储集空间中流体可流动性也成为一项重要评价指标。然而，页岩油、致密油等非常规储层微观孔隙结构复杂，储集空间主要为纳米级和微纳（亚微）米级尺度孔隙，流体赋存状态十分复杂^[9-13]，现有的岩石物理实验方法和测井方法在表征孔隙流体特征中均面临较大挑战，如何准确测量和定量表征页岩油及致密油储层含油饱和度和可动油含量等参数、客观评价其含油性与可动性已经成为当前急需解决的重要技术难题。

近年来，二维核磁共振技术已应用于页岩油、致密油柱塞岩样的岩石物理实验测量和流体识别中，国内外学者主要基于高频核磁共振分析仪对来自页岩油储层钻井取心的柱塞样来样和干样，进行了较多的二维核磁共振实验室测量和二维核磁 T_1 - T_2 图谱流体组分分析，研究表明二维核磁 T_1 - T_2 技术能较好地识别出孔隙空间中不同赋存状态的流体组分和固体有机质^[14-17]。另外，研究学者还开展了对页岩油粉碎样进行逐级地化热解和二维核磁共振实验室联测分析研究，证实了基于二维核磁 T_1 - T_2 图谱可有效区分吸附烃和游离烃信号，并可用于评价流体的可流动性^[18,19]。虽然二维核磁共振技术在页岩油研究方面取得较大进展，但距离页岩油、致密油甜点评价与优选的现场应用方面仍面临诸多困难，一是在纹层发育的泥页岩岩心上取柱塞样困难，获取完整岩样受限，对于纵向非均质性强的页岩油储层而言，柱塞岩样代表性存在局限。二是在制备新鲜岩样过程中，无法避免柱塞样中流体的散逸，导致在实验室对新鲜来样进行二维核磁共振测量分析获取的流体组分并不完全，主要是缺失易散失的可动流体组分，因此会低估储层品质。三是二维核磁 T_1 - T_2 图谱流体分布研究还有待于深入，存在不同尺度孔隙空间中流体信号界限不清的问题，虽然国内外学者根据各自实验研究总结概括了诸多二维核磁 T_1 - T_2 图谱流体分布图版，但这些图版中的流体组分界限存在巨大差异^[20-23]，当前还缺乏广泛适用的流体识别图版，二维核磁共振岩石物理分析技术亟待深化。此外，二维核磁共振测井技术在页岩油、致密油地层开始初步应用，在含油性评价方面发挥了重要作用，但受到井筒客观条件和采集模式与原始回波信号信噪比较低等问题的制约，与实验室岩样测量相比，其观测范围、测量精度受限，纳米级孔隙流体观测不完整，二维核磁 T_1 - T_2 图谱分辨率较低，对 T_2 小于 10ms 区间的流体组分信号区分度低，急需相应的二维核磁共振岩石物理实验的标定，明确不同孔隙流体组分界限，提高解释精度。

车载移动式全直径岩心二维核磁共振测量技术的出现有效解决了上述问题，该技术能直接对现场刚出筒的钻井取心进行连续、无损、快速的核磁共振测量，在钻井阶段及时获取岩心连续深度、高信噪比的一维核磁 T_2 和二维核磁 T_1 - T_2 共振数据，兼顾了核磁共振测井连续测量与室内高精度测量的优势，更加真实反映了致密储层流体组分分布特征。本文在阐述车载移动式全直径岩心二维核磁共振测量技术方法及优势的基础上，结合现场岩心描述、其他配套实验数据及试油验证，建立了基于全直径岩心二维核磁 T_1 - T_2 图谱的孔隙流体组分分析方法及流体识别标准。截止 2022 年 9 月，这项技术在国内各大油田已展开规模应用，提供了基于二维核磁 T_1 - T_2 图谱解释的含油饱和度、可动油饱和度等重要参数，为页岩油、致密油勘探储层甜点评价、油层识别和资源评估的奠定了基础。

1 全直径岩心二维核磁共振现场测量技术

通过建立的全直径岩心二维核磁共振移动式车载装置，实现了在井场对钻井取心进行核磁共振测量。图 1 为全直径岩心二维核磁共振由测量系统，在井场钻井取心出筒后，第一时间将其放置在岩心槽中，通过岩心步进系统将岩心匀速地推送至磁场中进行核磁共振扫描测量，测距仪连续记录测量深度。

采用 CPMG 脉冲序列进行一维核磁共振 T_2 测量，通过连续深度采样的方式进行扫描，按深度逐点对采集的单回波串反演处理，获取沿着岩心、连续深度的一维标准 T_2 谱；采用多组等待时间的饱和恢复脉冲序列进行二维核磁共振 T_1 - T_2 测量，通过连续点测的方式进行扫描，按深度逐点对采集的多组回波串反演处理，获取沿着岩心、连续深度的 T_1 - T_2 图谱。通过获取的一维核磁 T_2 和二维核磁 T_1 - T_2 图谱，进行储层物性、流体组分与饱和度评价。

与室内柱塞岩样核磁共振实验技术相比，全直径岩心二维核磁共振现场测量具有以下独特优势：
a. 能直接对钻井取心进行无损测量。在不破坏钻井取心的同时，也避免了制备新鲜柱塞岩样过程中的流体散逸。
b. 在钻井现场即可获得第一手的原始地层信息，能快速且准确提供储层孔隙度、孔隙结构和流体组分、含油饱和度等关键参数分析。
c. 与室内实验室对柱塞岩样进行单点测量不同，全直径岩心测量采用沿着岩心进行连续扫描的方式，可获取连续深度采样的一维核磁 T_2 、二维核磁 T_1 - T_2 图谱。测量的纵向深度分辨率高达 1cm，即可精确测量到长度为 1cm 的岩心圆柱体中的流体信息，能充分满足非均质性较强的页岩油、致密油储层高精度评价需求。
d. 测量的对象为钻井全直径岩

心，所测量的岩心体积比柱塞岩样更大，能更完整地反应地层中的孔隙和流体信息。可直接测量直径 12cm（及以内）的钻井取心，测量的岩心体积是柱塞岩样（常用直径 1.5、2.5cm 等）的 70-180 倍。与二维核磁共振测井相比，全直径岩心二维核磁共振采用了更高的发射频率、更小的回波间隔及恢复等待时间，极大提高了信噪比。

本次研究采用两种仪器，其工作主频均为 6MHz，一维核磁共振 T_2 采集回波间隔分别为 0.2、0.3ms，二维核磁共振 T_1 - T_2 采集模式分别为：回波间隔 $T_E=0.2\text{ms}$ 的饱和脉冲序列（SR-CPMG）、和回波间隔 $T_E=0.4\text{ms}$ 的多等待时间脉冲序列（MCPMG）两种。从大量现场实测数据对比来看，两种仪器及相应的采集模式获取的二维 T_1 - T_2 图谱数据具有高度的一致性。

2 基于全直径岩心二维核磁 T_1 - T_2 图谱的储层流体组分识别

越来越多的学者将二维核磁共振技术应用于储层流体性质识别，大都是利用柱塞岩样二维核磁共振实验数据进行流体性质分析^[24-28]，但是柱塞岩样对整个储层代表的局限性、制备柱塞样过程中的流体散逸等问题严重制约了储层流体识别现场应用。另外，二维核磁共振测井由于信噪比较低，现阶段还无法完整观测到页岩油、致密油纳米级孔隙流体信号，且分辨能力低。

本文通过对大量页岩油、致密油及常规储层全直径岩心二维核磁共振现场实测数据的分析，并同步开展了室内柱塞岩样的二维核磁 T_1 - T_2 测量及对比分析，同时结合现场岩心描述及试油验证，系统总结了不同流体组分在二维核磁 T_1 - T_2 图谱上的分布特征，建立形成基于全直径岩心二维核磁共振的储层流体组分分析及流体性质识别图版。为避免由于核磁共振测量仪不同的主频差异大导致的测量结果差异大，室内柱塞样核磁共振测量仪采用 5.0MHz 主频，与全直径岩心核磁共振测量仪 6.0MHz 接近，且室内与现场岩心核磁共振测量所采用的采集参数完全一致。

2.1 不同流体组分的 T_1 - T_2 图谱分布特征

储层中不同的流体组分在二维核磁 T_1 - T_2 图谱上表现为不同的信号集合，通过前人研究^[20-23,24-28]和全直径岩心二维核磁实测数据发现不同流体组分的 T_2 、 T_1/T_2 值特征不同，通常油具有更高的 T_1/T_2 值，而水的 T_1/T_2 值则更低。值得注意的是页岩油、致密油及部分砂岩储层中的孔隙结构多种多样，不同孔径中的流体赋存状态较为复杂，为流体识别带来困难。为此，本文在不同尺度孔隙区间划分的基础上，利用 T_1 - T_2 图谱中流体信号的峰值点位置及主要分布范围的 T_2 、 T_1/T_2 值特征来进

行流体组分分析与识别。

本文根据大量的全直径岩心二维核磁共振实测数据分析认为，传统的核磁共振测井“三组分”孔隙模型（粘土束缚水、毛管束缚水、可动流体）已经不能满足页岩油等非常规储层孔隙流体划分与描述的需求，其中最主要问题是 T_2 在 1.6ms 之前的“粘土束缚水孔隙区间”其实包括了粘土孔隙束缚水和纳米孔隙束缚油等信号。统计分析大量的全直径岩心二维核磁共振现场实测资料，发现大多数的页岩油、致密油等储层中不同的流体组分在二维图谱的 T_2 维度上具有界限区分，基本上可以划分出 5 个区间。基于全直径岩心二维核磁 T_1 - T_2 图谱分布特征研究及有关 T_2 孔径转换关系研究成果^[29-33]，本文首次提出了在 T_2 维度上的“五组分”孔隙区间划分模型，涵盖了总孔隙空间中全尺度孔径分布范围，分别是：微孔、微小孔、小孔、中孔、大孔（见表 1），满足了页岩油等非常规储层孔隙流体划分与表征的要求。

表 1 “五组分”孔隙区间划分标准

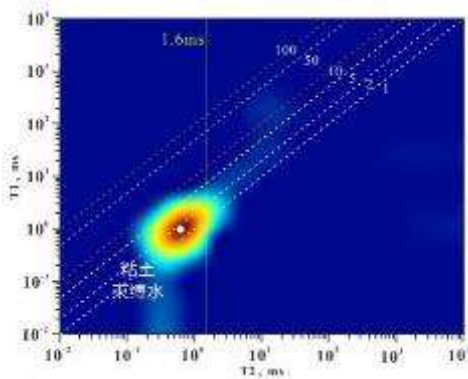
孔隙区间	T_2 弛豫时间	包含的流体组分
微孔	0.2-1.6ms	粘土束缚水 吸附油 重组分残余油
微小孔	1.6-6ms	毛管束缚水 可动油
小孔	6-20ms	可动水 可动油
中孔	20-60ms	
大孔	>60ms	

2.1.1 微孔区间 (T_2 :0.2-1.6ms) 流体组分

微孔区间主要包含粘土束缚水、吸附油及重组分残余油三种流体组分。如图 1a 所示，为纯泥岩柱塞岩样的室内二维核磁实验结果，流体信号为集中在微孔区间中的粘土束缚水，信号峰值点位置分布在 $T_1/T_2=5$ 倍线以下，信号主要范围分布在 $T_1/T_2=10$ 倍线以下。图 1b 为河套盆地临河组纯泥岩全直径岩心二维核磁测量结果，其粘土束缚水信号与室内纯泥岩柱塞样的分布特征基本一致（图

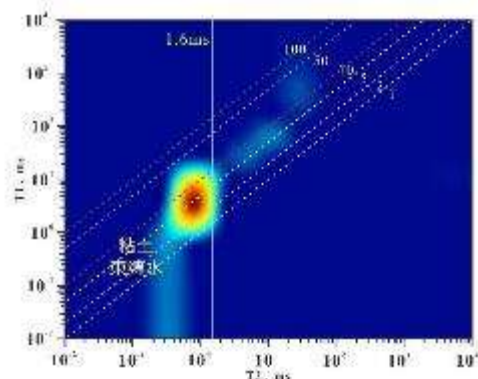
1a)。与粘土束缚水信号的二维核磁 T_1 - T_2 图谱分布特征不同，微孔区间中的吸附油信号具有更高的 T_1/T_2 比值，如图 1c 为河套盆地临河组富含有机质泥岩的全直径岩心二维核磁测量结果，微孔区间中流体信号峰值点分布在 $T_1/T_2=20-30$ 倍线左右，信号主要范围分布在 $T_1/T_2=10-100$ 倍之间，流体组分为吸附油（与粘土束缚水信号能显著区分开），岩心描述该泥岩样品中含油特征显著，岩心实物在荧光下显示为富含有机质的泥岩（图 1d）。另外，比吸附油具有更高 T_1/T_2 比值特征的流体信号一般为重组分残余油流体，通常其峰值点位置及信号主要范围分布在 $T_1/T_2=100$ 倍以上。图 1e、图 1f 分别为四川盆地凉高山组和鄂尔多斯盆地延长组的致密油储层全直径岩心二维核磁 T_1 - T_2 图谱特征，微孔区间除了包括吸附油流体组分以外，均含有重组分残余油流体，这部分的流体组分特征需进一步研究。

注：本文出现二维图谱中，蓝色虚线为 $T_1/T_2=1$ 倍线；粉色虚线为 $T_1/T_2=2$ 倍线；黄色虚线为 $T_1/T_2=5$ 倍线；红色虚线为 $T_1/T_2=10$ 倍线；灰色虚线为 $T_1/T_2=50$ 倍线；绿色虚线为 $T_1/T_2=100$ 倍线。



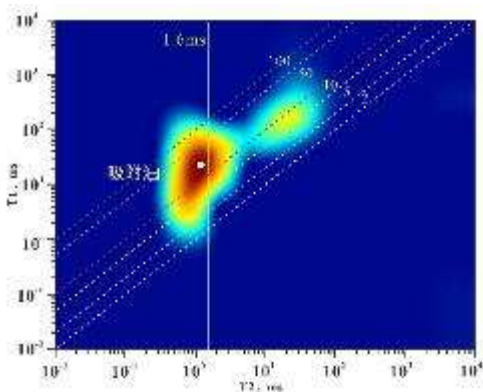
a. 纯泥岩柱塞岩样室内

实验室测量



b. 纯泥岩全直径岩心

现场测量（河套盆地临河组）

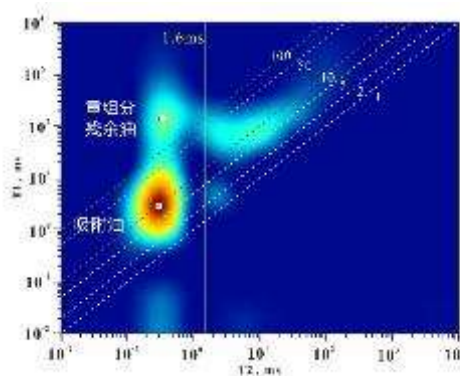
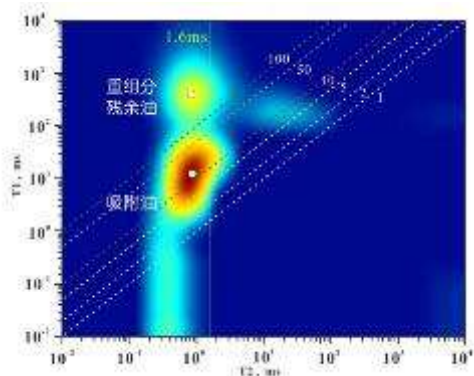


c.富含有机质泥岩全直径岩心

d.富含有机质泥岩岩心

现场测量 (河套盆地临河组)

实物横截面与荧光图像



e.致密油储层全直径岩心

f.致密油储层全直径岩心

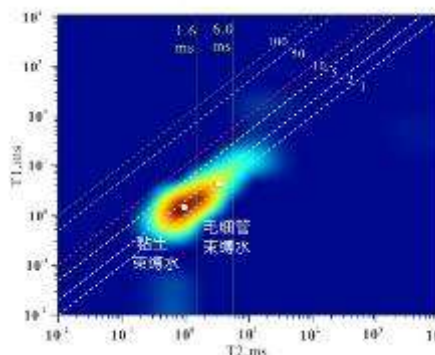
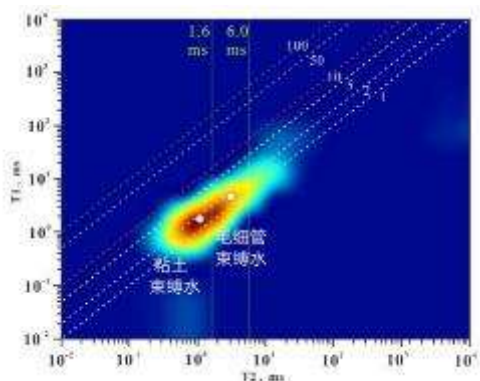
现场测量 (四川盆地凉高山组)

现场测量 (鄂尔多斯盆地延长组)

图 1 微孔区间流体组分分布特征

2.1.2 微小孔区间 ($T_2:1.6-6.0ms$) 流体组分

微小孔区间主要包含毛管束缚水、可动油两种流体组分。图 2a、2b 为两块不同柱塞岩样在洗油洗盐、饱和水后的室内二维核磁测量结果，两块样品的流体信号都主要包括两部分：微孔区间中的粘土束缚水、微小孔区间中的毛管束缚水。毛管束缚水信号峰值点位置分布在 $T_1/T_2=2$ 倍线左右，信号主要范围则分布在 $T_1/T_2=5$ 倍线以下。图 2c、2d 为松辽盆地古龙页岩油全直径岩心二维核磁现场测量结果，该段页岩油储层孔隙以微孔、微小孔为主，微小孔中的流体信号峰值点位置分布均在 $T_1/T_2=10$ 倍以上，信号主要范围分布在 $T_1/T_2=5-7$ 倍以上，与毛管束缚水的分布特征能完全区分开。值得指出的是，针对同一孔隙区间中的油，其信号的 T_1/T_2 比值越高 (图 2d)，则油的流动性一般会越差。

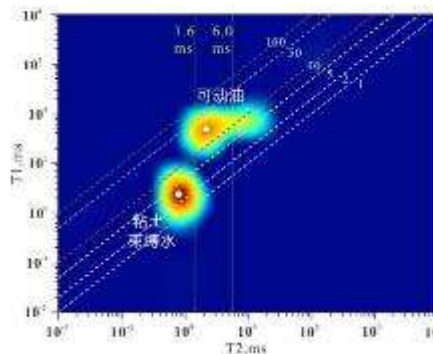
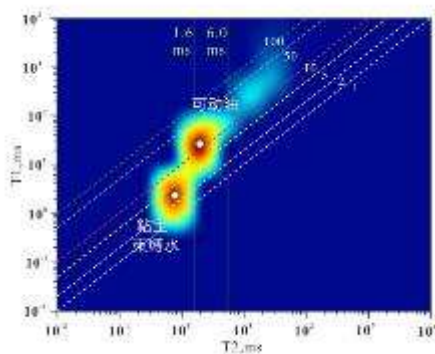


a. 洗油洗岩、饱和水后柱塞岩样 1

b. 洗油洗盐、饱和水后柱塞岩样 2

室内实验室测量

室内实验室测量



c. 页岩油全直径岩心微小孔

d. 页岩油全直径岩心微小孔

可动油分布特征 1 (松辽盆地古龙凹陷青

可动油分布特征 2 (松辽盆地古龙凹陷青

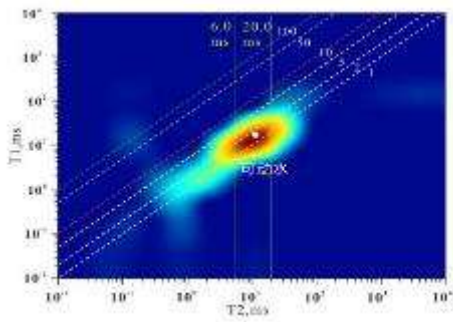
山口组)

山口组)

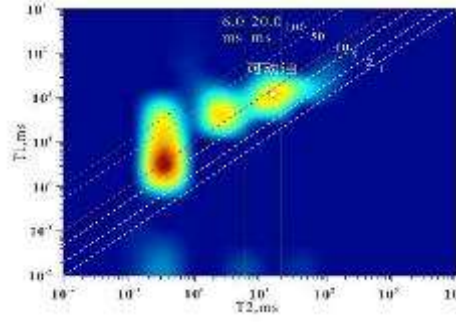
图 2 微小孔区间流体组分分布特征

2.1.3 小孔区间 ($T_2:6.0-20.0ms$) 流体组分

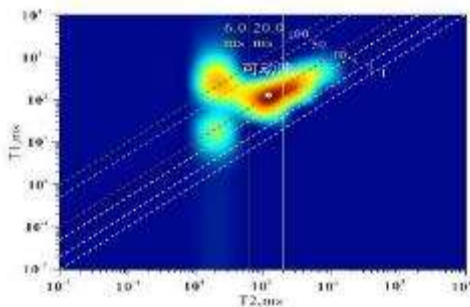
小孔区间主要包含可动水、可动油流体组分。图 3a 为柱塞岩样在洗油洗盐、饱和水后的室内二维核磁测量结果，流体信号主要为小孔中的可动水，小孔可动水与毛管束缚水的信号特征类似，峰值点位置分布在 $T_1/T_2=2$ 倍线附近，信号主要范围则分布在 $T_1/T_2=5$ 倍线以下。图 3b、3c、3d 分别为鄂尔多斯盆地延长组致密油储层、松辽盆地青山口组古龙页岩油储层、四川盆地凉高山组页岩油储层全直径岩心二维核磁图谱特征，岩心实物描述均为饱含油。通过全直径岩心二维核磁现场测量，重点分析了三个地区页岩油、致密油储层在小孔区间中的流体信号，其峰值点位置分布均在 $T_1/T_2=10$ 倍线附近，信号主要范围分布在 $T_1/T_2=5$ 倍以上，为可动油流体，与该区间的可动水信号能明显区分。



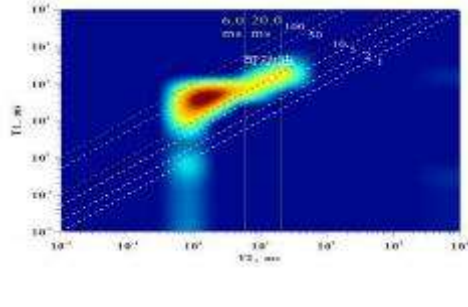
a. 洗油洗岩、饱和水后柱塞岩样
室内实验室测量



b. 致密砂岩全直径岩心小孔可动油
分布特征 (鄂尔多斯盆地延长组)



c. 页岩油全直径岩心小孔可动油
分布特征 (松辽盆地古龙凹陷青山口组)

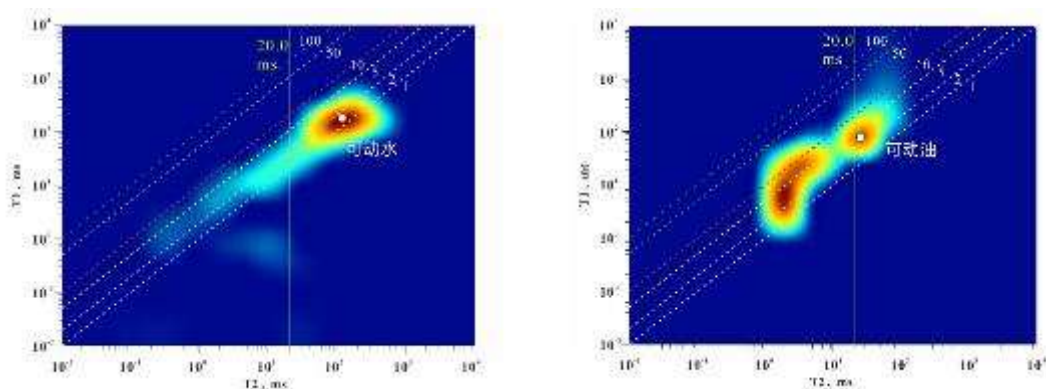


d. 页岩油全直径岩心小孔可动油
分布特征 (四川盆地梁高山组)

图 3 小孔区间流体组分分布特征

2.1.4 中孔、大孔区间 ($T_2 > 20.0\text{ms}$) 流体组分

中孔、大孔区间主要对应常规砂岩储层，所包含的流体组分主要为可动水、可动油。图 4a 为柱塞岩样在洗油洗盐、饱和水后的室内二维核磁测量结果，中孔、大孔区间主要为可动水流体，其信号峰值点分布在 $T_1/T_2=1-2$ 倍线左右，信号主要范围则分布在 $T_1/T_2=3$ 倍线以下。图 4b 为巴彦河套临河组常规砂岩储层全直径岩心二维核磁测量结果，录井显示为油斑细砂岩，试油证实为油层，可动油信号峰值点分布在 $T_1/T_2=3$ 倍线左右，信号主要范围则分布在 $T_1/T_2=2$ 倍以上，与微孔-小孔区间的油、水信号的 T_1/T_2 比值相比，中孔、大孔区间中油、水信号的 T_1/T_2 比值更低。



a.常规砂岩洗油洗盐饱和和水后柱塞岩样室

b.常规砂岩纯油层全直径岩心

内

现场测量 (河套盆地临河组)

实验室测量

图 4 中孔、大孔区间流体组分分布特征

2.2 流体组分解释标准及饱和度定量计算

二维核磁 T_1 - T_2 图谱资料分析表明, 不同孔径中包含不同赋存状态的流体组分, 且不同孔径中油与水的 T_1/T_2 比值特征不同: 微孔-小孔区间油与水信号的 T_1/T_2 比值差异较大, 两者容易区分; 中大孔区间油与水信号的 T_1/T_2 比值差异较小, 两者的区分度比微孔-小孔区间中油与水的区分度低。

通过大量全直径岩心二维核磁共振测量与结果分析, 结合现场岩心描述、配套柱塞岩样实验数据及试油验证, 建立了不同孔隙区间的全直径岩心二维核磁 T_1 - T_2 流体组分识别标准及图版, 并发现重要规律: 随着孔径增大 (T_2 增大), 孔隙中油与水信号 T_1/T_2 比值逐渐减小, 如表 2 和图 5 所示 (图 5 中红色实线为标注的油与水的界限)。值得注意的是, 不同工作频率的核磁共振仪器及不同采集参数 (主要为回波间隔) 会对全直径岩心测量结果产生较大影响, 表 2 与图 5 中不同流体组分 T_1/T_2 判识标准适用于工作频率 6MHz 的核磁共振仪器, 回波间隔为 0.2ms。

表 2 全直径岩心二维核磁 T_1 - T_2 流体组分识别标准

孔隙区间	T_2 弛豫时间	流体组分	T_1 弛豫时间	T_1/T_2 比值
微孔	<1.6ms	粘土束缚水	0.5-8ms	2-5
		吸附油	3-50ms	≥ 10

		重组分残余油	50-2000ms	≥50
微小孔	1.6-6ms	毛管束缚水	2-30ms	<5
		可动油	10-100ms	≥10
小孔	6-20ms	可动水	10-200ms	<5
		可动油		≥5
中孔、大孔	>20ms	可动水	20-400ms	≥2
		可动油	30-500ms	<2

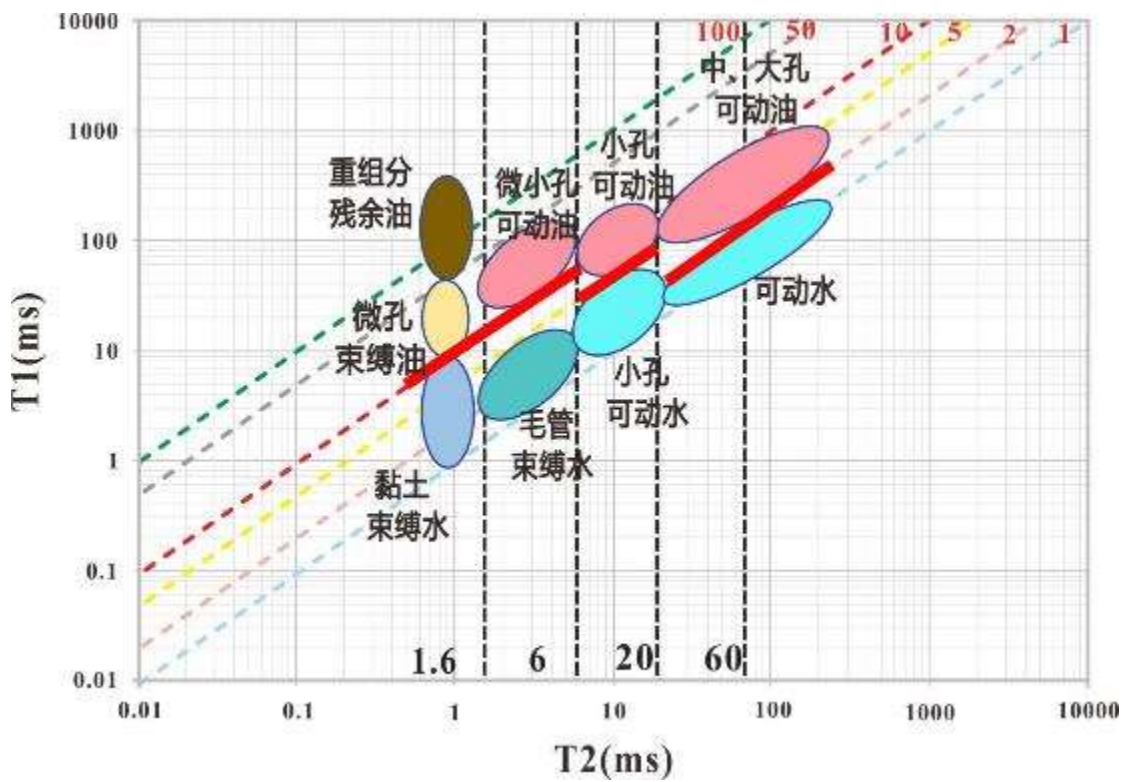


图 5 全直径岩心二维核磁 T_1 - T_2 流体组分识别图版

不同流体组分信号在二维核磁 T_1 - T_2 图谱上分布的区域不同，信号的分布区域越大、信号强度越高，则流体组分在孔隙中的占比越高，对应的饱和度越高。在二维核磁 T_1 - T_2 图谱流体组分定性识别的基础上，通过对流体组分分布区域内的信号强度进行累加，再与图谱信号总强度进行比值，得到流体组分的饱和度。如图 7 所示为鄂尔多斯盆地长 7₃ 致密油储层的二维核磁 T_1 - T_2 图谱特征，灰色虚线框为总的油信号（包括束缚油和可动油）分布区域、绿色虚线框为可动油信号的分布区域。

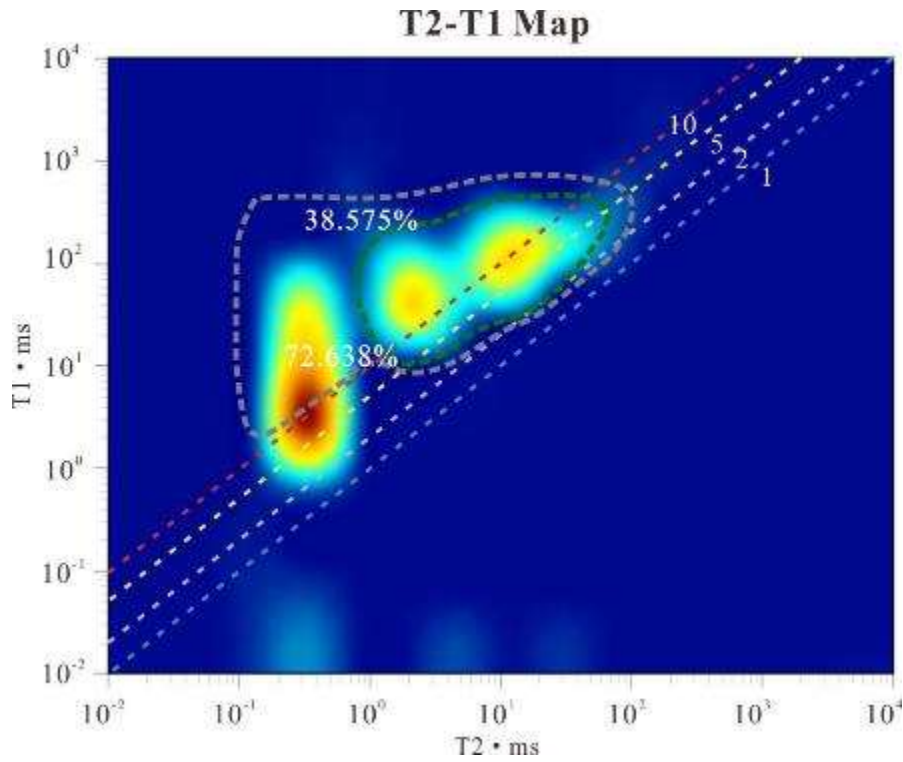


图 6 二维核磁 T_1 - T_2 图谱流体组分饱和度计算

如式 1-式 3 所示，为建立的二维核磁 T_1 - T_2 图谱流体组分饱和度计算模型。通过对图 6 中二维核磁 T_1 - T_2 图谱灰色虚线区域、绿色虚线区域信号强度累加，然后与图谱总信号强度进行比值，分别得到总含油饱和度（72.64%）、可动油饱和度（38.58%），实现二维核磁 T_1 - T_2 的流体组分饱和度定量评价。

$$Y_k = \sum_{\substack{m \leq i \leq n \\ p \leq j \leq q}} P(i, j) \quad (\text{式 1})$$

$$Y = \sum_{\substack{-\infty \leq i \leq +\infty \\ -\infty \leq j \leq +\infty}} P(i, j) \quad (\text{式 2})$$

$$S_k = (Y_k/Y) * 100 \quad (\text{式 3})$$

式中， Y_k 为第 k 种流体组分对应的信号强度； $P(i, j)$ 为 T_1 - T_2 二维图谱中 T_2 为 i 、 T_1 为 j 坐标点的信号强度； m 、 n 为第 k 种流体组分在 T_2 维度上的分布范围； p 、 q 为第 k 种流体组分在 T_1 维度上的分布范围； Y 为二维图谱总的信号强度； S_k 为第 k 种流体组分的饱和度。

3 应用实例

2020-2022 年，全直径岩心二维核磁共振技术规模应用于大庆、长庆、西南、新疆、青海、华北、福山等油田，在古龙页岩油、长 7₃ 致密油、巴彦河套低阻油勘探评价等方面发挥了重要作用，

如表 3 所示。现场应用实践表明：全直径岩心二维核磁共振技术已经成为页岩油、致密油勘探甜点评价、复杂碎屑岩油层识别和资源评估的一项新的重要技术。

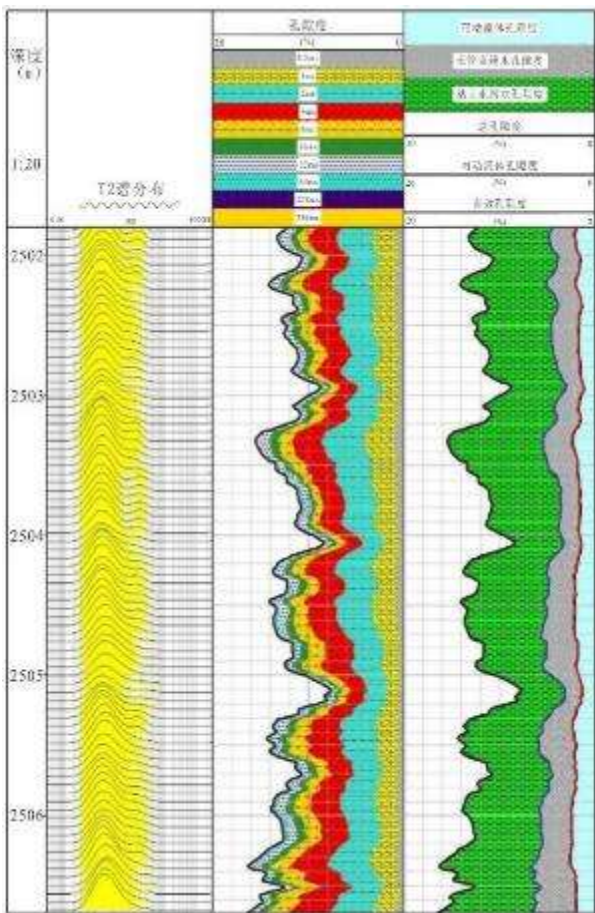
表 3 全直径岩心二维核磁共振技术应用地区及解决的主要问题

地区		目的层组	主要岩性	主要解决问题
松辽盆地	古龙、三肇	青一、二段	纹层状页岩	流体组分表征、可动油饱和度评价、甜点识别、储量参数计算
四川盆地	川中	凉高山组	细砂岩、页岩油	孔结构结构表征、流体组分识别甜点识别、含油性评价
柴达木盆地	柴西	下干柴沟	泥质白云岩、灰质泥岩	孔隙度确定、孔隙结构表征
鄂尔多斯盆地	庆城	延长组	页岩油、泥质粉砂岩	甜点识别、可动油饱和度评价
二连盆地	乌里雅斯太	阿尔善组	页岩油	流体组分识别、含油饱和度评价
河套盆地	兴隆	临河组	疏松砂岩	低阻油层识别评价，储量参数计算
冀中坳陷	饶阳	沙河街	细砂岩、粉砂岩	孔隙结构表征
福山凹陷	永安	流二段	泥质粉砂岩、含砾砂岩	孔隙度确定、含油性评价

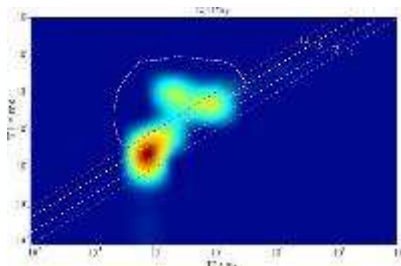
3.1 古龙页岩油甜点评价与储量参数计算

图 7 为松辽盆地古龙凹陷 GYA 井青一段全直径岩心核磁共振解释成果图。通过现场对钻井取心

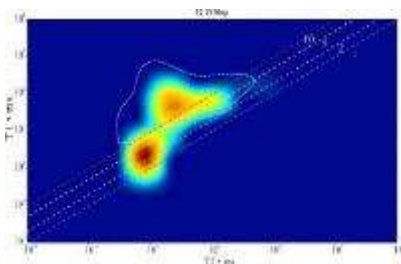
进行连续一维 T_2 、二维 T_1 - T_2 测量及资料处理分析，确定储层品质最好的甜点层，其总孔隙度为 11-14%，有效孔隙度为 3.7-5.8%，总含油饱和度为 36-55%，可动油饱和度为 30-47%（图 7b、c、d），可动油占比高、且未见明显的可动水。根据古龙页岩油纵向上的甜点评价成果进行水平井钻探，试油证实为纯油层。技术成果指导了古龙页岩油甜点识别与优选、可动油饱和度定量表征，为古龙页岩油勘探发现与储量上交提供有力支撑。



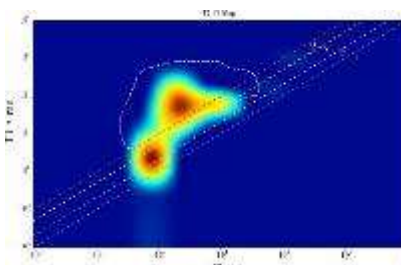
a. 一维核磁 T_2 孔隙度解释成果图



b.2502.60m 二维核磁图谱



c.2504.99m 二维核磁图谱



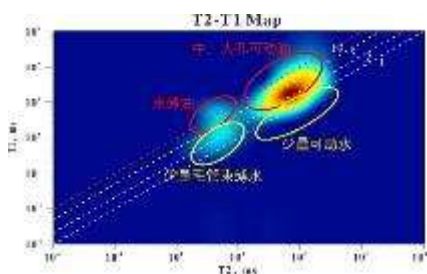
d.2505.52m 二维核磁图谱

图 7 古龙页岩油 GYA 井全直径岩心二维核磁解释成果图

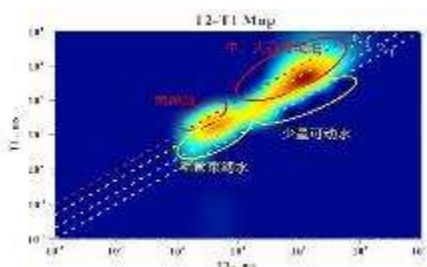
3.2 巴彦河套临河组低阻油层识别与评价

临河组地层埋藏较深，含油储层平均达到 5000-6000 米，属于咸化湖盆砂岩沉积地层，地层水总矿化度高达 130000-180000mg/L。在高矿化度地层水背景下，复杂岩性与孔隙结构相互作用，导致油层电阻率值变化非常大：既存在高电阻、低侵特征显著的典型油层，也存在低电阻、高侵特征的非典型油层。低阻油层的识别与饱和度定量评价非常困难。图 8 为 XHA 井临河组不同类型油层的全直径岩心二维核磁共振与常规测井解释综合成果。

通过全直径岩心二维核磁 T_1 - T_2 图谱，明确了临河组高矿化度条件下的毛管束缚水是低阻油层电阻率特征的主控因素。图 8b 为第 212 号层，二维核磁 T_1 - T_2 图谱为典型高阻油层特征，流体组分主要以中大孔可动油为主，电阻率一般大于 $10\Omega\cdot m$ ，含油饱和度为 67-78%；图 8c 为第 247 号层中等电阻率油层特征，流体组分主要以中大孔可动油和毛管束缚水为主，电阻率在 $4-10\Omega\cdot m$ 之间，含油饱和度为 56-70%；图 8d 为第 257-259 号层低阻油层特征，毛管束缚水信号较强，中大孔可动油信号较弱，该类油层电阻率一般低于 $2\Omega\cdot m$ ，含油饱和度为 48-55%。目前，已试油验证该类低油层的电阻率下限达到 $0.9\Omega\cdot m$ 。技术成果指导了巴彦河套临河组咸化湖盆沉积下低阻油层识别，实现含油饱和度定量评价，为兴华 1 区块上交亿吨探明储量提供了有力支撑。



b. 高电阻油层二维核磁图谱特征



c. 中等电阻油层二维核磁图谱特征

Цай Вэньюань¹, Лю Гоцян(цзян)² Юань Чао³ Чжан Вэй¹ Юй Вэйгао⁴ Ван Шаоцин¹ Ву Чжаолин¹
ООО по каротажу Китайской нефтяной корпорации.; 2. ООО Куньлуньшучжи по науке и технике.; 3.
Филиал по добыче нефти, газа и новой энергии Китайской нефтяной компании; 4. Филиал по добыче
нефти в Северном Китае Китайской нефтяной компании)

ИССЛЕДОВАНИЕ И ПРИМЕНЕНИЕ 2D ЯМР ХАРАКТЕРИСТИК РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ФЛЮИДОВ В КЕРНАХ ПОЛНОГО ДИАМЕТРА ИЗ СЛАНЦЕВОЙ НЕФТИ

Резюме: Как объективно оценить поровую жидкость в пластах сланцевой нефти, точно измерить и количественно охарактеризовать нефтенасыщенность и содержание подвижной нефти в сланцевой нефти и трудноизвлекаемых нефтяных коллекторах, стало важной технической проблемой, требующей срочного решения. Данная статья является лидером по внедрению в Китае мобильного прибора для измерения ядерного магнитного резонанса с керном полного диаметра, установленного на транспортном средстве, и провела полевые испытания, анализ и оценочные исследования кернов из сланцевой нефти. Это позволило обеспечить непрерывное, высокоточное и неразрушающее быстрое ядерно-магнитно-резонансное сканирование кернов на месте бурения, восполнить недостатки каротажа с использованием ядерного магнитного резонанса и экспериментов с керном в помещении, а также восполнить технический пробел в полевых измерениях кернов полного диаметра из сланцевой нефти в Китае. Основываясь на описании керна месторождения, других подтверждающих экспериментальных данных и проверке результатов испытаний нефти, систематически суммируются характеристики 2D ЯМР-спектров различных компонентов флюида T_1 - T_2 и уточняется закон изменения соотношения T_1/T_2 сигналов флюида нефти и воды в различных диаметрах отверстий. Метод анализа компонентов порового флюида и стандарт идентификации, основанные на спектральных характеристиках 2D ядерного магнитного резонанса кернов полного диаметра, разработаны для достижения точной идентификации компонентов порового флюида в сланцевой нефти и количественной интерпретации насыщенности флюидом в трудноизвлекаемых залежах нефти и сложных обломочных породах. Установленная на транспортном средстве мобильная технология 2D ЯМР-измерения керна полного диаметра сыграла важную роль в разведке и оценке сланцевой нефти Гулун, сланцевой нефти Чанг73, Баяньхэтао и была применена на трудноизвлекаемых нефтяных и газовых месторождениях в Дацине, Чанцине, Юго-западном, Северном Китае, Синьцзяне и достигла хороших результатов.

Ключевые слова: керн полного диаметра; двумерный ядерный магнитный резонанс; жидкие компоненты; подвижная нефтенасыщенность

0 Введение

Физические свойства коллектора и нефтеносность являются двумя ключевыми параметрами при оценке десерта нетрадиционных коллекторов, таких как сланцевая нефть и нефть в плотных породах [1-8]. С углублением разведки сланцевой нефти текучесть флюидов в пространстве коллекторов стала важным оценочным показателем. Однако микропористая структура нетрадиционных коллекторов, таких как сланцевая нефть и нефть в плотных породах, сложна, пространство коллектора в основном состоит из пор наноразмерного и микро-нано (субмикро) метрового масштаба, а состояние залегания флюида очень сложное [9-13]. Существующие методы петрофизических экспериментов и каротажных исследований сталкиваются с большими трудностями при определении характеристик порового флюида. Как точно измерить и количественно охарактеризовать такие параметры, как нефтенасыщенность и подвижное содержание нефти в сланцевой нефти и нефти в плотных породах, объективно оценивая ее содержание нефти и подвижность, стало важной технической задачей, которую необходимо срочно решить.

В последние годы технология двумерного ядерного магнитного резонанса была применена для петрофизических экспериментальных измерений и идентификации флюидов в образцах плунжерных пород сланцевой нефти и нефти в плотных породах. Ученые в стране и за рубежом, в основном на основе высокочастотного анализатора ядерного магнитного резонанса, провели дополнительные лабораторные измерения с использованием ядерного магнитного резонанса и двумерный анализ состава флюидов с ядерно-магнитным спектром T_1 - T_2 на образцах плунжера и сухих образцах из пласта сланцевой нефти. Исследование показало, что двумерная ядерно-магнитная технология T_1 - T_2 позволяет эффективно идентифицировать жидкие компоненты и твердое органическое вещество в различных состояниях залегания в поровых пространствах [14-17]. Кроме того, исследователи также провели совместное измерение и анализ измельченных образцов сланцевого масла в лаборатории поэтапного геохимического пиролиза и двумерного ядерного магнитного резонанса, которые подтвердили, что двумерный ядерно-магнитный спектр T_1 - T_2 может эффективно различать сигналы адсорбированных углеводородов и свободных углеводородов и может быть использован для оценки текучести текучесть [18,19]. Несмотря на то, что технология 2D ядерного магнитного резонанса добилась значительного прогресса в исследованиях сланцевой нефти, все еще существует много трудностей в области применения оценки и оптимизации "десерта" для сланцевой нефти и нефти в плотных породах. Во-первых, трудно отбирать поршневые пробы на сланцевых кернах с развитыми пластинками, а получение полных образцов породы ограничено. Для коллекторов сланцевой нефти с сильной вертикальной неоднородностью репрезентативность образцов плунжера ограничена. Во-вторых, в процессе подготовки свежих образцов горных пород невозможно избежать рассеивания жидкости в плунжерном образце, что приводит к неполному составу компонентов жидкости,

полученных в результате измерения методом двумерного ядерного магнитного резонанса и анализа свежих образцов в лаборатории. Основная причина заключается в отсутствии подвижных компонентов жидкости, которые склонны к рассеиванию, что приводит к недооценке качества коллектора. В-третьих, все еще есть возможности для дальнейших исследований текущего распределения двумерных ядерно-магнитных спектров T_1 - T_2 . Существует проблема нечетких границ флюидного сигнала в поровых пространствах разного масштаба. Хотя отечественные и зарубежные ученые обобщили множество альбомов распределение потоков двумерных ядерно-магнитных спектров T_1 - T_2 на основе своих экспериментальных исследований, существуют значительные различия в границах состава жидкости в этих альбомах^[20-23]. В настоящее время не хватает широко применяемых идентификационных табличек для флюидов, поэтому технология двумерного ядерно-магнитного резонансного анализа горных пород нуждается в срочном совершенствовании. Кроме того, технология 2D ЯМР-каротажа первоначально применялась в сланцевой нефти и нефть в плотных породах, играя важную роль в оценке нефтеносности. Однако из-за ограничений объективных условий ствола скважины и низкого отношения сигнал/шум между режимом сбора и исходным эхо-сигналом, по сравнению с лабораторным измерением образца горной породы, диапазон его наблюдения и точность измерений ограничены, наблюдение нанопористого флюида является неполным, а разрешение из 2D ЯМР T_1 - T_2 низкий, дифференциация сигналов компонентов флюида с T_2 менее 10мс низкая, и необходимо срочно откалибровать соответствующие эксперименты по физике горных пород с использованием 2D ядерного магнитного резонанса, уточняйте границы различных компонентов порового флюида и повышайте точность интерпретации. Появление технологии 2D-измерения ядерного магнитного резонанса с подвижным керном полного диаметра, устанавливаемой на транспортном средстве, эффективно решает вышеуказанные проблемы. Эта технология позволяет непосредственно проводить непрерывные, неразрушающие и быстрые измерения методом ядерного магнитного резонанса на буровом керне непосредственно из ствола скважины. На этапе бурения он может своевременно получать данные одномерного ядерного магнитного резонанса T_2 и двухмерного ядерного магнитного резонанса T_1 - T_2 с непрерывной глубиной и высоким отношением сигнал/шум керна, принимая во внимание преимущества непрерывного каротажа ядерного магнитного резонанса и высокоточных измерений внутри керна. Это более точно отражает характеристики распределения компонентов текучей среды в герметичных коллекторах в плотных породах. На основе разработки метода и преимуществ технологии 2D-ядерно-магнитного резонансного измерения подвижного керна полного диаметра в сочетании с описанием керна на месте, другими подтверждающими экспериментальными данными и верификацией результатов испытаний нефти в этой статье устанавливается метод анализа состава порового флюида и стандарт идентификации флюида на основе 2D-керна полного диаметра. спектр T_1 - T_2 ядерного магнитного резонанса. К сентябрю 2022 года эта технология была применена в широком масштабе на крупных отечественных нефтяных месторождениях, обеспечивая нефтенасыщенность, подвижную

нефтенасыщенность и другие важные параметры на основе интерпретации двумерной ядерно-магнитной карты T_1 - T_2 , закладывая основу для оценки "десерт", идентификации коллекторов и оценки ресурсов сланцевой нефти и нефти в плотных породах, разведочные залежи нефти.

Технология измерения поля 2D ядерного магнитного резонанса для керна полного диаметра

Благодаря созданию мобильного устройства 2D-ядерного магнитного резонанса полного диаметра было достигнуто измерение кернов с помощью ядерного магнитного резонанса на буровой площадке скважины. На рисунке 1 показана сканирующая измерительная система 2D ядерного магнитного резонанса (ЯМР) для керна полного диаметра. После извлечения керна из ствола на месте скважины он помещается в гнездо для керна в первый раз. КERN помещается в магнитное поле с равномерной скоростью через систему ступенчатого перемещения керна для измерения методом ЯМР-сканирования, а оборудование для измерения расстояния непрерывно регистрирует глубину измерения.

Используя импульсную последовательность CPMG для одномерного измерения T_2 методом ядерного магнитного резонанса, сканирование осуществляется путем непрерывной выборки по глубине, и собранная одиночная эхо-последовательность инвертируется точка за точкой в соответствии с глубиной для получения одномерного стандартного спектра T_2 вдоль керна и непрерывной глубины; Используя множество наборов последовательностей импульсов восстановления насыщения со временем ожидания для измерения T_1 - T_2 двумерного ядерного магнитного резонанса, сканируя с помощью непрерывного точечного измерения и инвертируя собранные множественные наборы эхо-сигналов точка за точкой в соответствии с глубиной для получения спектров T_1 - T_2 вдоль керна и непрерывной глубины. Оцените физические свойства коллектора, компоненты флюида и насыщенность, используя полученные одномерные спектры ядерного магнитного резонанса T_2 и двумерные спектры ядерного магнитного резонанса T_1 - T_2 .

По сравнению с экспериментальной технологией ядерного магнитного резонанса с плунжерным керном внутри помещения измерение двумерного ядерного магнитного резонанса с керном полного диаметра на месте обладает следующими уникальными преимуществами: а. Он может непосредственно проводить неразрушающие измерения керна из буровых колонн. Не повреждая керна при бурении, это также позволяет избежать утечки жидкости во время подготовки свежих образцов породы с помощью плунжера. б. На месте бурения можно получить исходную стратиграфическую информацию из первых рук, которая может быстро и точно обеспечить анализ ключевых параметров, таких как пористость коллектора, структура пор, состав флюида, нефтенасыщенность и т.д. с. в отличие от одноточечного измерения образцов породы с помощью плунжера в закрытых лабораториях, при измерении керна полного диаметра используется непрерывное сканирование вдоль активной зоны для получения одномерных спектров ядерного магнитного резонанса T_2 и двумерных спектров ядерного магнитного резонанса T_1 - T_2 для непрерывного отбора проб по глубине. Разрешение измерения продольной глубины составляет до 1

см, что позволяет точно измерять информацию о жидкости в цилиндре с керном длиной 1см и может полностью удовлетворить спрос на высокоточную оценку сланцевой нефти и нефти в плотных породах с сильной неоднородностью. d. Объектом измерения является буровой керн полного диаметра, и измеренный объем керна больше, чем образец породы, взятый плунжером, что может более полно отражать информацию о порах и флюидах в пласте. Буровые керны диаметром 12см (или меньше) могут быть измерены непосредственно, а измеренный объем керна в 70-180 раз больше, чем у образцов породы с помощью плунжера (обычно используются образцы диаметром 1,5, 2,5см и т.д.). По сравнению с каротажем методом 2D ядерного магнитного резонанса, 2D ядерный магнитный резонанс с полным диаметром керна использует более высокая частота излучения, меньший интервал эхо-сигнала и время ожидания восстановления, что значительно улучшает соотношение сигнал/шум.

В этом исследовании использовались два типа приборов, оба с рабочей частотой 6МГц. Интервалы эхо-сигналов для получения данных одномерного ядерного магнитного резонанса T_2 составили 0,2 и 0,3мс соответственно. Режимы регистрации для двухмерного ядерного магнитного резонанса T_1 - T_2 были: последовательность насыщенных импульсов (SR-CPMG) с интервалом эхо-сигнала $TE=0,2$ мс и последовательность импульсов с многократным временем ожидания (MCPMG) с интервалом эхо-сигнала $TE=0,4$ мс. Из сравнения большого объема данных измерений на месте можно видеть, что двухмерные данные спектра T_1 - T_2 , полученные двумя приборами, и соответствующие режимы сбора данных имеют высокую согласованность.

Идентификация компонентов пластового флюида на основе 2D ЯМР T_1 - T_2 спектроскопии керна полного диаметра

Все больше и больше ученых применяют технологию двухмерного ядерного магнитного резонанса для определения свойств пластовых флюидов, в основном используя экспериментальные данные двухмерного ядерного магнитного резонанса образцов плунжерных пород для анализа свойств флюидов [24-28]. Однако ограничения плунжерных образцов породы в представлении всего коллектора и проблема рассеивания жидкости во время подготовки плунжерных образцов серьезно ограничивают применение идентификации пластовой жидкости на месте. Кроме того, из-за низкого отношения сигнал/шум 2D ЯМР-картаж на данном этапе не позволяет полностью наблюдать сигналы nano-порового флюида сланцевой нефти и нефти в плотных породах, а его разрешение низкое.

Основываясь на анализе данных полевых измерений методом 2D ЯМР большого количества кернов сланцевой нефти полного диаметра, нефти в плотных породах и обычных коллекторов, в этой статье синхронно были проведены измерения методом 2D ЯМР T_1 - T_2 и сравнительный анализ образцов породы внутри плунжера, а также систематически обобщены характеристики распределения различных компонентов флюида на 2D ЯМР-карте T_1 - T_2 в сочетании с описанием керна месторождения и подтверждением результатов испытаний нефти, Разработать метод анализа

состава пластового флюида и схему идентификации свойств флюида на основе двухмерного ядерного магнитного резонанса в керне полного диаметра. Чтобы избежать существенных различий в результатах измерений, вызванных различными основными частотами прибора для измерения ядерного магнитного резонанса, прибор для измерения ядерного магнитного резонанса с плунжерным образцом внутри помещения использует основную частоту 5,0МГц, что близко к 6,0МГц прибора для измерения ядерного магнитного резонанса с керном полного диаметра, и параметры сбора, используемые для измерения ядерного магнитного резонанса в помещении и на месте полностью согласованы.

Характеристики распределения спектров T₁-T₂ различных компонентов жидкости

Различные компоненты жидкости в коллекторе демонстрируют различные наборы сигналов в спектре T₁-T₂ двухмерного ядерного магнитного резонанса. Благодаря предыдущим исследованиям [20-23,24-28] и данным измерений методом двухмерного ядерного магнитного резонанса кернов полного диаметра было обнаружено, что значения T₂ и T₁/T₂ для различных компонентов жидкости различны. Как правило, нефть имеет более высокие значения T₁/T₂, в то время как вода имеет более низкие значения T₁/T₂. Стоит отметить, что структуры пор в сланцевой нефти, нефти в плотных породах и некоторых коллекторах из песчаника разнообразны, а состояние залегания флюидов в порах разного диаметра является сложным, что затрудняет идентификацию флюидов. Следовательно, основываясь на разделении интервалов пор в разных масштабах, в этой статье используются значения T₂ и T₁/T₂ для положения пика и основного диапазона распределения сигналов флюида в спектре T₁-T₂ для анализа и идентификации компонентов флюида.

Основываясь на анализе большого количества данных 2D ЯМР-измерений кернов полного диаметра, в данной статье предполагается, что традиционная "трехкомпонентная" модель пор ЯМР-каротажа (вода, связанная с глиной, вода, связанная с капиллярами, подвижная жидкость) больше не может соответствовать требованиям классификации поровых флюидов и описания нетрадиционных коллекторов например, в сланцевом масле основная проблема заключается в том, что "интервал пор связанной с глиной воды", равный T₂ до 1,6 мс, на самом деле включает такие сигналы, как связанная с глиной вода и масло, связанное с нанопорами. Статистически анализируя большое количество данных полевых измерений 2D ЯМР кернов полного диаметра, было обнаружено, что различные компоненты флюидов в большинстве сланцевой нефти, нефти в плотных породах и других коллекторах имеют граничные различия в измерении T₂ 2D карты, которые в основном можно разделить на 5 интервалов. Основываясь на исследовании характеристик распределения двумерного атласа керна полного диаметра ядерного магнитного резонанса T₁-T₂ и результатах исследований зависимости преобразования размера пор T₂[29-33], в данной статье впервые предлагается "пятикомпонентная" модель разделения интервалов пор в измерении T₂, охватывающая полномасштабный диапазон распределения пор по размерам в общем поровом пространстве, который делится на микропоры, мелкие поры, малые поры, средние поры и большие поры (см.

таблицу 1), соответствует требованиям к разделению и характеристике порового флюида в нетрадиционных коллекторах, таких как сланцевая нефть.

Таблица 1 Стандарты разделения пор на "пятикомпонентные" интервалы

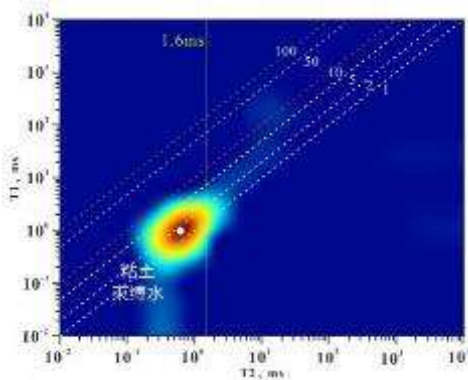
Интервал пор	Время релаксации t_2	Включенные жидкие компоненты
Микропоры	0.2-1.6ms	Вода, связанная с глиной Впитанное масло Рекомбинантное остаточное масло
Мелкие поры	1.6-6ms	Связанная капиллярами вода Подвижное масло
Малые поры	6-20ms	Подвижная вода Подвижное масло
Средние поры	20-60ms	
Большие поры	>60ms	

Интервал микропор (T_2 : 0,2-1,6мс) состав жидкости

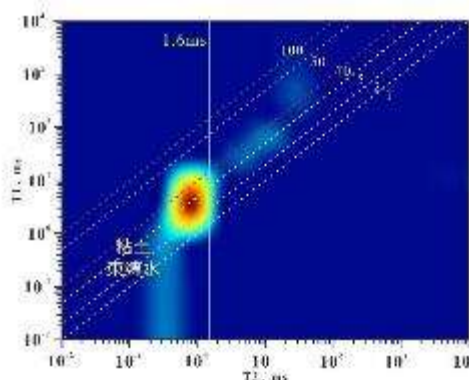
Микропористый интервал в основном включает в себя три текучих компонента: воду, связанную с глиной, адсорбированную нефть и остаточную нефть тяжелых компонентов. Как показано на рисунке 1а, результаты эксперимента по двумерному ядерному магнитному резонансу в помещении с образцами плунжерной породы из чистого аргиллита показывают, что флюидный сигнал представляет собой связанную с глиной воду, сконцентрированную в микропористом интервале, а точки пика сигнала распределены ниже линии $T_1/T_2=5$ раз, при этом основной диапазон сигнала распределен ниже линии сгиба $T_1/T_2=10$. На рисунке 1b показаны результаты измерений методом двумерного ядерного магнитного резонанса керна чистого аргиллита полного диаметра в формации Линхэ бассейна Хетао. Сигнал воды, связанной с глиной, в основном согласуется с характеристиками распределения образцов плунжера из чистого аргиллита в помещении (рис. 1а). В отличие от характеристик распределения спектра T_1-T_2 двумерного ядерного магнитного резонанса сигналов связанной с глиной воды, сигналы адсорбированной нефти в микропористом интервале имеют более высокое отношение T_1/T_2 . Как показано на рисунке 1с, результаты измерений методом двумерного ядерного магнитного резонанса керна полного диаметра, богатого органическим аргиллитом, в формации Линхэ бассейна Хетао показывают, что пиковые точки флюидных сигналов в микропористом интервале распределены вокруг $T_1/T_2=$ в 20-30 раз больше линии, а основной диапазон количество сигналов распределяется между $T_1/T_2=10-100$ раз, жидким компонентом является адсорбированная нефть (которую можно значительно отличить от сигнала связанной с глиной воды). Керна породы описывает существенные нефтеносные характеристики образца

аргиллита, а фактический керн породы отображается в виде аргиллита, богатого органическим веществом, при флуоресценции (рис. 1d). Кроме того, сигналы жидкости с более высокими характеристиками соотношения T_1/T_2 , чем у адсорбированного масла, обычно относятся к тяжелым остаточным нефтяным жидкостям, и их пиковые положения и основные диапазоны сигналов обычно распределяются выше линии $T_1/T_2=100$ раз. Инжир. 1e и фиг. 1f соответственно показаны характеристики атласа 2D ЯМР T_1 - T_2 полного диаметра кернов плотных нефтяных коллекторов в формации Лянгаошань в бассейне Сычуань и формации Яньчан в бассейне Ордос. В дополнение к адсорбированным компонентам масляной жидкости интервал между микропорами содержит тяжелую остаточную масляную жидкость, и характеристики компонентов жидкости в этой части требуют дальнейшего изучения.

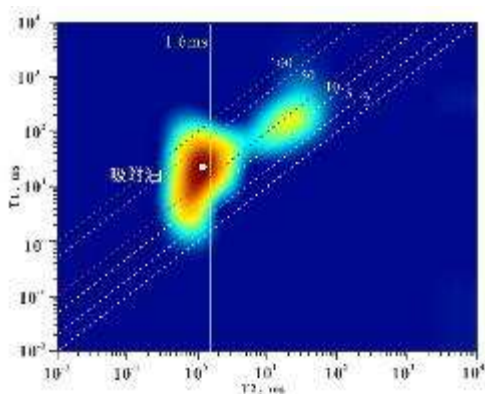
Примечание: В двумерном спектре, представленном в этой статье, синяя пунктирная линия обозначает $T_1/T_2=1$ раза ; розовая пунктирная линия обозначает $T_1/T_2=2$ раза; Желтая пунктирная линия обозначает $T_1/T_2=5$ -кратное превышение линии; Красная пунктирная линия обозначает $T_1/T_2=10$ -кратное превышение линии; Серая пунктирная линия обозначает $T_1/T_2=50$ -кратное превышение линии; Зеленая пунктирная линия обозначает $T_1/T_2=100$ -кратное превышение линии.



а. Измерение в лабораторных условиях образцов плунжерной породы из чистого аргиллита

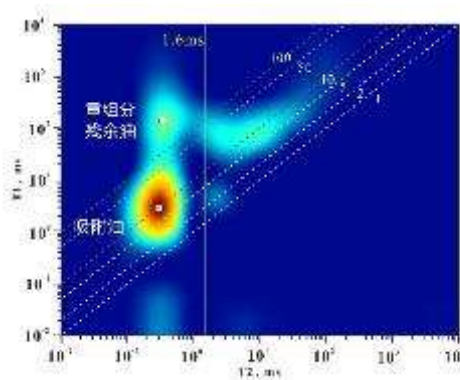
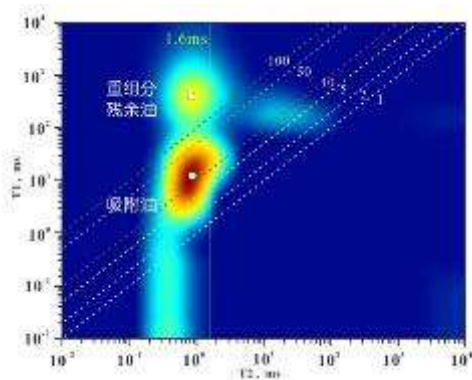


б. Сердцевина полного диаметра из чистого аргиллита
Измерение на месте (формирование линии в бассейне Хетао)



с. Керна полного диаметра из богатого органическими веществами аргиллита
Измерение на месте (формирование линии в бассейне Хетао)

d. Богатая органическими веществами
керна аргиллита
Физическое поперечное сечение и
флуоресцентное изображение



е. Керна полного диаметра нефти в
плотных породах

f. Керна полного диаметра нефти в плотных
породах

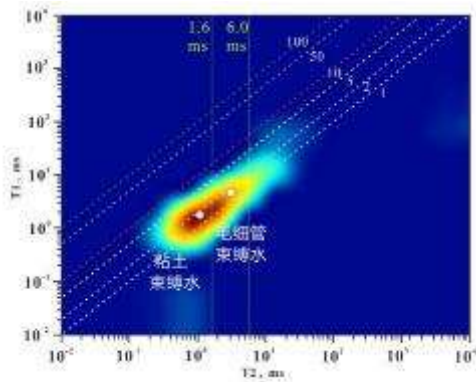
Полевые исследования (формация
Ляннгаошань в бассейне Сычуань)

Измерение на месте (формация Яньчан,
бассейн Ордоса)

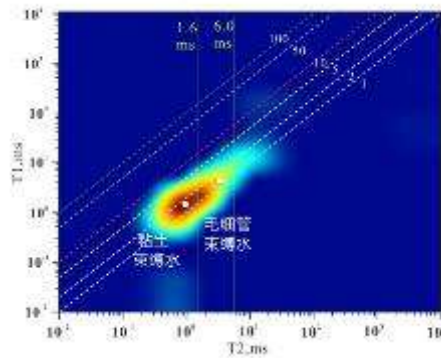
Рисунок 1 Характеристики распределения компонентов жидкости в микропористых промежутках

2.1.2 Интервал мелких пор (T_2 : 1,6-6,0мс) состав жидкости

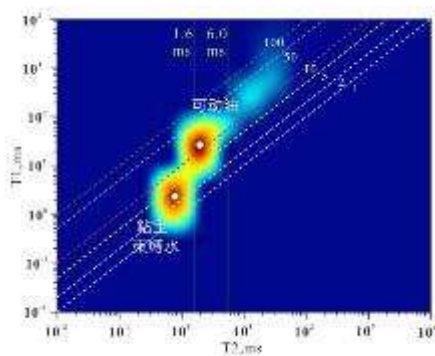
Зона мелких пор в основном содержит 2 жидких компонента: капиллярно связанную воду и подвижная нефть. На рисунках 2a и 2b показаны измерения методом двумерного ядерного магнитного резонанса в помещении двух различных образцов плунжерной породы после промывки нефтью, солевой промывкой и насыщенной водой. Флюидные сигналы обоих образцов в основном состоят из двух частей: связанной с глиной воды в интервале мелких пор и связанной с капиллярами воды в интервале мелких пор. Пиковое положение сигнала связанной с капиллярами воды распределяется вокруг линии $T_1/T_2=2$ -кратной, а основной диапазон сигнала распределяется ниже линии $T_1/T_2=5$ -кратной. Рисунки 2c и 2d - результаты полевых измерений методом ЯМР 2D для кернов полного диаметра из сланцевой нефти Гулонг в бассейне Сунляо. В порах залежи сланцевой нефти в этом разрезе преобладают микропоры и мелкие поры. Все пиковые точки сигнала жидкости в микропорах распределены выше линии сгиба $T_1/T_2=10$, а основной диапазон сигнала распределен выше линии сгиба $T_1/T_2=5-7$, что можно полностью отличить от характеристик распределения связанной капиллярами воды. Стоит отметить, что для нефти с тем же интервалом пор, чем выше отношение T_1/T_2 сигнала (рис. 2d), тем, как правило, хуже текучесть нефти.



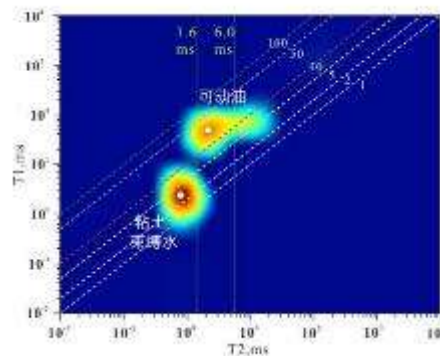
а. Образец породы с плунжером 1 после промывки маслом и насыщенной водой
Измерение в помещении лаборатории



б. Пробоотборник породы 2 после промывки маслом, солью и насыщенной водой
Измерение в помещении лаборатории



с. Мелкие поры керна полного диаметра сланцевой нефти
Характеристики распределения подвижной нефти 1 (формация Циншанькоу, прогиб Гулун, бассейн Сунляо)



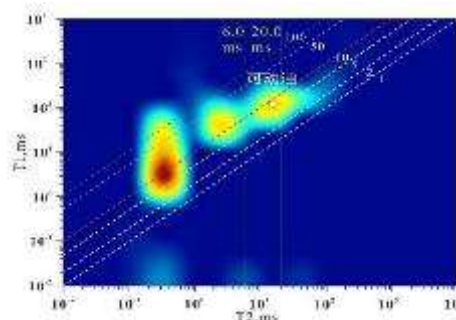
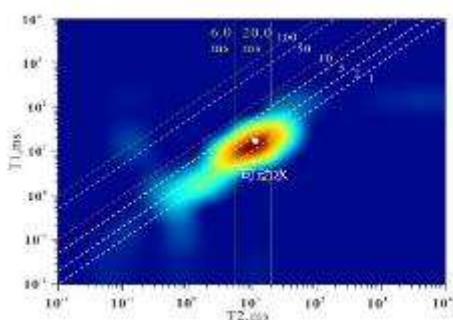
д. Мелкие поры керна полного диаметра сланцевой нефти
Характеристики распределения подвижной нефти 2 (формация Циншанькоу, прогиб Гулун, бассейн Сунляо)

Рисунок 2 Характеристики распределения компонентов жидкости в интервалах мелких пор

2.1.3 Жидкости в интервале малых пор (T2: 6,0-20,0мс)

Интервал малых пор в основном содержит подвижные компоненты воды и подвижной нефтяной текучей среды. На рисунке 3а показаны результаты измерений методом двухмерного ядерного магнитного резонанса в помещении образцов плунжерной породы после промывки нефтью, солевой промывкой и насыщенной водой. Сигнал жидкости в основном состоит из подвижной воды в мелких порах, и характеристики сигнала подвижной воды в мелких порах аналогичны характеристикам капиллярно связанной воды. Положение пиковой точки распределено вблизи линии $T_1/T_2=2$ -кратной, а основной диапазон сигнала распределен ниже линии $T_1/T_2=5$ -кратной. На рис. 3б, 3с и 3д

соответственно показаны двухмерные характеристики ядерного магнитного спектра кернов полного диаметра из плотного нефтяного коллектора формации Яньчан в бассейне Ордос, коллектора сланцевой нефти Гулонг формации Циншанькоу в бассейне Сонляо и коллектора сланцевой нефти формации Лянгаошань в бассейне Сычуань. Физическое описание кернов полно масла. С помощью двухмерного измерения ядерного магнитного поля кернов полного диаметра в основном анализируются флюидные сигналы сланцевой нефти и плотных нефтяных коллекторов в интервале малых скважин в трех регионах. Все пиковые точки распределены вблизи линии $T_1/T_2=10$ раз, а сигнал в основном распределен выше линии $T_1/T_2=5$ раз. Это подвижный объект потока масла, который можно четко отличить от сигнала движения воды в этом интервале.

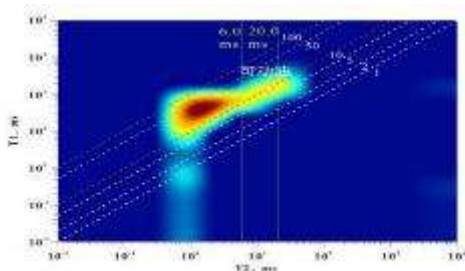
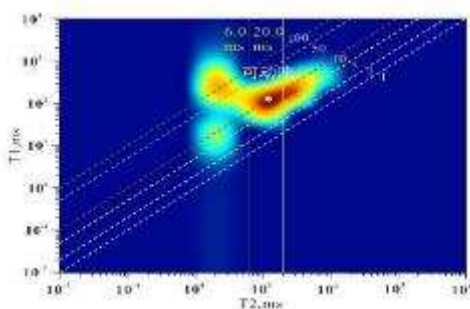


а. Отбирать образцы породы плунжером после промывки нефтью и насыщенной водой

б. Компактная керна из песчаника полного диаметра с подвижным маслом с мелкими порами

Измерение в помещении лаборатории

Характеристики распределения (формація Яньчан, бассейн Ордоса)



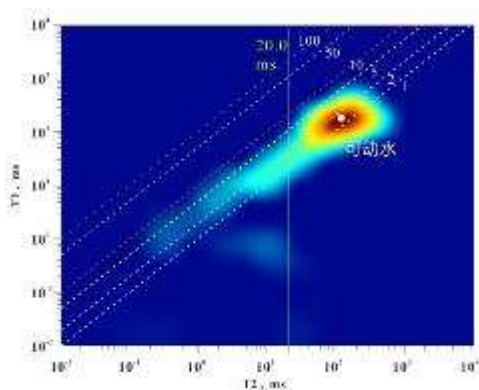
с. Подвижное масло с малым отверстием в керне полного диаметра сланцевого масла
Характеристики распределения (формація Циншанькоу, прогиб Гулун, бассейн Сонляо)

д. Подвижное масло с малым отверстием в керне полного диаметра сланцевого масла

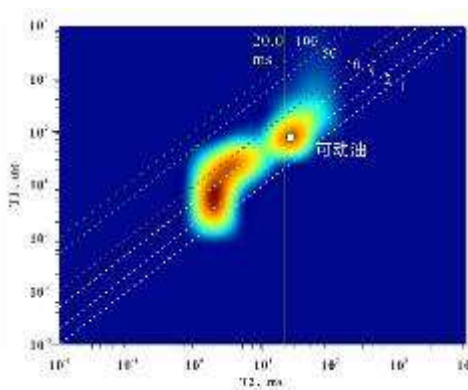
Характеристики распределения (формація Лянгаошань в бассейне реки Сычуань)

2.1.4 Состав жидкости в интервалах ($T_2 > 20,0$ мс) средних пор и больших пор

В интервалах средних и больших пор в основном соответствуют обычным коллекторам из песчаника, а содержащиеся в них текучие компоненты представляют собой в основном подвижную воду и подвижную нефть. На рисунке 4а показаны результаты измерений методом двумерного ядерного магнитного резонанса в помещении образцов плунжерной породы после промывки нефтью, солевой промывкой и насыщенной водой. Интервалы средних и больших пор в основном состоят из подвижных водных флюидов, и точки пика их сигнала распределены вокруг линии $T_1/T_2 = 1-2$ раза, в то время как основной диапазон сигнала распределен ниже линии $T_1/T_2 = 3$ раза. На рисунке 4б показаны результаты измерений методом двумерного ядерного магнитного резонанса в обычном коллекторе из песчаника в формации Баяньетао Линьхэ. Каротаж показывает мелкозернистый песчаник с масляными пятнами, который был подтвержден как нефтяной слой тестированием на нефть. Пиковые точки сигналов подвижного масла распределены вокруг $T_1/T_2 = 3$ -кратной линии, а основной диапазон сигналов распределен выше $T_1/T_2 = 2$ -кратной линии. По сравнению с соотношением T_1/T_2 сигналов масла и воды в интервале малых пор микропор, соотношение T_1/T_2 сигналов масла и воды в интервалах средних пор и больших пор ниже.



а. Лабораторные измерения образцов породы с помощью плунжера после обычной промывки песчаника водой, насыщенной нефтью и солью



б. Керна полного диаметра из обычного слоя чистого масла из песчаника Измерение на месте (формирование линии в бассейне Хетао)

Рисунок.4 Характеристики распределения компонентов флюида в интервалах средних и больших пор

2.2 Интерпретации компонентов жидкости и количественный расчет насыщения

Анализ данных T_1 - T_2 спектров двумерного ядерного магнитного резонанса показывает, что поры разных размеров содержат компоненты жидкости с различными состояниями залегания, а характеристики соотношения T_1/T_2 нефти и воды в порах разных размеров различны: соотношение T_1/T_2 нефти и воды сигнализирует в микропорах малых пор диапазон сильно варьируется, что позволяет легко отличить их друг от друга; Разница в соотношении T_1/T_2 между сигналами масла и воды в диапазоне от средних до крупных пор относительно невелика, и различие между ними

ниже, чем между маслом и водой в диапазоне микропор с мелкими порами.

Благодаря большому количеству измерений методом двумерного ядерного магнитного резонанса и анализу результатов кернов горных пород полного диаметра в сочетании с описанием керна на месте, экспериментальными данными сопоставления образцов породы плунжера и подтверждением результатов испытаний на нефть были разработаны стандарт и таблица для идентификации компонентов флюидов методом двумерного ядерного магнитного резонанса T1-T2 в полном диаметре. были установлены керны горных пород с различными интервалами пор. Было обнаружено, что важным правилом является то, что по мере увеличения размера пор (T2 увеличивается) отношение сигнала T1/T2 от нефти к воде в порах постепенно уменьшается, как показано в таблице 2 и на рисунке 5 (сплошная красная линия на рисунке 5 представляет собой отмеченную границу между нефтью и водой). Стоит отметить, что приборы ядерного магнитного резонанса с различными рабочими частотами и различными параметрами регистрации (главным образом, интервалом эхо-сигнала) могут оказывать значительное влияние на результаты измерений сердечника полного диаметра. Стандарты идентификации T1/T2 для различных компонентов жидкости, приведенные в таблице 2 и на рисунке 5, применимы к приборам ядерного магнитного резонанса с рабочими частотами 6МГц и интервалом эхо-сигнала 0,2мс.

Таблица.2 Стандарты идентификации компонентов жидкости с помощью двумерного ЯМР-анализа T1-T2 для керна полного диаметра

Парный интервал	Время релаксации T ₂	Жидкий состав	Время релаксации T ₁	Соотношение T ₁ /T ₂
Микропора	<1.6ms	Вода, связанная с глиной	0.5-8ms	2-5
		Впитанное масло	3-50ms	≥10
		Рекомбинантное остаточное масло	50-2000ms	≥50
Мелкие поры	1.6-6ms	Связанная капиллярами вода	2-30ms	<5
		Подвижное масло	10-100ms	≥10
Малые поры	6-20ms	Подвижная вода	10-200ms	<5
		Подвижное масло		≥5

Средние и большие поры	>20ms	Подвижная вода	20-400ms	≥2
		Подвижное масло	30-500ms	<2

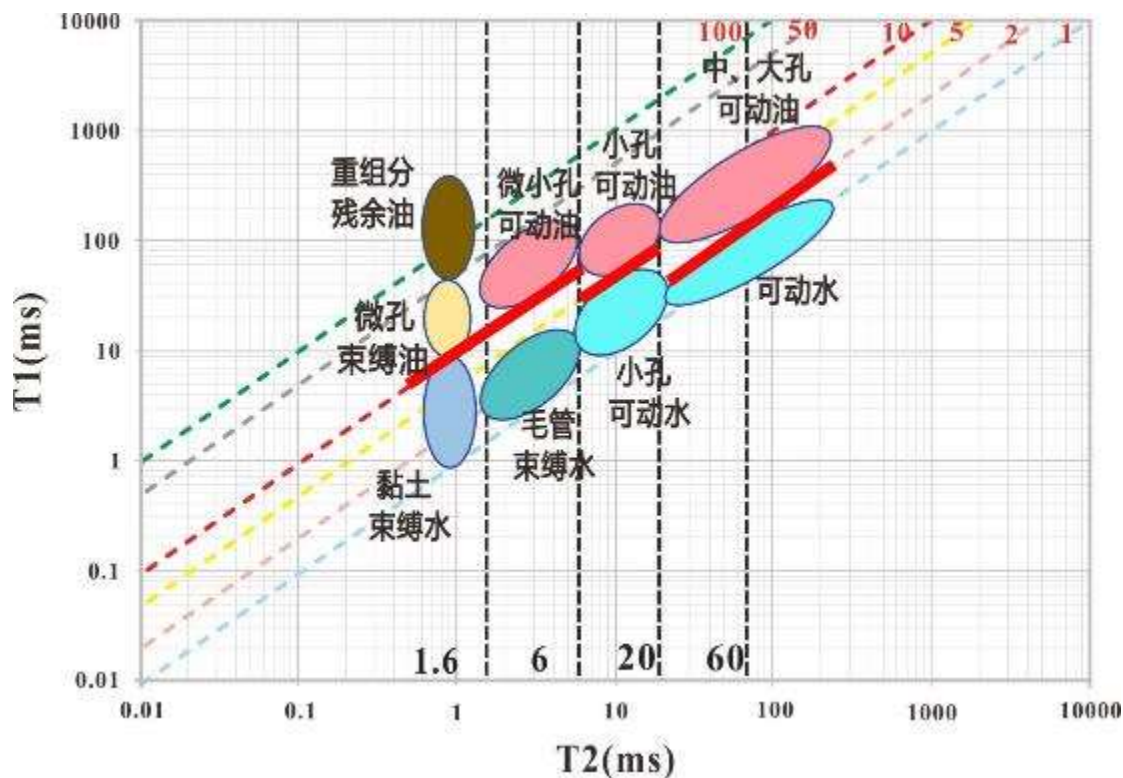


Рис. 5. Табличка для идентификации жидких компонентов методом 2D ЯМР T₁-T₂ для сердечника полного диаметра

Области распределения сигналов различных компонентов жидкости в спектре T₁-T₂ двухмерного ядерного магнитного резонанса различны. Чем больше площадь распространения сигнала и чем выше интенсивность сигнала, тем выше доля компонентов жидкости в порах и соответствующая насыщенность. На основе качественной идентификации компонентов жидкости в двумерном ядерно-магнитном спектре T₁-T₂ насыщенность компонентов жидкости определяется путем накопления интенсивности сигнала в области распределения компонентов жидкости и последующего сравнения ее с общей интенсивностью сигнала спектра. Как показано на рисунке 7, на 2D ЯМР-карте T₁-T₂ показаны особенности плотного нефтяного пласта Чанг 7₃ в бассейне Ордос. Серая пунктирная рамка - это область распределения общих сигналов о нефти (включая связанную нефть и подвижную нефть), а зеленая пунктирная рамка - это область распределения сигналов о подвижной нефти.

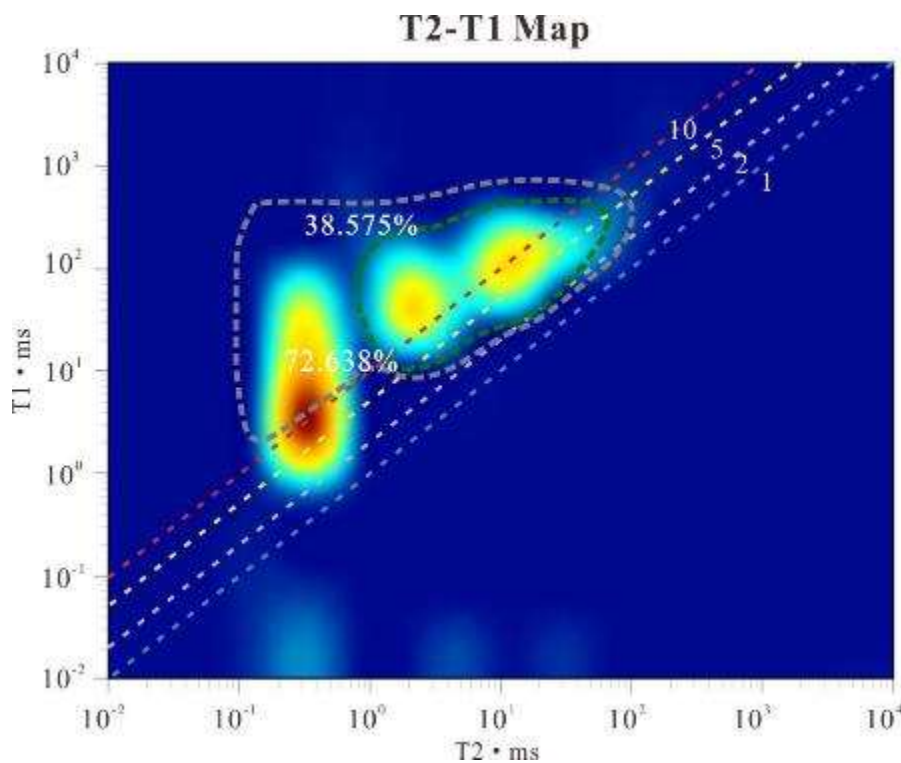


Рисунок 6 Расчет насыщенности жидких компонентов на 2D ЯМР-спектрограмме T₁-T₂

Как показано в уравнениях 1-3, это установленная модель расчета насыщенности компонентов флюида в спектре 2D ЯМР T₁-T₂. Путем накопления интенсивности сигнала серой пунктирной области и зеленой пунктирной области в двумерном спектре ядерного магнитного резонанса T₁-T₂ на рисунке 6, а затем сравнения их с общей интенсивностью сигнала спектра, была получена общая нефтенасыщенность (72,64%) и подвижная нефтенасыщенность (38,58%). получено, соответственно, для достижения количественной оценки насыщенности жидкого компонента методом двумерного ядерного магнитного резонанса T₁-T₂.

$$Y_k = \sum_{\substack{m \leq i \leq n \\ p \leq j \leq q}} P(i, j) \quad (\text{Формула1})$$

$$Y = \sum_{\substack{-\infty \leq i \leq +\infty \\ -\infty \leq j \leq +\infty}} P(i, j) \quad (\text{Формула2})$$

$$S_k = (Y_k/Y) * 100 \quad (\text{Формула3})$$

В формуле Y_k - уровень сигнала, соответствующий k-му компоненту жидкости; P (i, j) - уровень сигнала координатных точек T₂, представляющих i, и T₁, представляющий j в двумерном спектре T₁-T₂; m, n - диапазон распределения k-го компонента жидкости.-й компонент жидкости в измерении T₂; p, q - диапазон распределения k-го компонента жидкости в измерении T₁; Y представляет общую интенсивность сигнала двумерного спектра; S_k - насыщенность k-го компонента жидкости.

3 Примеры применения

С 2020 по 2022 год технология 2D ЯМР кернов полного диаметра будет широко применяться в Дацине, Чанцине, Юго-западе, Синьцзяне, Цинхае, Северном Китае, Фушане и других нефтяных

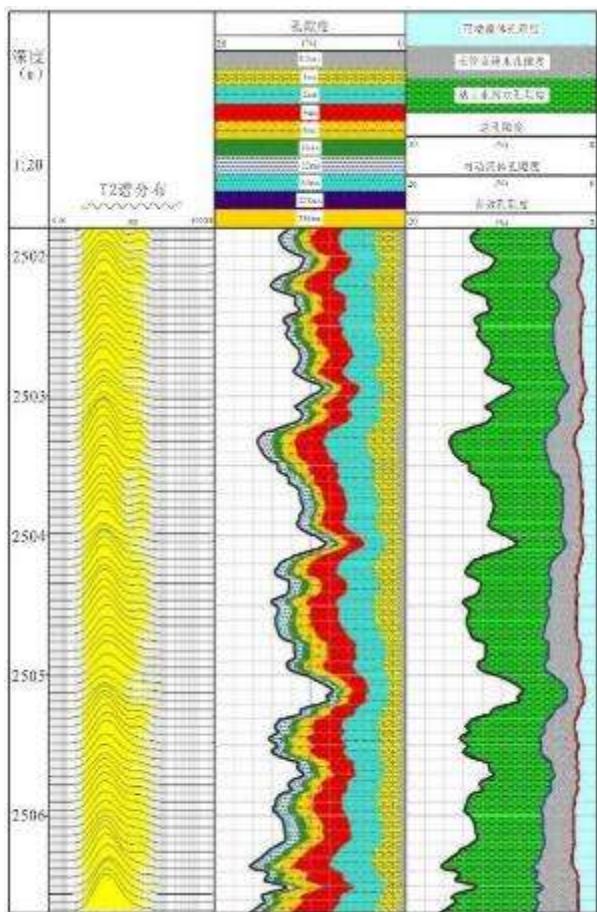
месторождениях, играя важную роль в разведке и оценке сланцевой нефти Гулун, трудноизвлекаемой нефти Чанг7_з, нефти с низким удельным сопротивлением Баяньэтао, и т.д., как показано в таблице 3. Практика применения в полевых условиях показывает, что технология 2D ЯМР-анализа кернов полного диаметра стала новой важной технологией для оценки "десерт" сланцевой нефти и разведки нефти в плотных породах, идентификации коллекторов сложных обломочных пород и оценки ресурсов.

Таблица 3 Области применения и основные проблемы, решаемые с помощью технологии 2D ядерного магнитного резонанса с керном полного диаметра

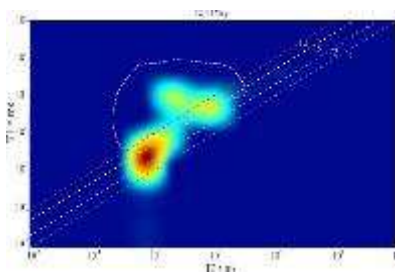
Местоположение		Целевая группа пластов	Основная литология	Решение основной проблемы
Бассейн Сунляо	Гулун, СанЧжао	Участок Цин№ 1 и №2	Слоистый сланец	Характеристика компонентов текучей среды, оценка подвижной нефтенасыщенности Идентификация десерта и расчет параметров запасов
Бассейн Сычуань	Чжуаньчжун	Формирование Лянгаошань	Мелкий песчаник, сланцевая нефть	Характеристика структуры пор и идентификация компонентов флюида Идентификация десерта и оценка содержания нефти
Бассейн Кайдам	Западный бассейн Кайдама	Сяганьчайгоу	Глинистый доломит и известковый аргиллит	Определение пористости и характеристика структуры поры
Бассейн Ордос	Чинчэн	формирование Яньчан	Сланцевая нефть, глинистый алевролит	Распознавание десертов и оценка подвижной маслонасыщенности
Эрлианский бассейн	Ву Лиясытай	Алшанская формация	Сланцевая нефть	Идентификация компонентов флюида и оценка нефтенасыщенности
Бассейн Хетао	Синлун	Формирование реки Линь	Неуплотненный песок	Выявление и оценка нефтяных пластов с низким удельным сопротивлением, расчет параметров запасов
Цзичжунский прогиб	Жао Ян	Улица Шахе	Мелкий песчаник, алевролит	Характеристика структуры пор
Впадина Фушань	Юн Ань	Проточная часть 2	Глинистый алевролит, щебнистый песчаник	Определение пористости и оценка содержания нефти

3.1 Оценка десерта и расчет параметров запасов сланцевой нефти Гулун

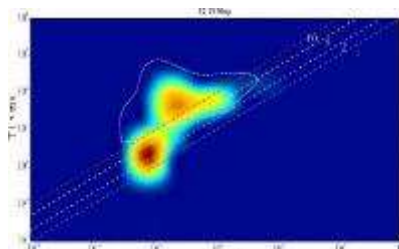
На рисунке 7 показаны результаты интерпретации методом ядерного магнитного резонанса керна полного диаметра в разрезе Циньи скважины GYA во впадине Гулун бассейна Сунляо. Посредством непрерывных одномерных измерений T_2 и двумерных измерений T_1 - T_2 и анализа обработки данных по отбору керна на месте бурения был определен десертный слой с наилучшим качеством коллектора, с общей пористостью 11-14%, эффективной пористостью 3,7-5,8%, общей нефтенасыщенностью 36-55%, и подвижная нефтенасыщенность 30-47% (рис. 7b, c, d). Доля подвижной нефти была высокой, и явной подвижной воды не наблюдалось. Бурение горизонтальной скважины было проведено в соответствии с результатами оценки залежей сланцевой нефти Гулун в продольном направлении, и тестирование нефти показало, что это был слой чистой нефти. Технические достижения послужили основой для определения оптимальных условий добычи сланцевой нефти Гулун и количественной характеристики подвижной нефтенасыщенности, обеспечив мощную поддержку в разведке, обнаружении и передаче запасов сланцевой нефти Гулун.



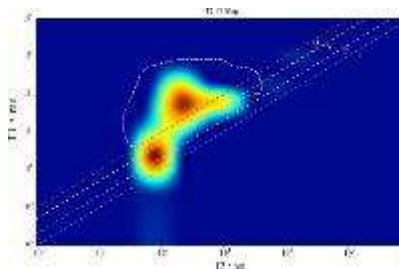
а. Результаты одномерной интерпретации ядерно-магнитной пористости T_2



б. 2502,60 м 2D ЯМР-спектр



с. 2504,99м 2D ЯМР-спектр



д. 2505,52м 2D ЯМР-спектр

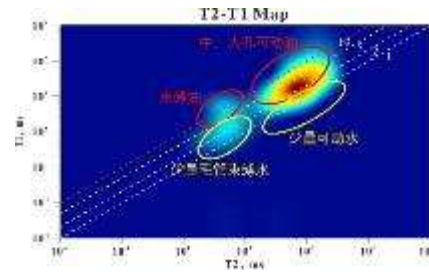
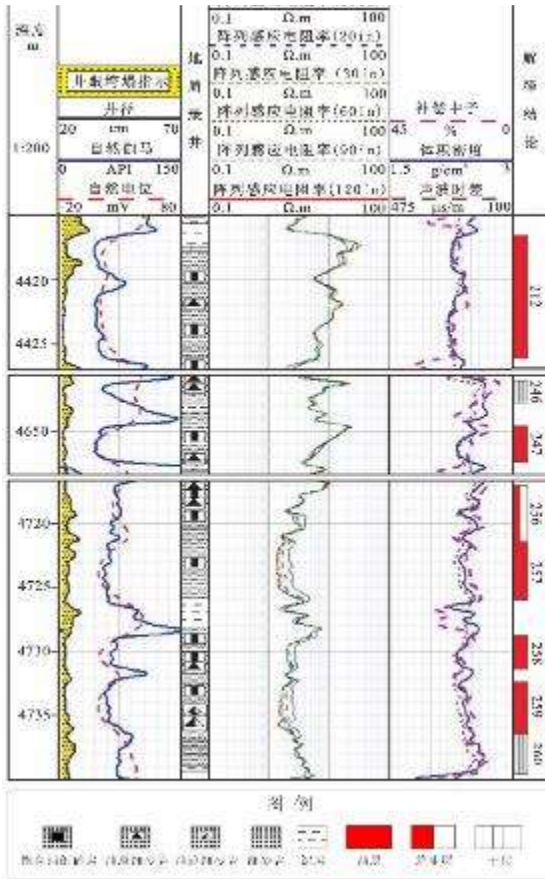
Рис. 7. Результаты интерпретации 2D ЯМР керна полного диаметра сланцевой нефтяной скважины Гулун GYA

3.2 Идентификация и оценка нефтяных пластов с низким удельным сопротивлением в формации Баяньэтао Линьхэ

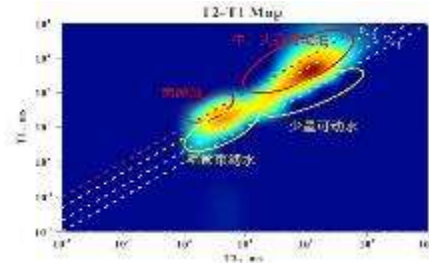
Пласт залегает глубоко под землей, со средним нефтеносным залежом от 5000 до 6000м. Он относится к осадочным слоям песчаника бассейна соленого озера, и общая степень минерализации пластовой воды достигает 130000-180000мг/л. В условиях пластовой воды высокой минерализации взаимодействие между сложной литологией и структурой пор приводит к значительным изменениям величины удельного сопротивления нефтяных пластов: существуют как типичные нефтяные пласты со значительным высоким сопротивлением и низкими характеристиками проникновения, так и нетипичные нефтяные пласты с низким сопротивлением и высокими характеристиками проникновения. Очень трудно идентифицировать и количественно оценить насыщенность нефтяных пластов с низким удельным сопротивлением. На рисунке 8 показаны исчерпывающие результаты двумерного ядерного магнитного резонанса и интерпретации обычного каротажа кернов полного диаметра из различных типов нефтяных пластов в формации Линхе скважины ХНА.

Благодаря двумерному спектру ядерного магнитного резонанса T_1 - T_2 керна полного диаметра становится ясно, что связанная капиллярами вода в условиях высокой минерализации в формации Линхе является основным фактором, определяющим характеристики удельного сопротивления нефтяных пластов с низким удельным сопротивлением. На рисунке 8b показан 212-й слой, а двумерный спектр ядерного магнитного резонанса T_1 - T_2 показывает типичные характеристики нефтяных слоев с высоким удельным сопротивлением. Компоненты текучей среды в основном состоят из подвижной нефти со средними и крупными порами, с удельным сопротивлением, обычно превышающим 10 Ом·м, и нефтенасыщенностью 67-78%; на рисунке 8c показаны характеристики масляного слоя со средним удельным сопротивлением в слое 247. Жидкие компоненты в основном состоят из подвижной нефти со средними и крупными порами и связанной капиллярами воды с удельным сопротивлением в пределах 4-10 Ом·м и нефтенасыщенностью 56-70%; На рисунке 8d показаны характеристики нефтяного слоя с низким удельным сопротивлением в слоях 257-259 с сильными сигналами воды, связанной капиллярами, и слабыми сигналами подвижной нефти в порах от средних до крупных. Удельное сопротивление этого типа нефтяного слоя обычно ниже 2 Ом·м, а нефтенасыщенность составляет 48-55%. В настоящее время нижний предел удельного сопротивления для этого типа слоя с низким содержанием масла был подтвержден с помощью испытаний масла и составляет 0,9 Ом·м. Технические достижения позволили идентифицировать нефтяные пласты с низким удельным сопротивлением под отложениями в бассейне соленого озера формации Баяньэтао Линьхэ, провести количественную оценку нефтенасыщенности и оказать серьезную поддержку в передаче 100 миллионов тонн доказанных запасов на блоке Синхуа 1.

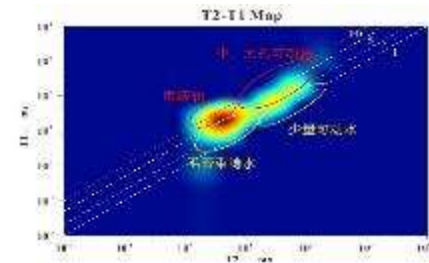
Обычные характеристики каротажа



Характеристики двумерных спектров ядерного магнитного резонанса высокоомных нефтяных пластов



Характеристики двумерных спектров ядерного магнитного резонанса нефтяных пластов среднего сопротивления



d. Характеристики двумерных спектров ядерного магнитного резонанса нефтяных пластов с низким сопротивлением

Fig.9 Comprehensive interpretation results of conventional logging and 2D NMR for different types of reservoirs in Linhe Formation of XHA well

Рисунок 8 Результаты комплексной интерпретации обычного каротажа и двумерного ядерного магнитного резонанса для различных типов нефтяных пластов в пласте Линхе скважины ХНА

4 Заключение

Технология 2D ЯМР-сканирования и резонанса ядерного магнитного резонанса позволила реализовать

быстрое, непрерывное, неразрушающее и высокоточное измерение кернов методом 1D ЯМР T₂ и 2D ЯМР T₁-T₂ в полевых условиях, восполнила недостатки ЯМР-каротажа и экспериментов с кернами в помещении, определила характеристики 1D ЯМР T₂ и 2D ЯМР T₁-T₂ в полевых условиях. 2D ЯМР-спектры T₁-T₂ ЯМР полного диаметра кернов сланцевой нефти и нефти в плотных породах, а также проведена количественная оценка физических свойств коллектора и нефтеносности.

Благодаря внедрению метода интерпретации порового флюида методом 2D ЯМР T₁-T₂ и стандарта идентификации компонентов флюида для кернов полного диаметра была решена проблема идентификации и оценки порового флюида с различными характеристиками залегания сланцевой нефти. Практика доказала, что технология двумерного ядерно-магнитного T₁-T₂ анализа кернов полного диаметра стала новым важным техническим средством при разведке и разработке нетрадиционных и сложных залежей нефти и газа в обломочных породах, таких как сланцевая нефть и нефть в плотных породах, и играет незаменимую роль в количественной оценке высокоточные физические свойства и нефтенасыщенность.

УДК 550.832

基于二维核磁共振实验的页岩油组分分布特征研究

韩雪¹, 程道解¹, 李振林¹, 缙艳红¹, 祗淑华¹, 程亮¹, 刘学锋², 刘鹏¹

(1. 中国石油集团测井有限公司, 陕西西安 710077, 中国石油大学(华东), 山东青岛 266400)

摘要: 页岩油层特殊的流体赋存特性使各组分在二维核磁谱 (T₁-T₂) 上的准确识别存在一定困难。本文设计了碎样多温阶热解与核磁联测、柱塞样饱和油离心与核磁联测、全直径密闭心二维核磁实验, 对实验过程中二维图谱变化进行综合分析, 通过核磁实验与热解实验结果相互对比验证, 判断二维图谱上各个组分的性质, 建立页岩油二维核磁共振实验组分识别方法。方法在松辽盆地青一段纯页岩型页岩油储层中得到验证和应用, 为该区页岩油层含油性评价提供重要支撑。

关键词: 页岩油; 二维核磁; 多温阶地化热解; 全直径密闭岩心; 识别图版

1 前言

页岩有机质丰度、孔隙流体性质及可动烃类含量等参数是页岩储层评价的关键参数, 直接影响储层的开发潜力和开发措施, 准确表征这些参数是目前页岩油评价的难点和关键问题。常用的方法多为地化热解、抽提的方式获得 S₁, 用以表征页岩内的可动烃含量, 但是这些参数不能全面表征页岩油流体组分, 且加热或抽提等方式与实际开发过程相差较大, 只能在进行轻烃损失校正后作为理

论上可动烃含量的最大值。

核磁共振测井在烃组分识别、孔隙结构评价、流体赋存表征上具有较大的优势，近年来在页岩等非常规储层流体识别及含油性定量计算方面得到越来越多的应用。二维核磁共振，尤其是中高频率二维核磁共振能够对干酪根及孔隙流体进行直观快速的划分并进行定量计算，实验过程具有快速、无损、定量等优点，且随着井下二维核磁共振的推广应用，需要实验室数据进行刻度和标定，二维核磁共振实验需求也越来越大。但由于页岩油储层类型多样，每个地区岩心二维核磁共振响应特征存在一定的差异，经典的图版普适性较差，容易造成流体识别上的错误，因此储层组分的识别和划分图版需要针对性的建立，才能保障流体识别的准确率。目前关于如何建立准确的区域二维核磁流体识别图版尚没有标准化的方法和流程，国内外实验室均在已有实验方法基础上进行探索。李进步等（2018年）通过对制备干酪根、抽提后的干页岩、黏土矿物进行原始状态、饱和油水及离心后多种状态进行低场高频二维核磁共振测量，依据在核磁谱上的响应位置建立了二维核磁组分图版 Ошибка! Источник ссылки не найден.；白龙辉等（2019年）利用高频二维核磁共振技术，对经历极性有机溶剂抽提前后的松辽盆地南部青一段富有机质页岩样品进行检测，根据国外学者 Ошибка! Источник ссылки не найден. 在页岩中应用二维核磁的经验对图谱组分进行了划分，认为页岩油主要以吸附及游离态赋存 Ошибка! Источник ссылки не найден.；闫伟林等（2021年）对古龙页岩油密闭保压岩心随时间变化的二维核磁谱特征进行了分析，确定流体分布特征。这些方法为页岩油储层组分识别及流体赋存特征奠定了基础，但一些实验方法流程复杂、样品制备难，可以用于科学研究，现场应用时效性稍差，一些方法依靠经验缺乏推导的过程依据，也为应用带来不确定性。本文通过设计不同状态二维核磁共振实验变化过程，同时与地化热解实验结果互为验证，为页岩组分的判别提供相对充分的依据，在现场应用中也得到了较好的效果。

2 实验样品、方案及过程分析

2.1 实验样品来源

松辽盆地青山口组地层沉积时期，气候温暖湿润，浮游生物、藻类等富脂质化合物生物勃发，并且深水-半深水的稳定沉积环境为有机质的聚存提供了有利环境，形成了一套广覆式的以生油为主的富有机质页岩地层。本次实验样品 12 块，均取自松辽盆地南部 CY8 井，取心深度 2315m 至

2385m，以富含有机质暗色页岩为主，孔渗等基础实验数据见表 1。全直径密闭页岩样品进行原样二维核磁共振测量，加工成标准柱塞样进行原样-饱和油-离心-饱和水二维核磁共振测量、平行碎样进行多温阶热解-核磁共振联测。

表 1 松辽盆地青山口组一段页岩样品有机地化参数以及矿物组分

2.2 方案	岩心 编号	深度 (m)	孔隙 度 (%)	渗透 率 (mD)	TOC (%)	石英 (%)	长石 (%)	粘土 (%)	方解 石 (%)	黄铁 矿 (%)	菱铁 矿 (%)	其它 矿物 (%)	实验 设计
	CY0 1	2315. 8	6.2 1	0.03	0.8	16.41 7	43.57 9	33.33 6	1.23 2	1.38 4	2.04 6	2.00 7	
	CY0 2	2326. 2	7.3 5	0.66	1.7 5	17.44	37.55 9	34.78 4	4.53	0.46 9	1.46 8	3.74 9	
	CY0 3	2339. 4	6.8 0	0.41	1.5 6	16.93 2	40.89 2	35.69 4	0.14 1	1.72 1	1.62 3	2.99 8	
	CY0 4	2344. 9	7.9 8	0.13	1.6 1	20.47 3	35.32 6	38.48 2	0.13 8	2.13 6	1.3	2.14 5	
	CY0 5	2348. 7	6.2 4	0.24	1.6 7	19.93 9	40.53 3	34.17 9	1.49 2	1.30 1	1.13 4	1.42 3	
	CY0 6	2384. 7	7.0 1	0.07	0.8 9	27.5	34.32 6	31.79 6	0.77 3	1.76 8	1.40 3	2.43 3	

2.2.1 全直径密闭岩心核磁共振实验

全直径密闭岩心样品进行了蜡封并用保鲜膜包裹，已取出一段时间，有一定散失可近似反映流体原始赋存状态，实验由纽迈全直径岩心高温高压驱替核磁共振成像分析系统 MacroMR12-150H-I 进行二维核磁共振测量，测量参数为：频率 12.5MHz，回波间隔 0.2ms,扫描次数 16，回波个数 5000。

2.2.2 密闭岩心柱塞样多状态核磁共振实验

6 块柱塞样由全直径密闭岩心制得，柱塞样原样-饱和油-离心-饱和水四个状态下测量核磁共振，岩心核磁共振测量使用的是 MesoMR23-060H-1 型核磁共振测量仪，流程图见图 1，具体流程如下：

① 原始状态岩心核磁共振实验

将页岩加工为柱塞状岩心（长度 3-5cm，直径 1in），选择特殊无核磁信号的塑料膜将岩心包裹

。调试核磁共振仪器参数，选择合适的测量参数（ $TE=0.1ms$, $TW=2000ms$, $NS=32$ 次, $NECH=8000$ 次），进行柱塞样核磁共振测量，包括一维 T2 谱与二维 T1-T2 谱。

② 岩心饱和油-离心核磁共振实验

将岩心放置于真空加压饱和装置中，饱和模拟地层油，将饱和压力调为 2000psi，加压饱和 7 天，取出后原样进行核磁共振一维 T2 谱与二维 T1-T2 谱测量，原样测量结束后在 8000r/min（约 200psi 的离心力）条件下离心 4 小时。

③ 岩心烘干后饱和水核磁共振实验

将岩心在 80°C 下烘干 24 小时。将烘干后的岩心周围包裹无核磁信号的塑料膜，放入真空加压饱和装置中加压饱和水，加压饱和 7 天，取出岩心进行柱塞样核磁共振一维 T2 谱与二维 T1-T2 谱测量。

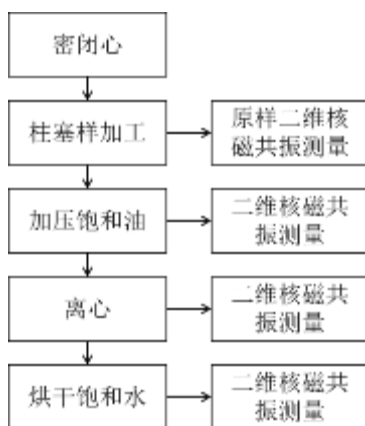


图 1 密闭岩心柱塞样多状态核磁共振实验流程

2.2.3 碎样多温阶热解核磁共振联测实验

为了保证油气更好地扩散，采用碎样进行加热测量，同时联测核磁共振以认识不同油气组分的扩散顺序及其在核磁二维谱上的位置。具体实验流程及内容如下：

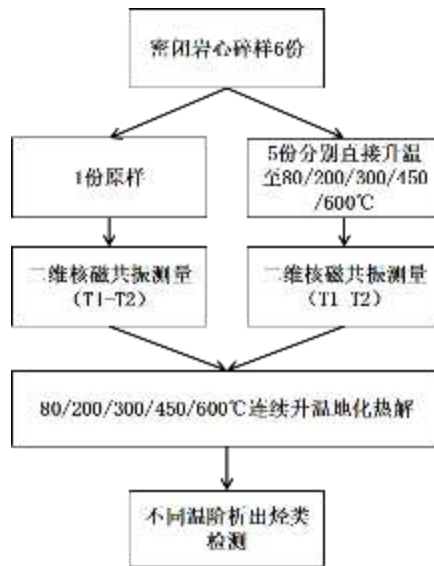


图 2 多温阶热解-核磁联测实验流程

① 页岩碎样原始状态一维、二维核磁共振实验

将平行样页岩油储层岩心粉碎为 80 目，至少保证同一深度点岩心质量 100g。将原始状态碎样进行一维、二维核磁共振实验。

② 不同温阶热解后核磁共振实验

为了寻找热解烃量与核磁共振响应之间的相关关系，碎样温度的控制必须要与热解保持一致。将 100g 碎样（约 4 块标准柱塞样）分别均匀分成 5 份，每份碎样 20g。分别将 5 份碎样放入多温阶绝氧加热仪中进行升温，温度直接分别调为 80°C、200°C、300°C、450°C、600°C。升温速率与恒温时间与热解实验保持一致。分别将 5 份升温后的碎样页岩冷却，进行一维、二维核磁共振实验。

③ 连续升温多温阶热解-核磁联测实验

在 5 组平行样品加热后，分别从加热后的样品里取少量碎样（100mg）进行热解实验，检测页岩含烃量 S_0 ， S_1 ， S_{2-1} ， S_{2-2} ， S_{2-3} ，升温及恒温程序见图 3。

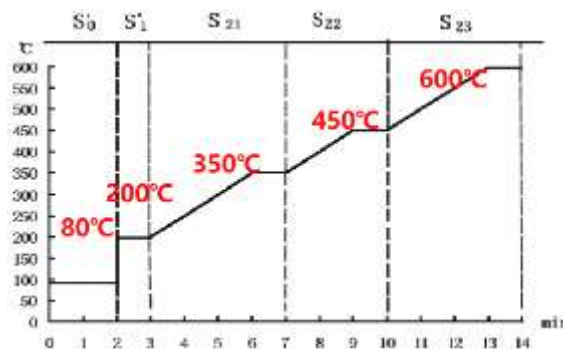


图 3 地化热解序列-升温梯度

2.3 过程分析

在三个实验过程分析中，碎样多温阶热解-核磁联测与地化热解结果的联合分析起到了主要作用，6 块页岩实验结果如图 4 和图 5:

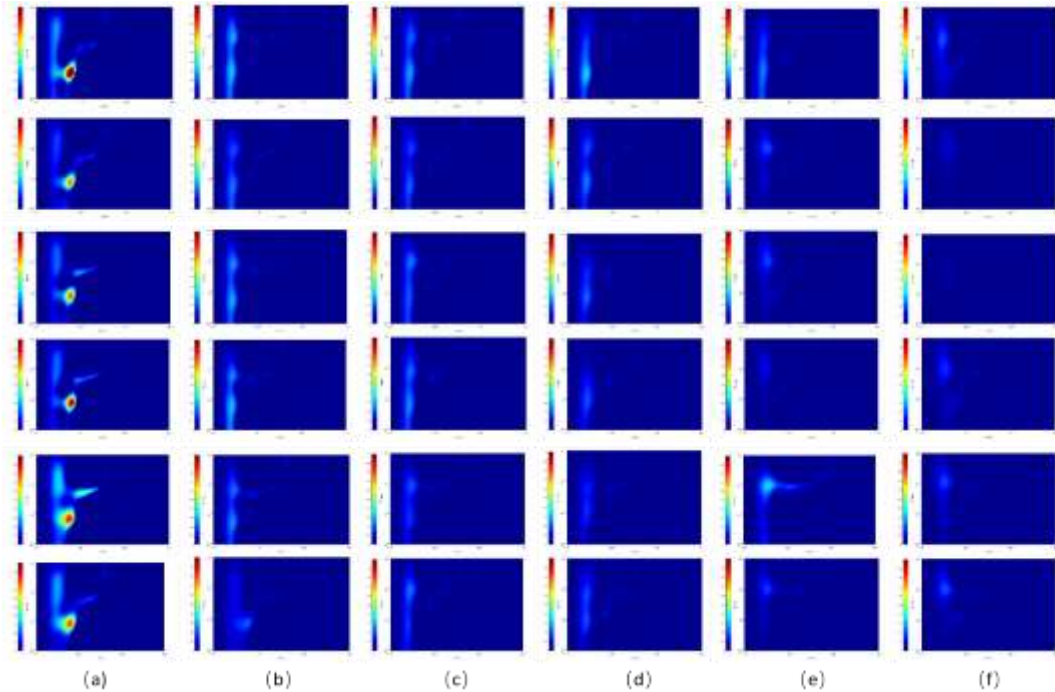


图 4 松南地区 6 块岩心直接升温的多温阶热解-核磁联测实验结果

(a) - (f) 代表每块岩心的 6 份平行样分别在常温状态、80°C、200°C、350°C、450°C、600°C 直接升温再冷却后测量核磁的分布情况

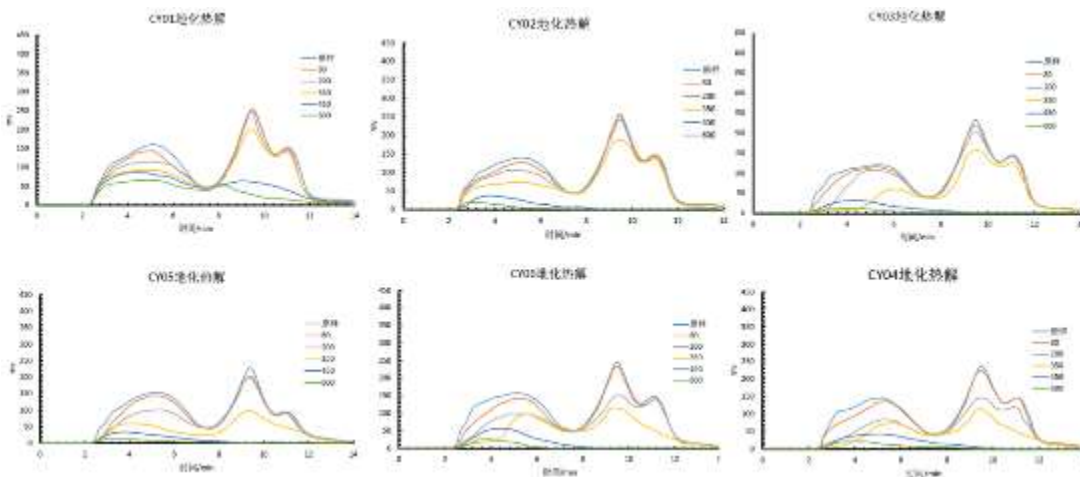


图 5 松南地区 6 块岩心变温阶逐步升温的地化热解实验结果

2.3.1 利用密闭心碎样多温阶热解实验确定干酪根、硬有机质及毛管束缚水的位置。

根据地化热解实验对烃类信号的检测结果，原样 80°C 加热阶段 (0-2min) 未检测到烃类信号，说明二维核磁上消失的最明显的信号为水，不是油气信号；另外根据以往研究人员的成果 *Ошибка!*

Источник ссылки не найден. (付永红, 2020), 页岩中毛细管束缚水在低温加热条件下即可较容易去除, 因此, 可以确定在密闭心碎样核磁二维谱上, 80°C下加热信号即可消失的 A 区即为毛细管束缚水 (见图 7), 其 T2 分布于 0.2~2ms 之间, 中心位置 0.6ms 左右, T1 分布于 0.2-5ms 之间, 二维谱上信号强度最大, 扩散快。



图 6 松南地区页岩油样品热解峰温情况

图谱中 D 区信号随温度升高至 350°C 先减弱, 到 450°C 时信号又有所增强, 由于源岩地化实验确定的该区页岩油最高热解峰温 Tmax 值在 440°C-454°C 之间 (图 6), 说明该区页岩在 450 度左右才开始大量热解生烃, 因此判断该区为干酪根及硬有机质区, 硬有机质在升温阶段逐渐热解, 信号变弱, 到达 450°C 时达到热解峰干酪根开始热解生烃, 信号有所增强, 到达 600°C 时, 干酪根及硬有机质完全热解, 烃类等流体完全散失, 信号减弱甚至消失, 见图 8。综合判断 D 区为干酪根及硬有机质区, T2 分布于 0.02~0.2ms 之间, 中心位置 0.7ms 左右, T1 分布于 5-1000ms 之间, 二维谱上信号强度较弱, 扩散慢。

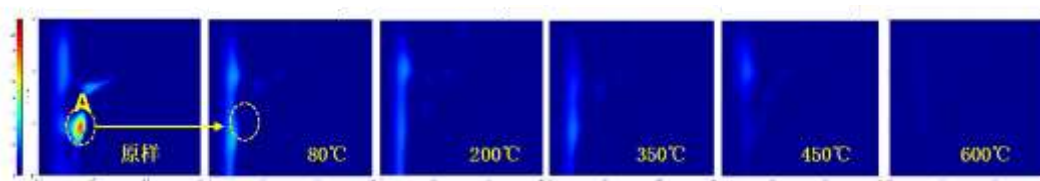


图 7 多温阶热解实验确定毛管束缚水位置图

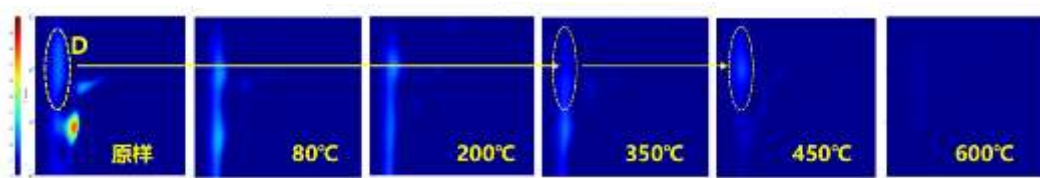


图 8 多温阶热解实验确定干酪根及硬有机质位置图

2.3.2 利用密闭心碎样多温阶热解、柱塞样饱和油离心、全直径密闭心二维核磁实验确定吸附油、游离油位置。

如图中，对比全直径密闭心和柱塞样及碎样核磁图谱的 E、F 区信号，后者信号损失量较大，说明该区流体极易扩散，在制样中基本损失掉，根据地化热解曲线， S_0 、 S_1 信号很少，说明扩散的为油气，E 区信号减少最明显，判断该区主要为游离油，T2 分布于 2~50ms 之间，中心位置 5ms 左右，T1 分布于 10-1000ms 之间，二维谱上信号强度较弱-中等，扩散快。F 区与 E 区对比，制成碎样后信号损失相对小，说明 F 区流动性稍差，另外柱塞样饱和油后离心，F 区信号仍较强判断该区主要为吸附油。由于油质较轻，吸附油在一定条件下也是可动的，T2 分布于 0.2~2ms 之间，中心位置 0.6ms 左右，T1 分布于 5-1000ms 之间，二维谱上信号强度较强，扩散慢。

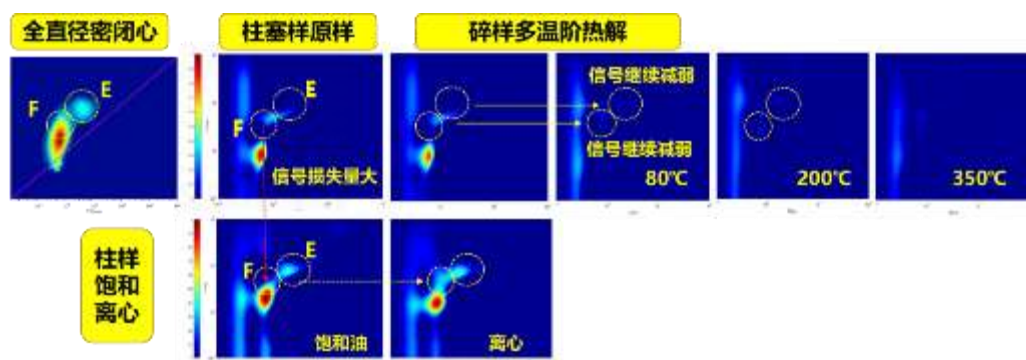


图 9 密闭心碎样多温阶热解、柱塞样饱和油离心、全直径密闭心二维核磁实验确定吸附油、游离油位置

2.3.3 利用密闭心碎样多温阶热解、柱塞样干样饱和水二维核磁实验确定黏土束缚水、可动水位置。

黏土束缚水难流动，有学者研究认为 200°C 时才能将其去除，因此水线附近短 T2、短 T1 的 B 区可见信号减弱，判断为黏土束缚水；随温度升高至 350°C，原本无响应的黏土结构水逐渐脱离，信号又有所增强，直至温度足够高全部散失，T2 分布于 0.02~0.2ms 之间，中心位置 0.7ms 左右，T1 分布于 0.05-5ms 之间，二维谱上信号强度较弱，扩散慢。

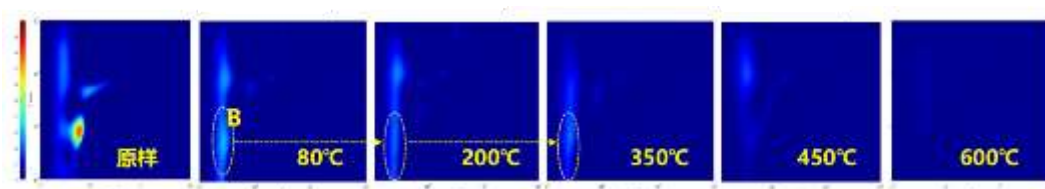


图 10 密闭心碎样多温阶热解实验确定黏土束缚水

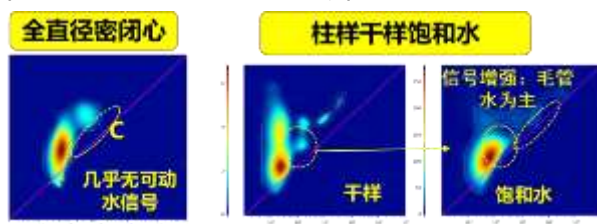


图 11 全直径密闭岩心、柱塞样干样饱和水二维核磁实验确定可动水位置

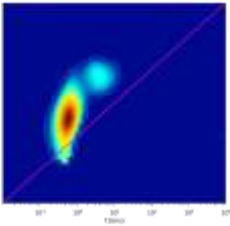
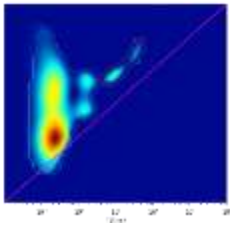
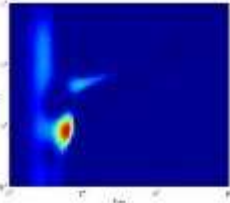
图 11 中，全直径密闭心水线上长 T2 的 C 区没有信号，柱塞样干样饱和水之前，信号很弱（最高强度小于 7），饱和水后，信号增强显著（270 左右），且主要占据毛管束缚水的位置，大孔部分（约 5ms，15nm 以上）不明显，密闭心柱塞样饱和油离心-烘干饱和水后响应相似，说明岩心中无可动水或含量较少，T2 分布于 2~50ms 之间，中心位置 10ms 左右，T1 分布于 0.8-200ms 之间，二维谱上无信号。

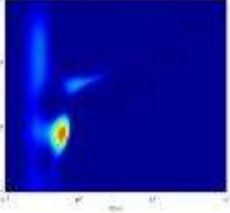
3 流体分布特征及图版

通过以上 3 个系列实验发现，在实验室条件下，岩心的尺寸越大，测得流体组分区度越低；测量频率越高，能反映的小孔的信息越全面。而尺寸大的岩心适合用低频测量，因此全直径密闭岩心能够测量大孔隙流体信息，而柱塞样和碎样在高频测量模式下可以较全面反映岩心各组分流体的分布。

鉴于不同形态、尺寸的岩心在不同的测量频率下反映的流体信息不同，可以利用这一特点，结合不同流体的性质确定各个组分在二维图谱上的位置。特点如表所示：

表 2 多尺寸多状态二维核磁实验对比分析

岩心类型	尺寸	测量频率	二维核磁谱	主要认识
全直径 (密闭)	大	12.5MHz		全直径岩心尺寸大，测量频率低，几乎不能区分黏土束缚水、干酪根及硬有机质信号，但可较全面反映可动流体信号。对于基质型页岩油，可动水少，可利用现场全直径二维核磁快速识别可动油含量。
柱塞样 (干样)	中	12.5MHz		柱塞样岩心尺寸适中，干样状态下，中等频率能够兼顾黏土束缚水、干酪根及硬有机质占据的纳米级孔隙、以及占据较大孔隙的流体响应，可用于流体识别。
柱塞样 (密闭)	中	21MHz		柱塞样密闭心状态下，中高频率能够更全面反映纳米级孔隙，但会损失部分中大孔流体信息，可用于流体识别，与全直径密闭心结合，可较全面认识流体

				性质。
碎样岩心(密闭)	小	21MHz		与密闭柱塞样相似，但会损失更多可动部分流体信息。但碎样容易获取及制样，可弥补柱塞样难以制取的不足，用于进行流体识别效果较好。

综合以上实验认识，绘制页岩油二维核磁组分识别图版，如图 12：

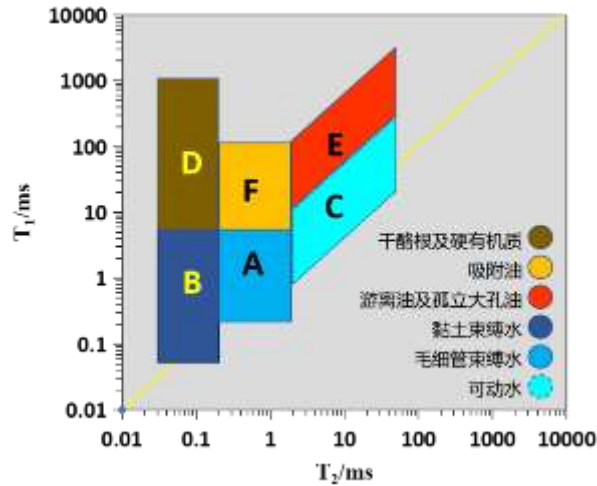


图 12 页岩油二维核磁组分识别图版

从研究区页岩岩心多尺寸多状态二维核磁实验来看，被毛细管占据的孔隙空间占主要部分，其次为吸附油和可动油部分，最后为干酪根及黏土束缚水，依据流体识别图版可以进一步计算各组分含量，计算含油饱和度，为二维核磁共振测井评价含油性提供依据。

根据实验分析的流体分布特征，可以判断 CY8 井主要流体以束缚水、可动油和吸附油为主，未见明显可动水，CY8 井在取心段试油获得日产 7t 油流也证实了图版的可靠性。

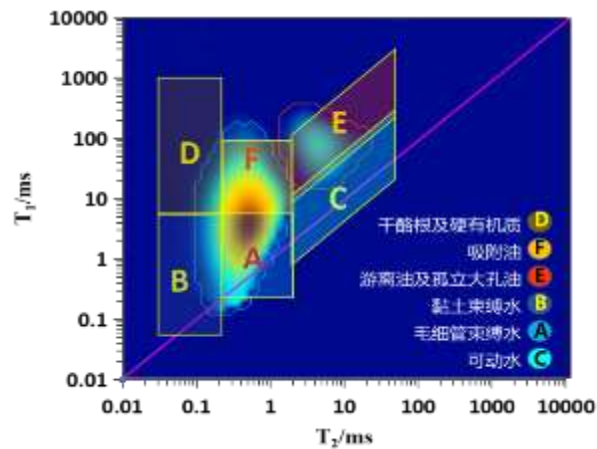


图 13 松南地区 CY8 井页岩油岩心全直径二维核磁组分划分结果

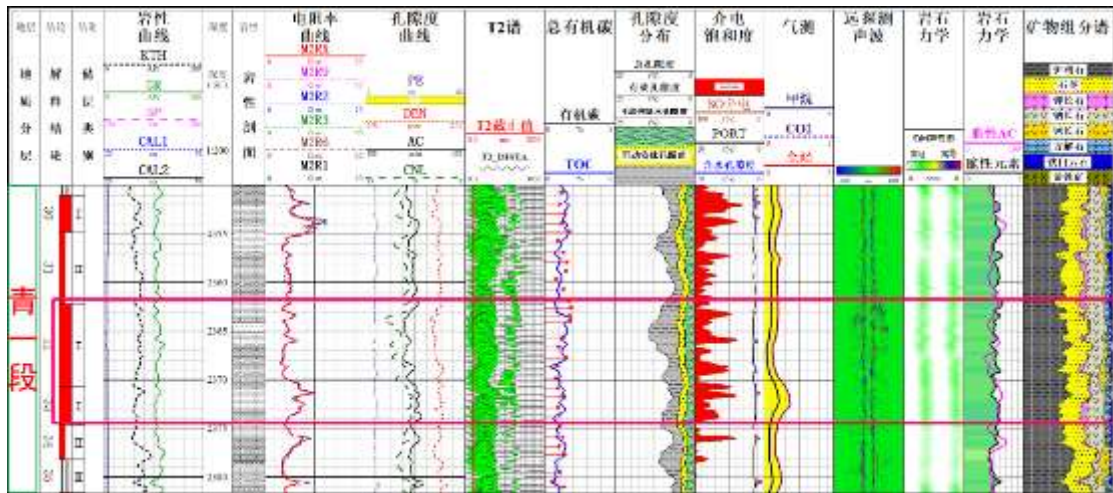


图 14 松南地区 CY8 井页岩油取心段测井解释综合成果图

4 结论及认识

- ① 通过对多种尺寸、多种测量模式及多种流体赋存状态下二维核磁共振实验结果进行对比，发现全直径、柱塞样、碎样岩心在 12.5MHz 及 21MHz 测量频率下能够反映的组分不同，且互为补充，由此发展了建立区域页岩油流体（包括干酪根）二维核磁识别图版的方法：应用全直径密闭心原样中低频二维核磁结合碎样中高频多温阶二维核磁综合确定，该方法能够较全面反映页岩油组分，且岩样较易制取；
- ② 通过二维核磁实验对比研究，发现研究区页岩岩心流体组分以毛管束缚水、吸附油为主，其次为可动油、干酪根及硬有机质、黏土束缚水，未见明显的可动水。
- ③ 页岩二维核磁组分识别图版的建立需要一定的区域适用性，且建立的过程需要有充分的依据，本文提供了一种建立图版的方法，过程相对简单且具有较好的应用效果。

УДК 550.832

Хань Сюе¹, Чэн Даоцзе(се)¹, Ли Чжэньлинь¹, Гоу Яньхун(гун)¹, Чжи Шухуа¹, Чэн Лян¹, Лю Сюефэн², Лю Пэн¹

(1. ООО по каротажу Китайской нефтяной корпорации, Сиань, Шэньси 710077, Китайский нефтяной университет (Восточный Китай), Циндао, Шаньдун 266400)

ОСНОВЕ ЭКСПЕРИМЕНТА 2D ЯМР

Резюме: Особые характеристики залегания флюидов в сланцевом нефтяном пласте затрудняют точную идентификацию каждого компонента по двумерному ядерно-магнитному спектру (T1-T2). В этой статье были разработаны многоступенчатый пиролиз и совместное измерение с помощью ядерного магнитного резонанса разрушенных образцов, совместное измерение с помощью центрифуги и ядерного магнитного резонанса насыщенного масла в плунжерном образце и двумерный ядерно-магнитный резонансный эксперимент с закрытым центром полного диаметра. Были всесторонне проанализированы изменения двумерного спектра в процессе эксперимента. Посредством сравнения и верификации результатов эксперимента по ядерному магнитному резонансу и эксперимента по пиролизу были оценены свойства каждого компонента в двумерном спектре, и был разработан метод идентификации компонентов двумерного эксперимента по ядерному магнитному резонансу сланцевого масла. Метод был проверен и применен в резервуаре чистой сланцевой нефти первого элемента формации Цинхэ в бассейне Сунляо, обеспечивая важную поддержку для оценки нефтеносности залежей сланцевой нефти в этом районе.

Ключевые слова: Сланцевое масло; 2D ядерный магнитный резонанс; Многотемпературный террасный пиролиз; Герметичная сердцевина полного диаметра; Идентификационная табличка

1 Введение

Такие параметры, как содержание органического вещества в сланце, свойства порового флюида и содержание подвижных углеводородов, являются ключевыми параметрами для оценки сланцевого коллектора, которые непосредственно влияют на потенциал разработки и меры по разработке коллектора. Точная характеристика этих параметров в настоящее время является сложной и ключевой проблемой для оценки сланцевой нефти. Обычно используемым методом является геохимический пиролиз и экстракция для получения S_1 , который используется для характеристики содержания подвижных углеводородов в сланцах. Однако эти параметры не могут в полной мере охарактеризовать текучий состав сланцевой нефти, а методы нагрева или экстракции сильно отличаются от фактического процесса разработки, поэтому их можно использовать только в качестве теоретического максимума содержания подвижных углеводородов после коррекции незначительных потерь углеводородов.

Каротаж с использованием ядерного магнитного резонанса имеет значительные преимущества при идентификации углеводородных компонентов, оценке структуры пор и характеристике залегания флюидов. В последние годы он все чаще применяется для идентификации флюидов и количественного расчета содержания нефти в нетрадиционных коллекторах, таких как сланцы. Двухмерный ядерный магнитный резонанс, особенно двухмерный ядерный магнитный резонанс средней и высокой частоты, позволяет интуитивно и быстро разделять кероген и поровые жидкости

и выполнять количественные расчеты. Экспериментальный процесс обладает преимуществами быстрого, неразрушающего и количественного анализа. С продвижением и применением подземного 2D-ядерного магнитного резонанса лабораторные данные нуждаются в калибровке, и спрос на эксперименты с 2D-ядерным магнитным резонансом также растет. Однако из-за разнообразия типов залежей сланцевой нефти существуют определенные различия в характеристиках отклика 2D ЯМР кернов в каждом регионе, а универсальность классических графиков оставляет желать лучшего, что легко приводит к ошибкам в идентификации флюидов. Следовательно, для обеспечения точности идентификации флюида необходимо специально разработать схемы идентификации и разделения компонентов резервуара. В настоящее время не существует стандартизированного метода или процесса для создания точных региональных двумерных пластин для идентификации ядерно-магнитной жидкости, и отечественные и зарубежные лаборатории проводят исследования на основе существующих экспериментальных методов. Ли Чжэнцзинь и др. (2018) создали двумерную диаграмму компонентов ядерного магнитного поля^[1], основанную на положении отклика в ядерно-магнитном спектре, путем проведения высокочастотных двумерных измерений ядерного магнитного резонанса в слабом поле на подготовленном керогене, извлеченном сухом сланце, глинистом минерале в их исходном состоянии, насыщенной нефти-воде и различные состояния после центрифугирования; Bai Longhui et al. (2019) использовали высокочастотную технологию двумерного ядерного магнитного резонанса для обнаружения образцов богатых органикой сланцев из Циньи в южной части бассейна Сунляо до и после экстракции полярным органическим растворителем. Согласно опыту зарубежных ученых^{[5] [6]} при применении двумерного ядерного магнитного резонанса в сланцах, они разделили компоненты спектра и полагали, что сланцевое масло в основном существует в адсорбционном и свободном состоянии^[2]; Ян Вейлин и др. (2021) проанализировали двумерные характеристики ядерного магнитного спектра сланцевого масла Гулонг, сохраняющего герметичное давление в активной зоне с течением времени, и определили характеристики распределения флюида. Эти методы заложили основу для идентификации компонентов залежей сланцевой нефти и характеристик залегания флюидов. Однако некоторые экспериментальные методы сложны в технологическом процессе и с трудом поддаются подготовке образцов, которые могут быть использованы для научных исследований. Своевременность применения в полевых условиях несколько оставляет желать лучшего. Некоторые методы основаны на опыте и не имеют технологической основы для вывода, что также вносит неопределенность в применение. Эта статья обеспечивает относительно достаточную основу для идентификации компонентов сланца путем разработки двумерных экспериментальных изменений ядерного магнитного резонанса в различных состояниях и проверки их экспериментальными результатами геохимического пиролиза. Он также достиг хороших результатов при применении на месте.

2 Анализ экспериментальных образцов, планов и процессов

2.1 Источник экспериментальных образцов

В осадочный период формирования Циншанькоу в бассейне Сунляо климат был теплым и влажным, и планктон, водоросли и другие богатые липидами организмы процветали, а стабильная осадочная среда глубоководных и полуглубоководных районов обеспечивала благоприятную среду для накопления органического вещества, образуя набор обширных богатых органикой сланцевые пласты, в которых преобладает выработка нефти. Из скважины СУ8 в южной части бассейна Сунляо было взято 12 проб с глубинами керна от 2 315м до 2 385м. Они в основном состоят из богатого органикой темного сланца, и основные экспериментальные данные, такие как пористость и проницаемость, приведены в таблице 1. Запечатанные образцы сланца полного диаметра были подвергнуты оригинальному двумерному измерению ядерного магнитного резонанса, обработаны в стандартные плунжерные образцы для оригинального двумерного измерения ядерного магнитного резонанса с использованием центробежного метода насыщенной нефти и насыщенной воды, а параллельно измельченные образцы были подвергнуты совместному измерению ядерного магнитного резонанса при многоступенчатом пиролизе.

Таблица 1 Органические геохимические параметры и минеральные компоненты образцов сланца из первой части формации Циншанькоу в бассейне Сунляо

Номер керна	Глубина (м)	Пористость (%)	Проницаемость (mD)	ТОС (%)	Кварц (%)	Полевой шпат (%)	Глина (%)	Кальцит (%)	Пирит (%)	Сидерит (%)	Другие ископаемые (%)
СУ01	2315.8	6.21	0.03	0.8	16.417	43.579	33.336	1.232	1.384	2.046	2.007
СУ02	2326.2	7.35	0.66	1.75	17.44	37.559	34.784	4.53	0.469	1.468	3.749
СУ03	2339.4	6.80	0.41	1.56	16.932	40.892	35.694	0.141	1.721	1.623	2.998
СУ04	2344.9	7.98	0.13	1.61	20.473	35.326	38.482	0.138	2.136	1.3	2.145
СУ05	2348.7	6.24	0.24	1.67	19.939	40.533	34.179	1.492	1.301	1.134	1.423
СУ06	2384.7	7.01	0.07	0.89	27.5	34.326	31.796	0.773	1.768	1.403	2.433

2.2 Разработка экспериментального плана

2.2.1 Эксперимент по ядерному магнитному резонансу с герметичным керном полного диаметра

Запечатанный образец керна полного диаметра был запечатан воском и завернут в пищевую

пленку. Он был извлечен на некоторое время, и произошла некоторая потеря, которая может приблизительно отражать первоначальное состояние жидкости. Эксперимент проводился с использованием системы анализа высокотемпературной и высоконапорной смещающей ядерно-магнитно-резонансной томографии MesoMR12-150H-I с керном полного диаметра Newmap для измерения двумерного ядерного магнитного резонанса. Параметры измерения следующие: частота 12,5МГц, интервал эхо-сигналов 0,2мс, частота сканирования 16 и количество эхо-сигналов 5000.

2.2.2 Эксперимент по многоступенчатому ядерному магнитному резонансу на образцах плунжера с замкнутым керном

6 образцов плунжера были получены из герметичных кернов породы полного диаметра, и измерения ядерного магнитного резонанса (ЯМР) были проведены в четырех состояниях: исходные образцы плунжера, насыщенное масло, центрифугирование и насыщенная вода. Измерения ЯМР ядра были выполнены с использованием прибора для измерения ЯМР MesoMR23-060H-1, как показано на рисунке 1. Конкретный процесс заключается в следующем:

1. Эксперимент по ядерному магнитному резонансу в ядре исходного состояния

Обработайте сланец до получения керна в форме плунжера (3-5см в длину и 1см в диаметре) и выберите специальную пластиковую пленку без ядерного магнитного сигнала, чтобы обернуть керна. Отладьте параметры прибора ядерного магнитного резонанса, выберите соответствующие параметры измерения ($TE=0,1$ мс, $TW=2000$ мс, $NS=32$ раза, $NECH=8000$ раз) и выполните измерения ядерного магнитного резонанса с плунжерным образцом, включая одномерный спектр T2 и двумерный спектр T1-T2.

2. Эксперимент по центробежному ядерно-магнитному резонансу с насыщенной нефтью керна

Поместите kern горной породы в устройство для насыщения под вакуумным давлением, чтобы насытить имитируемый пласт нефтью. Установите давление насыщения на 2000 фунтов на квадратный дюйм и насыщайте его в течение 7 дней. После удаления исходный образец подвергли одномерным измерениям T2 и двумерным измерениям ЯМР-спектроскопии T1-T2. После измерения исходный образец центрифугировали при 8000об/мин (центробежная сила около 200 фунтов на квадратный дюйм) в течение 4 часов.

3. Эксперимент по ядерному магнитному резонансу насыщенной воды после сушки керна

Высушите kern при температуре 80°C в течение 24 часов. Оберните высушенную kern пластиковой пленкой без ядерного магнитного сигнала и поместите ее в устройство для насыщения вакуумным давлением для повышения давления насыщенной воды. После 7 дней повышения давления и насыщения извлеките kern для измерения одномерного спектра T2 ядерного магнитного резонанса плунжерного образца и двумерного спектра T1-T2.



Рисунок 1 Экспериментальный поток с многоступенчатым ядерным магнитным резонансом образцов плунжера с замкнутым керном

2.2.3 Эксперимент по совместному измерению измельченных образцов методом многотемпературного пиролиза и ядерного магнитного резонанса

Чтобы обеспечить лучшую диффузию нефти и газа, фрагментированные образцы нагревались для измерения, в то время как ядерный магнитный резонанс (ЯМР) проводился для понимания порядка диффузии различных компонентов нефти и газа и их положения в двумерном спектре ЯМР. Конкретный экспериментальный процесс и содержание заключаются в следующем:



Рисунок 2 Экспериментальный процесс многоступенчатого пиролиза при ядерно-магнитном резонансе

1. Одномерные и двумерные эксперименты по ядерному магнитному резонансу с исходным состоянием фрагментов сланца

Измельчите параллельный образец керна пласта сланцевой нефти на 80 ячеек, чтобы обеспечить качество керна не менее 100г на той же глубине. Проведите одномерные и двумерные эксперименты по ядерному магнитному резонансу на фрагментированных образцах исходного

состояния.

2. Эксперименты по ядерному магнитному резонансу после пиролиза при различных уровнях температуры

Чтобы найти корреляцию между количеством пиролизных углеводородов и реакцией ядерного магнитного резонанса, контроль температуры фрагментации должен соответствовать пиролизу. Разделите 100г измельченных образцов (приблизительно 4 стандартных образца для плунжера) равномерно на 5 частей, каждая из которых содержит 20г. Поместите 5 кусочков измельченных образцов в многоступенчатый нагреватель с кислородной изоляцией для нагрева и отрегулируйте температуру непосредственно до 80°C, 200°C, 300°C, 450°C, и 600°C. Скорость нагрева и время поддержания температуры соответствуют эксперименту по пиролизу. Охладите 5 образцов сланца после нагревания и проведите одномерные и двумерные эксперименты по ядерному магнитному резонансу.

3. Эксперимент по измерению ядерного магнитного резонанса с непрерывным нагревом и многоступенчатым пиролизом при высокой температуре

После нагревания 5 наборов параллельных образцов из нагретых образцов отбирали небольшое количество измельченных образцов (100мг) для экспериментов по пиролизу для определения содержания углеводородов в сланцах S_0 , S_1 , S_{2-1} , S_{2-2} , S_{2-3} . Процедуры нагрева и поддержания постоянной температуры показаны на рисунке 3.

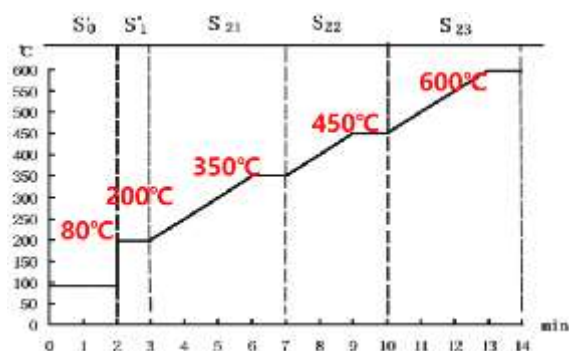


Рисунок 3 Последовательность геохимического пиролиза - температурный градиент

2.3 Анализ процессов

При анализе трех экспериментальных процессов важную роль сыграл совместный анализ результатов совместного измерения ядерного магнитного резонанса при многотемпературном пиролизе и геохимического пиролиза. Результаты экспериментов с 6 образцами сланца показаны на рис. 4 и рис. 5.

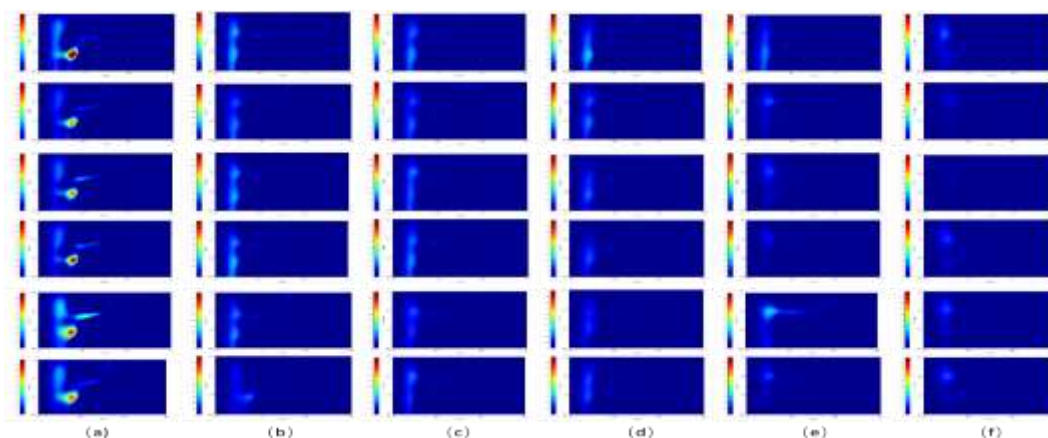


Рисунок 4 Экспериментальные результаты многоступенчатого пиролиза методом ядерного магнитного резонанса для прямого нагрева 6 кернов горных пород в районе Суннань

(a) - (f) Шесть параллельных образцов, представляющих каждый керн горной породы, были непосредственно нагреты и охлаждены при комнатной температуре, 80°C, 200°C, 350°C, 450°C, и 600°C перед измерением распределения ядерного магнитного резонанса

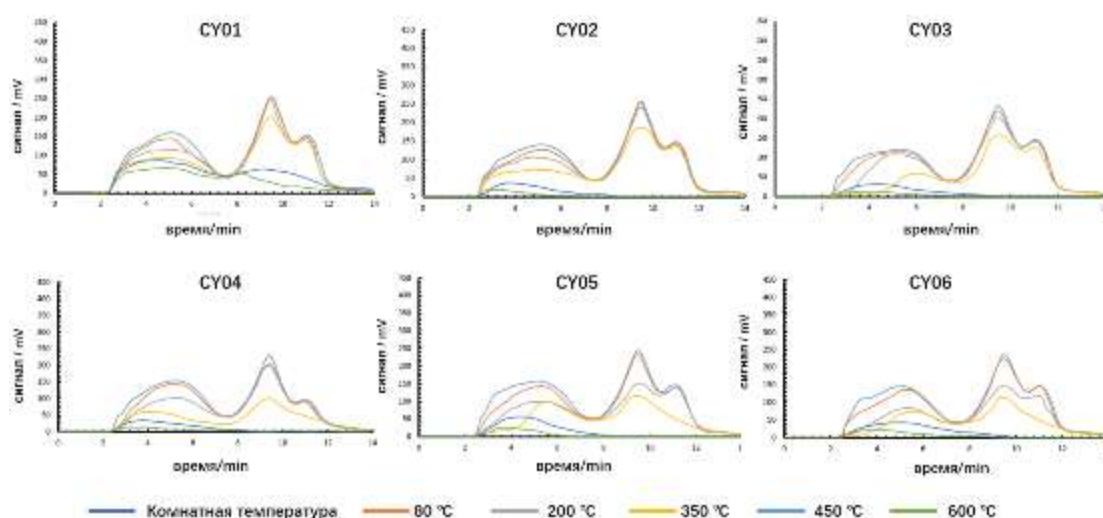


Рисунок 5 Результаты экспериментов по геохимическому пиролизу 6 кернов горных пород в районе Суннань, постепенно прогреваемых с различными температурными ступенями

2.3.1 Определите содержание керогена, твердых органических веществ и связанной капиллярами воды, используя эксперимент по многоступенчатому пиролизу образца закрытого керна.

Согласно результатам обнаружения углеводородных сигналов в экспериментах по геохимическому пиролизу, никаких углеводородных сигналов не было обнаружено на стадии нагрева исходного образца при 80°C (0-2мин), что указывает на то, что наиболее очевидным сигналом, исчезающим при двумерном ядерно-магнитном резонансе, является сигнал воды, а не нефти и газа; Кроме того, Согласно результатам предыдущих исследователей ^[4] (Фу Юнхун, 2020),

капиллярно связанная вода в сланце может быть легко удалена в условиях низкотемпературного нагрева. Следовательно, можно определить, что на двумерном спектре ядерного магнитного резонанса запечатанного образца сердца область А, где сигнал нагрева может исчезать при 80 °С, представляет собой воду, связанную капиллярным пучком (см. рис. 7). Его распределение T2 составляет от 0,2-2мс, центральное положение составляет около 0,6мс, а распределение T1 составляет от 0,2-5мс, при этом самая высокая интенсивность сигнала в двумерном спектре распространяется быстро.

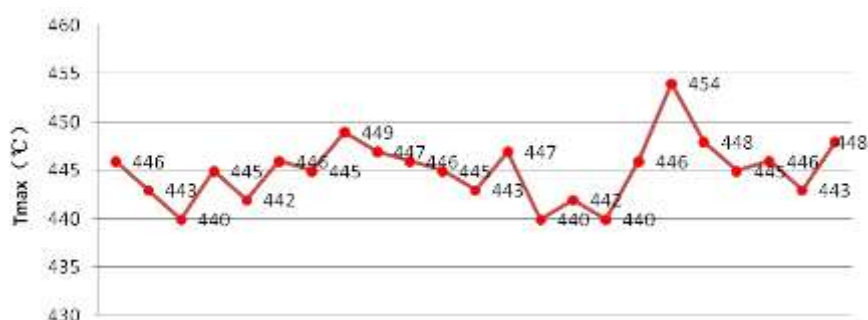


Рис. 6. Пиковая температура пиролиза образцов сланцевого масла в районе Суннань

В атласе сигнал в области D сначала ослабевает, когда температура повышается до 350°С, а затем снова усиливается, когда температура достигает 450°С. Поскольку значение Tmax самой высокой пиковой температуры пиролиза сланцевого масла в этом районе, определенное геохимическим экспериментом с исходными породами, составляет от 440°С до 454°С (рис. 6), это означает, что сланец в этом районе начал пиролизироваться в большом количестве примерно при 450°С, поэтому считается, что эта область представляет собой область керогена и твердого органического вещества. Твердое органическое вещество постепенно пиролизуется на стадии нагрева, и сигнал становится слабым, при температуре 450°С достигается пик пиролиза керогена, и сигнал усиливается. При температуре 600°С кероген и твердые органические вещества полностью пиролизуются, а жидкости, такие как углеводороды, полностью теряются. Сигнал ослабевает или даже исчезает, как показано на рисунке 8. Основываясь на всестороннем суждении, зона D состоит из керогена и твердых органических веществ. T2 распределяется между 0,02~0,2мс, с центральным положением около 0,7мс, а T1 распределяется между 5-1000 мс. Интенсивность сигнала в двумерном спектре слабая, а распространение медленное.

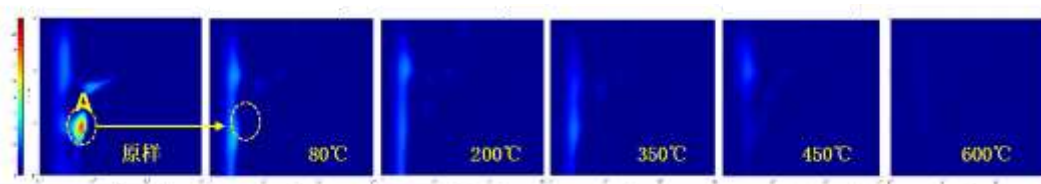


Рисунок 7: Определение положения капиллярно связанной воды в ходе эксперимента по многостадийному пиролизу

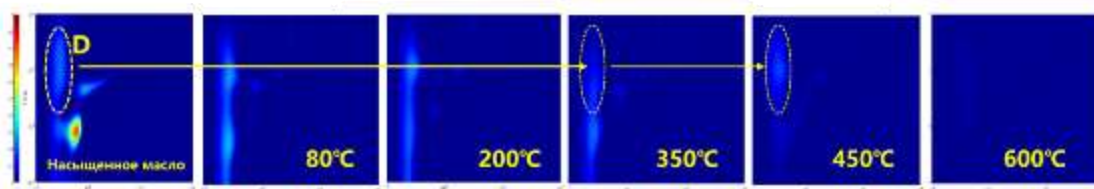


Рисунок 8 Карта расположения керогена и твердых органических веществ, определенная в ходе эксперимента по многостадийному пиролизу

2.3.2 Определите положение адсорбированного масла и свободного масла с помощью многостадийного пиролиза запечатанных образцов керна, центрифугирования образцов, насыщенных маслом, с помощью плунжера и экспериментов по двумерному ядерному магнитному резонансу с полным диаметром запечатанного керна.

Как показано на рисунке 9, сравнивая сигналы E и F спектров ядерного магнитного резонанса герметичного керна полного диаметра, плунжерного образца и измельченного образца, последний показывает значительную потерю сигнала, что указывает на то, что жидкость в этой области легко рассеивается и в основном теряется во время подготовки образца. Согласно кривой геохимического пиролиза, сигналов S_0 и S_1 очень мало, что указывает на диффузию нефти и газа, и снижение сигнала в зоне E наиболее очевидно. Определено, что эта зона в основном состоит из свободной нефти. T2 распределяется между 2-50мс, с центральным положением около 5мс, а T1 распределяется между 10-1000мс, уровень сигнала в двумерном спектре от слабого до среднего, а распространение быстрое. По сравнению с зоной E потеря сигнала в зоне F относительно невелика после получения измельченных образцов, что указывает на незначительную текучесть зоны F. Кроме того, после того, как образец плунжера пропитан маслом и центрифугирован, сигнал в зоне F все еще остается сильным, указывая на то, что зона в основном состоит из адсорбированного масла. Благодаря небольшому весу масла адсорбированное масло также может перемещаться при определенных условиях. T2 распределяется между 0,2~2мс, с центральным положением около 0,6мс, а T1 распределяется между 5-1000мс. Интенсивность сигнала в двумерном спектре высока, а распространение происходит медленно.

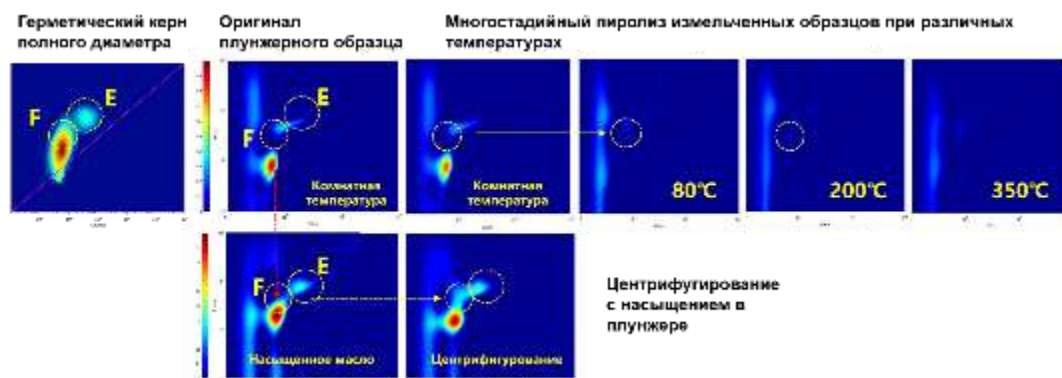


Рисунок 9: Определение содержания адсорбированного масла и свободного масла с помощью многостадийного пиролиза запечатанных образцов керна, центрифугирования образцов,

насыщенных маслом с помощью плунжера, и экспериментов по двумерному ядерному магнитному резонансу с полным диаметром запечатанного керна

2.3.3 Определите положение связанной и подвижной воды в глине с помощью многостадийного пиролиза запечатанных измельченных образцов и экспериментов по двумерному ядерному магнитному резонансу насыщенной воды в сухих образцах с плунжером.

Связанная глиной вода с трудом вытекает, и некоторые ученые полагают, что ее можно удалить только при температуре 200°C. Следовательно, видимый сигнал в зоне В вблизи ватерлинии коротких T2 и коротких T1 ослабевает, указывая на то, что это вода, связанная с глиной; по мере повышения температуры до 350°C вода, ранее не реагировавшая на глинистую структуру, постепенно отделяется, и сигнал увеличивается до тех пор, пока температура не станет достаточно высокой, чтобы полностью рассеяться. T2 распределяется в пределах 0,02~0,2мс, с центральным положением около 0,7мс, а T1 распределяется в пределах 0,05-5мс. Интенсивность сигнала в двумерном спектре слабая, а распространение медленное.

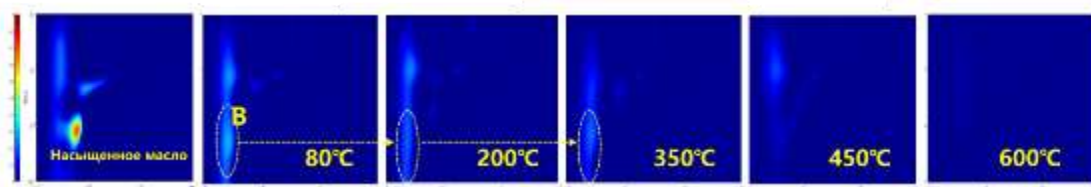


Рисунок 10 Определение содержания связанной воды в глине с помощью эксперимента по многостадийному пиролизу образцов с закрытыми сердцевинами

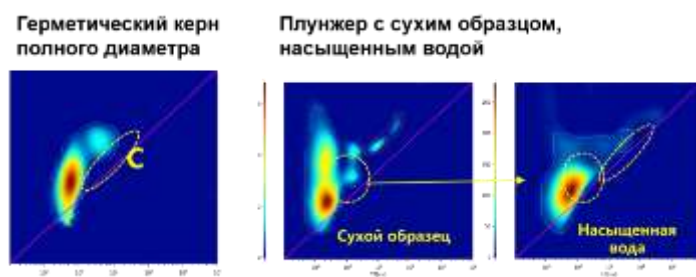


Рисунок 11 Определение положения подвижной воды с помощью двумерного эксперимента по ядерному магнитному резонансу насыщенной воды в герметичном керне полного диаметра и сухих образцах плунжерного образца

На рисунке 11 сигнал отсутствует в области С длиной T2 на ватерлинии замкнутого керна полного диаметра. До насыщения пробы плунжера водой сигнал слабый (с максимальной интенсивностью менее 7), а после насыщения водой сигнал значительно усиливается (около 270), в основном занимая положение связанной капиллярами воды. Большая часть пор (около 5мс, более 15нм) не очевидна, и реакция образца с закрытым плунжером керна после центрифугирования, высушивающего насыщенную воду, аналогична, что указывает на отсутствие подвижной воды или ее низкое содержание в керне породы, T2 распределяется между 2-50мс, с небольшим центральное положение составляет около 10мс, а T1 распределен между 0,8-200мс. В двумерном спектре сигнала

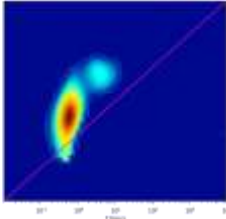
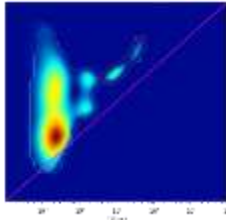
нет.

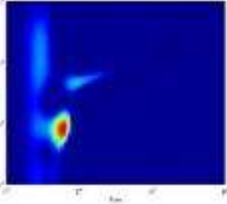
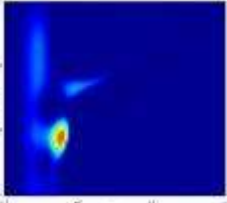
3 Характеристики и графики распределения жидкости

В ходе трех вышеупомянутых серий экспериментов было обнаружено, что в лабораторных условиях, чем больше размер керна, тем меньше распределение измеряемых компонентов жидкости; чем выше частота измерений, тем более полная информация о маленьком отверстии может быть отражена. Крупногабаритные керны подходят для низкочастотных измерений, поэтому герметичные керны полного диаметра могут измерять информацию о жидкости в больших порах, в то время как плунжерные и измельченные образцы могут всесторонне отражать распределение компонентов жидкости в керне в режиме высокочастотных измерений.

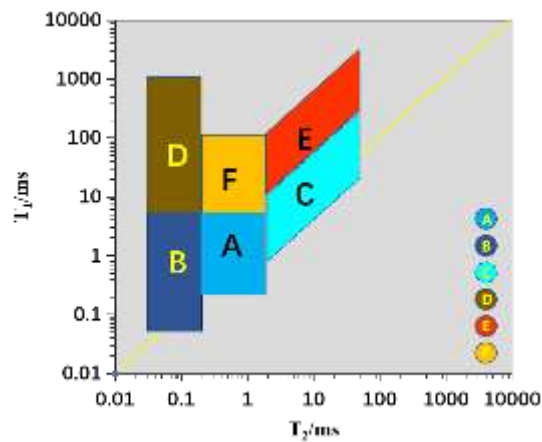
Учитывая, что различные формы и размеры кернов горных пород отражают различную информацию о флюидах на разных частотах измерения, эта функция может быть использована для определения положения каждого компонента в двумерном спектре на основе свойств различных флюидов. Характеристики приведены в таблице 2:

Таблица.2. Сравнительный анализ многомасштабных и многостационарных двумерных экспериментов по ядерному магнитному резонансу

Тип керна	Размер	Частота измерения	Двумерная ядерно-магнитная спектроскопия	Основные понятия
Полный диаметр (герметизация)	Большой	12.5MHz		Керн полного диаметра имеет большой размер и низкую частоту измерений, что делает практически невозможным различение сигналов связанной с глиной воды, керогена и твердых органических веществ, но он может всесторонне отражать сигналы подвижных жидкостей. В сланцевом масле матрикса содержится меньше подвижной воды, и содержание подвижной нефти может быть быстро определено с помощью двумерного ядерного магнитного резонанса полного диаметра на месте.
Плунжерный образец (Сухой образец)	Средний	12.5MHz		Размер керна плунжера умеренный, и в сухом состоянии образца средняя частота может сбалансировать наноразмерные поры, занятые связанной с глиной водой, керогеном и твердыми органическими веществами, а также реакцию жидкости, занимающей более крупные поры, что может быть использовано для идентификации жидкости.

Плунжерный образец (Герметизация)	Средний	21MHz		<p>В состоянии плунжероподобного герметичного керна средние и высокие частоты могут более полно отражать наноразмерные поры, но при этом теряется некоторая информация о жидкости со средними и большими порами, которая может быть использована для идентификации жидкости. В сочетании с герметичным керном полного диаметра это позволяет получить более полное представление о свойствах жидкости.</p>
Фрагментированные керны (герметичные)	Малый	21MHz		<p>Аналогично образцу с герметичным плунжером, но в подвижной части будет потеряно больше информации о жидкости. Однако легко получить и подготовить отбитые образцы, что может компенсировать трудности при изготовлении плунжерных образцов и хорошо влияет на идентификацию жидкости.</p>

Основываясь на приведенных выше экспериментальных данных, составлена двумерная схема идентификации ядерно-магнитных компонентов сланцевого масла, как показано на рисунке 12:



A	Связанная капиллярами вода
B	Вода, связанная с глиной
C	Подвижная вода
D	Кероген и твердые органические вещества
E	Свободное масло и изолированное макропористое масло
F	Адсорбционное масло

Рисунок 12 двумерная ЯМР-диаграмма идентификации компонентов сланцевого масла

Из многомасштабных и многостационарных 2D-экспериментов по ядерному магнитному резонансу сланцевых кернов в исследуемом районе видно, что поровое пространство, занятое капиллярами, является основной частью, за ним следуют адсорбированная нефть и подвижные части нефти и, наконец, кероген и связанная с глиной вода. Основываясь на таблице идентификации

флюида, можно дополнительно рассчитать содержание каждого компонента и нефтенасыщенность, что обеспечивает основу для оценки содержания нефти с помощью 2D-каротажа методом ядерного магнитного резонанса.

Основываясь на экспериментальном анализе характеристик распределения флюидов, можно определить, что основными флюидами в скважине СУ8 являются связанная вода, подвижная нефть и адсорбированная нефть, и явной подвижной воды обнаружено не было. Суточный дебит в 7 тонн нефти, полученный при отборе керна из скважины СУ8, также подтверждает достоверность графика.

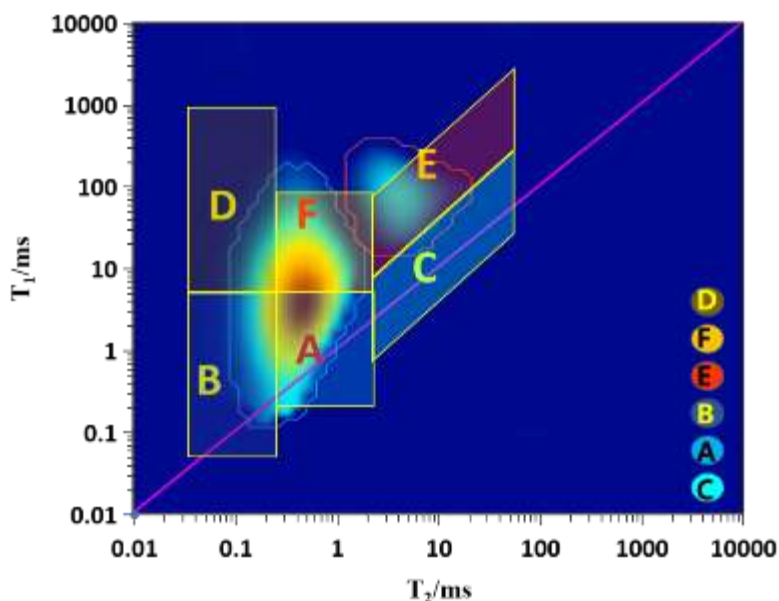


Рисунок 13 Результаты 2D ЯМР-анализа состава керна сланцевой нефти полного диаметра скважины СУ8 в районе Суннань

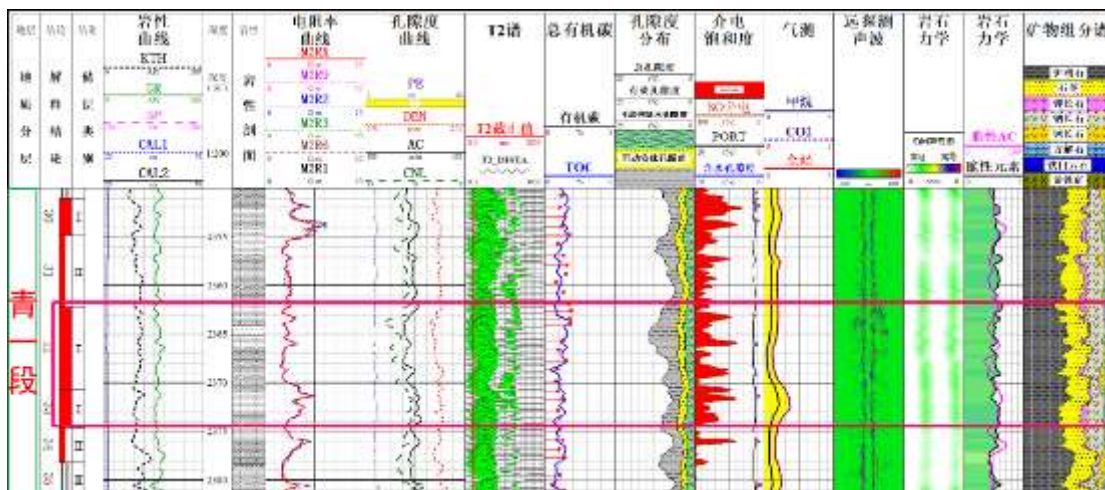


Рисунок 14 Комплексные результаты интерпретации результатов каротажа на участке отбора керна из сланцевой нефти скважины СУ8 в районе Суннань

4 Заключение и понимание

(1) Сравнивая результаты экспериментов по двумерному ядерному магнитному резонансу при различных размерах, режимах измерения и состояниях залегания жидкости, было обнаружено, что

компоненты, отражаемые образцами полного диаметра, плунжера и измельченного керна, различаются и дополняют друг друга на частотах измерений 12,5МГц и 21МГц, следовательно, способ установления была разработана двумерная карта идентификации методом ядерного магнитного резонанса региональных флюидов из сланцевой нефти (включая кероген): метод может всесторонне отражать состав сланцевого масла, и образцы горных пород могут быть легко подготовлены с использованием герметичного керна полного диаметра исходного образца средненизкочастотного двумерного ядерного магнитного резонанса в сочетании с разбитым образцом средне высокочастотного многотемпературного двумерного ядерного резонанса;

(2) В результате сравнительного исследования двумерных экспериментов по ядерному магнитному резонансу было обнаружено, что текучими компонентами сланцевого керна в исследуемой области являются в основном капиллярно связанная вода и адсорбированная нефть, за которыми следуют подвижная нефть, кероген, твердые органические вещества и вода, связанная с глиной. Никакой явной подвижной воды обнаружено не было.

(3) Создание двумерной карты идентификации ядерно-магнитных компонентов для сланцев требует определенной региональной применимости, и процесс создания должен иметь достаточную основу. В этой статье предлагается метод построения диаграммы, который является относительно простым и дает хорошие результаты применения.

**РОССИЙСКО-КИТАЙСКИЙ НАУЧНЫЙ СИМПОЗИУМ «НОВЫЕ ТЕХНИКА И
ТЕХНОЛОГИИ ГИС В НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ», 25-29 СЕНТЯБРЯ
2023 г., г. Сочи, РОССИЯ**

Материалы симпозиума. Уфа: изд-во ООО «Новтек Бизнес», 2023 г., с. 280, ил. 146.
ISBN 978-5-6048431-2-3.

Сборник докладов «Новые техника и технологии ГИС в нефтегазовой промышленности»

Научное редактирование – Лобанков В.М.
Ответственный редактор – Лаптева О.В.
Художественное оформление – Ткач В.М.

Издательство ООО «Новтек Бизнес»
450520, Уфимский район, село Нижегородка, ул. Чапаева, д.37/1
(347) 222-45-11
www.novtekbusiness.com

Подписано в печать 30.08.2023г.
Формат 60x84¹/16. Усл.печ.л.23,25. Бумага офсетная. Гарнитура Calibri.
Тираж 130 экз. Заказ № Печать методом ризографии.

**Отпечатано с оригинал-макета в печатном салоне ИП Гизетдинов Х.Т.
г. Уфа, ул. 50-летия Октября, 20**

ISBN 978-5-6048431-2-3



ООО «Новтек Бизнес», www.novtekbusiness.com