



397855-v 4

Приложение № 3
к Договору №

от « _ » 20 _ г.

«Согласовано»:

«Утверждаю»

20 _ г.

« _ » 20 _ г.

Технические требования к цифровому материалу геофизических исследований скважин.

Подрядные геофизические организации выдают материал результатов геофизических исследований скважин строго в соответствии с требованиями стандартов предприятия ОАО «СН-МНГ».

Цифровые материалы результатов ГИС выдаются заказчику точно в сроки, прописанные в договоре. Подрядчик несет ответственность за полноту и качество предоставленной цифровой информации.

1. Формат цифрового материала.

Цифровой материал выдается в формате LAS версий 1.2, 2.0 с шагом квантования 0.2 м. Шапка ласа должна иметь форму, представленную в примере и содержать всю полезную информацию по скважине (WELL INFORMATION) и дополнительную информацию (PARAMETER INFORMATION) по видам исследований. Перечень дополнительной информации представлен для «открытого» и «закрытого» стволов. Информация должна быть полной и достоверной.

Мнемоники кривых ГИС и результатов интерпретации, единицы их измерений, комментарии по кривым (Curve Description) заполняются в шапке ласа в строгом соответствии с представленной библиотекой мнемоник, принятой в ОАО «СН-МНГ».

Пример шапки Las-a для открытого ствола.

~VERSION INFORMATION

VERS. 2.0: CWLS Log Ascii Standard

WRAP. YES: Multiple Lines per Depth

~WELL INFORMATION

#MNEM.UNIT	DATA	DESCRIPTION OF MNEMONIC
------------	------	-------------------------

#-----	----	-----
--------	------	-------

STRT .M	1700.0000	:Top Depth
---------	-----------	------------

STOP .M	2712.4000	:Bottom Depth
---------	-----------	---------------

STEP .M	.2000	:Increment
---------	-------	------------

NULL .	-999.2500	:Null Value
--------	-----------	-------------

COMP .	MEGIONNEFTEGAS	:Company
--------	----------------	----------

WELDES.		:Description
---------	--	--------------

FLD .	AGANSKAY	:Field
-------	----------	--------

LOC .	111	:Location
-------	-----	-----------

STAT .	TYUMEN PROVINCE.	:State
--------	------------------	--------

SRVC .	ZSGK	:Service Company
--------	------	------------------

DATE .	10.04.00	:Date
--------	----------	-------

WELL .	779	:Well
--------	-----	-------

UWI .	813080077900	:Unique Well ID
-------	--------------	-----------------

~PARAMETER INFORMATION



397855-v 4

#MNEM.UNIT	Value	Description
#-----		
WNTYP .	exploratory:	Wellbore Purpose
INFO .	AB1:	Index Formation
BHS .	open:	Borehole Status
DIRL .	record:	Logging Direction
DIRL .	record:	Logging Direction
EKB .M	51.2:	Elevation of Kelly Bushing
DFT .	claydrilling:	Drilling Mud Type
DFD .G/CM3	1.09:	Drilling Fluid Density
DFV .S	25:	Drilling Fluid Viscosity
DFL .S3	7:	Drilling Fluid Loss
DFPH .	7:	Drilling Fluid PH
RMS .OHMM	2.9:	Resistivity of Mud on Service
TSHT .DEGR	18:	Surface Tools Temperature
BHT .DEGR	5:	Bottomhole Temperature
BHP .MPA	41:	Bottomhole Pressure
BS .M	0.295:	Bit Size
TDD .M	406:	Bottomhole Depth from Driller Data
TDL .M	414:	Total Depth-Logger
SPEE .M/HR	1500:	Average Logging Speed
LUC .	:	Logging Unit Code
WITN .	Иванова О.В.:	Witness's Name
R20 .	tf:	Caliper (Module)
R19 .	rd:	Electric Logging Tool (Modul)
R18 .	e:	Microlog Tool (Modul)
R17 .	AIK-5:	Induction Logging Tool (Modul)
R15 .	xd:	Gamma-Ray +Thermal Neutron Logging Tool (Modul)
R14 .	cf:	Gamma-Ray+Neutron Gamma Logging Tool (Modul)
R13 .	vg:	Spectral Gamma-Ray Logging Tool (Modul)
R12 .	bh:	Density Logging Tool (Modul)
R4 .	nj:	Acoustic Logging Tool (Modul)
R1 .	mk:	VIKIZ Logging Tool
R7 .	,l:	Temperature Logging Tool (Modul)
R11 .	qw:	Gamma-Ray Logging Tool (Modul)
CONURS.	a:	Thermal Neutron Code
SOIN .	b:	Thermal Neutron Source Power
CADAT.	c:	Termal Neutron Log Calibration Date
CONURS1.	l:	Neutron Gamma Source Code
SOIN1 .	m:	Neutron Gamma Source Pover
CADAT1.	n:	Neutron Gamma Calibration Data
CONURS2.	s:	Gamma-Gamma Source Code
SOIN2 .	aa:	Gamma-Gamma Source Power
CADAT2.	bb:	Gamma-Gamma Log Calibration Date
CADAT3.	bb:	Gamma-Gamma Log Calibration Date
R27 .G/C3	ff:	Cmob
CADAT4.	jj:	Spectral Gamma-Ray Log Calibration Date
DAGR .	kk:	Gamma-Ray Calibration Date

~CURVE INFORMATION

#MNEM.UNIT	API Code	Curve Description
#-----		
DEPTH .M	:	1 Depth
MBK .OHMM	:	2 Micro Lateral Log Resistivity
MCALI .M	:	3 Microcaliper
SP .MV	:	4 Spontaneous Potential



397855-v 4

RTIL .OHMM : 5 Induction Log, Resistivity
 KS5 .OHMM : 6 Lateral Log Resistivity A8.0M1.0N
 KS4 .OHMM : 7 Lateral Log Resistivity A4.0M0.5N
 KS3 .OHMM : 8 Lateral Log Resistivity A2.0M0.5N
 KS2 .OHMM : 9 Lateral Log Resistivity A1.0M0.1N
 KS1 .OHMM : 10 Lateral Log Resistivity A0.4M0.1N
 KS .OHMM : 11 Normal Log Resistivity N11.0M0.5A
 RM .OHMM : 12 Mud Resistivity
 IKA .MSim/M : 13 Induction Log, Conductivity
 IKR .MSim/M : 14 Induction Log, Conductivity
 BK .OHMM : 15 Laterolog Shallow

~A Log Data Section - Number of Curves = 15

1700

-999.250 -999.250 -999.250 2.605 2.329 2.037
 5.838 15.576 14.501 14.358 3.206 188.106
 117.141 9.324

Перечень дополнительной информации, включаемой в LAS-файл (PARAMETER INFORMATION).

~PARAMETER INFORMATION

Открытый ствол

Параметр	Единица измерения	Имя международное	ИМЯ
WNTYP		Wellbore Purpose(stratigraphic test well, record hole, widcat, exploratory, production, appraisal, research and special well)	Категория скважины (опорная, параметрическая, структурная, поисковая, оценочная, разведочная, эксплуатационная, специальная)
INFO		Index Formation	Индекс нижнего вскрытого горизонта
BHS		Borehole Status (open, case)	Состояние ствола скважины (открытый, закрытый)
DIRL		Logging Direction (1-record up, 2-record down, 0-undefined)	Направление каротажа (1-вверх, 2-вниз, 0-неопределен)
EKB	M	Elevation of Kelly Bushing	Альтитуда стола ротора
DFT		Drilling Mud Type (polymer drilling mud, bitumen-lime drilling mud, claydrilling mud (slurry/slush), oil-based mud, salt drilling mud, technical water (service water/process water))	Тип бурового раствора (полимерный, ИБР, глинистый, РН О, солевой, тех вода)
DFD	G/CM3	Drilling Fluid Density	Плотность бурового раствора
DFV	S	Drilling Fluid Viscosity	Вязкость бурового раствора
DFL	S3	Drilling Fluid Loss	водоотдача бурового раствора
DFPH		Drilling Fluid PH	РН бурового раствора
RMS	OHMM	Resistivity of Mud on Service	УЭС бурового раствора



TSHT	DEGR	Surface Tolls Temperature	Значение температуры на поверхности по скважинному термометру
BHT	DEGR	Bottom Temperature	температура на забое
BHP	MPA	Borehole Pressure	забойное давление
BS	M	Bit Size	диаметр долота
TDD	M	Bottomhole Depth from Driller Data	забой по бурению
TDL	M	Total Depth - Logger	забой по каротажу
SPEE	M/HR	Average Logging Speed	скорость записи средняя
LUC		Logging Unit Code	шифр каротажной станции
WITN		Witness's Name	ФИО интерпретатора
OS5		Othet Services	Строка для примечания
R20		Caliper (Module)	Прибор, модуль профилометрии
R19		Electric Logging Tool (Module)	Прибор, модуль электрометодов
R18		Microlog Tool (Module)	Прибор, модуль микрометоды
R17		Induction Logging Tool (Module)	Прибор, модуль ИК
R15		Gamma-Ray +Thermal Neutron Logging Tool (Module)	Прибор, модуль РК(ГК+ННКт)
R14		Gamma-Ray+Neutron Gamma Logging Tool(Module)	Прибор, модуль РК(ГК+НГК)
R13		Spectral Gamma -Ray Logging Tool (Modul)	Прибор, модуль СГК
R12		Density Logging Tool (Module)	Прибор, модуль ГК-П
R4		Acoustic Logging Tool (Module)	Прибор, модуль АК
R1		VIKIZ Logging Tool (Module)	Прибор, модульВИКИЗ
R7		Temperature Logging Tool (Module)	Прибор, модуль термометрии
R11		Gamma-Ray Logging Tool (Module)	Прибор, модуль ГК
CONURS		Thermal Neutron Code	Шифр радиоактивного источника ННКт
SOIN		Thermal Neutron Source Power	Мощность радиоактивного источника ННКт
CADAT		Termal Neutron Log Calibration Date	Дата эталонировки ННКт
CONURS 1		Neutron Gamma Source Code	Шифр радиоактивного источника НГК
SOIN1		Neutron Gamma Source Power	Мощность радиоактивного источника НГК
CADAT1		Neutron Gamma Calibration Date	Дата эталонировки НГК
CONURS 2		Gamma-Gamma Source Code	Шифр радиоактивного источника ГГК,СГДТ,ЦМ номер
SOIN2		Gamma-Gamma Source Power	Мощность радиоактивного источника ГГК,СГДТ,ЦМ



CADAT2		Gamma-Gamma Log Calibration Date	Дата эталонировки ГГК,СГДТ,ЦМ
CADAT3		Gamma-Gamma Log Calibration Date	Дата эталонировки ГГКП
R27		Cmob	Смоб
CADAT4		Spectral Gamma -Ray Log Calibration Date	Дата эталонировки СГК
DAGR		Gamma-Ray Log Calibration Date	Дата эталонировки ГК

Закрытый ствол

WNTYP		Wellbore Purpose(stratigraphic test well, record hole, wildcat,exploratory,production,appraisal,research and special well)	Категория скважины(опорная,параметрическая,структурная,поисковая,оценочная,разведочная,эксплуатационная,специальная)
INFO		Index Formation	Индексы горизонтов
BHS		Borehole Status (open, case)	Состояние ствола скважины (открытый,закрытый)
TJ		Case hole log (Gamma-Gamma Cement Log;Acoustic Cement Log ;Production Log; Injection Log; Production Log for variable conditions; Injection Log for variable conditions; Production Log for swabbing; Production Log + Case Control; Injection Log +Case Control; Case Control; Perforation; Bottom determination, Marker determination; Level determination; Packing, Bailer operation; Free-Point Indicator; Swabbing; PLT;GDI;UGIS	Вид работ (гамма-гамма цементометрия, акустическая цементометрия, профиль притока, профиль приемистости, профиль притока со сменой условий, профиль приемистости со сменой условий, профиль притока при УГИС, свабировании; профиль притока+тех. состояние эк. колонны; профиль приемистости+тех. состояние эк. колонны; тех. состояние эк. колонны; перфорация; отбивка забоя, привязка репера; отбивка уровней; установка ВП,желонки; прихватоопределитель; свабирование;КВД;ГДИ;УГИС
DIRL		Logging Direction (1-record up,2-record down, 0-undefined)	Направление каротажа (1-вверх, 2-вниз,0-неопределен)
EKB	M	Elevation of Kelly Bushing	Альтитуда стола ротора
DFT		Drilling Mud Type (polymer drilling mud, bitumen-lime drilling mud,claydrilling mud (slurry/slush),oil-based mud,salt drilling mud,technical water (service water/process water)	Тип бурового раствора (полимерный,ИБР,глинистый,РН О,солевой,тех вода)
DFD	G/CM3	Drilling Fluid Density	Плотность бурового раствора



DFV	S	Drilling Fluid Viscosity	Вязкость бурового раствора
DFL	S3	Drilling Fluid Loss	водоотдача бурового раствора
DFPH		Drilling Fluid PH	PH бурового раствора
RMS	OHMM	Resistivity of Mud on Service	УЭС бурового раствора
TSHT	DEGR	Surface Tolls Temperature	Значение температуры на поверхности по скважинному термометру
BHT	DEGR	Bottom Temperature	температура на забое
BHP	MPA	Borehole Pressure	забойное давление
BS	M	Bit Size	диаметр долота
CBD0	M	Casing Shoe1 of Driller Data	Башмак колонны направления по бурению
CBL0	M	Casing Shoe1 of Surface Casing Log	Башмак колонны направления по каротажу
CSIZ0	M	Casing Size1 from Drilling	Диаметр колонны направления по бурению
CBD1	M	Casing Shoe1 of Driller Data	Башмак обсадн колонны для инт1 по бурению (кондуктор)
CBL1	M	Casing Shoe1 of Surface Casing Log	Башмак обсадн колонны для инт1 по каротажу (кондуктор)
CSIZ1	M	Casing Size1 from Drilling	Диаметр обсадн колонны для инт1 по бурению (кондуктор)
CST1	M	Casing-Well Thickness1 of Driller Data	Толщина обсадн колонны для инт1 по бурению (кондуктор)
CBD2	M	Casing Shoe2 of Driller Data	Башмак обсадн колонны для инт2 по бурению
CBL2	M	Casing Shoe2 of Surface Casing Log	Башмак обсадной колонны для инт2 по каротажу
CSIZ2	M	Casing Size2 from Drilling	Диаметр обсадн колонны для инт2 по бурению
CST2	M	Casing-Well Thickness2 of Driller Data	Толщина обсадн колонны для инт2 по бурению
CBD3	M	Casing Shoe3 of Driller Data	Башмак обсадн колонны для инт3 по бурению
CBL3	M	Casing Shoe3 of Surface Casing Log	Башмак обсадной колонны для инт3 по каротажу
CSIZ3	M	Casing Size3 from Drilling	Диаметр обсадн колонны для инт3 по бурению
CST3	M	Casing-Well Thickness3 of Driller Data	Толщина обсадн колонны для инт3 по бурению
TDL	M	Total Depth - Logger	Забой по каротажу (в откр.стволе)
ITDL	M	Plug Back Total Depth	Искусственный забой
TITDL	M	Current Plug Back Total Depth	Текущий искусственный забой
CASS1	M	Pup Joint-1	Интервал короткого патрубка1(кровля)



CASS11	M	Pup Joint-1	Интервал короткого патрубка1(подошва)
CASS2	M	Pup Joint-2	Интервал короткого патрубка2(кровля)
CASS22	M	Pup Joint-2	Интервал короткого патрубка2(подошва)
CASS3	M	Pup Joint-3	Интервал короткого патрубка3(кровля)
CASS33	M	Pup Joint-3	Интервал короткого патрубка3(подошва)
CASS4	M	Pup Joint-4	Интервал короткого патрубка4(кровля)
CASS44	M	Pup Joint-4	Интервал короткого патрубка4(подошва)
DSTOP	M	Stop Ring Depth	Глубина стоп-кольца
METC		Cementing Method (direct, reverse, stepped collar, special holes)	Способ заливки цементной смеси (прямой, обратный, муфты ступенчатого цементирования, специальные отверстия)
DATC		Cementing Date	Дата заливки цементной смеси
PCTO1	M	Planned Gel-Cement Top	Проектный уровень подъема гельцемента
PCTO2	M	Planned Cement Top	Проектный уровень подъема цемента
CTOP1	M	Estimated Gel-Cement Top	Фактический уровень подъема гельцемента
CTOP2	M	Estimated Cement Top	Фактический уровень подъема цемента
LCVO	T	Lead Gel-Cement Volume	Количество гельцемента
CDEN	G/C3	Gel-Cement Density	Удельный вес гельцемента
TCV	T	Tail Cement Volume	Количество цемента
TCDE	G/C3	Tail Cement Density	Удельный вес цемента
LAYP1		Formation 1	Пласт1
DATP1		Perforation Data Interval 1	Дата перфорации 1 интервала
ZINP1	M	Stated Perforation Interval 1 Top	Заявл.интервал перфорации1(кровля)
ZINP11	M	Stated Perforation Interval 1 Bottom	Заявл.интервал перфорации1(подошва)



EINP1	M	Actual Perforation Interval 1 Top	Фактич.интервал перфорации1(кровля)
EINP11	M	Actual Perforation Interval 1 Bottom	Фактич.интервал перфорации1(подошва)
AMCHP1		Number of Charge for Perforating Interval 1	Количество зарядов перфорации 1
TYPD1		Perforating Gun Type and Shooting Density for 1	Тип перфоратора и плотность прострела1
LAYP2		Formation 2	Пласт2
DATP2		Perforation Data Interval 2	Дата перфорации 2 интервала
ZINP2	M	Stated Perforation Interval 2 Top	Заявл.интервал перфорации2(кровля)
ZINP22	M	Stated Perforation Interval 2 Bottom	Заявл.интервал перфорации2(подошва)
EINP2	M	Actual Perforation Interval 2 Top	Фактич.интервал перфорации2(кровля)
EINP22	M	Actual Perforation Interval 2 Bottom	Фактич. интервал перфорации2(подошва)
AMCHP2		Number of Charge for Perforating Interval 2	Количество зарядов перфорации2
TYPD2		Perforating Gun Type and Shooting Density for 2	Тип перфоратора и плотность прострела2
LAYP3		Formation 3	Пласт3
DATP3		Perforation Data Interval 3	Дата перфорации 3 интервала
ZINP3	M	Stated Perforation Interval 3 Top	Заявл.интервал перфорации3(кровля)
ZINP33	M	Stated Perforation Interval 3 Bottom	Заявл.интервал перфорации3(подошва)
EINP3	M	Actual Perforation Interval 3 Top	Фактич.интервал перфорации3(кровля)
EINP33	M	Actual Perforation Interval 3 Bottom	Фактич.интервал перфорации3(подошва)
AMCHP3		Number of Charge for Perforating Interval 3	Количество зарядов перфорации3
TYPD3		Perforating Gun Type and Shooting Density for 3	Тип перфоратора и плотность прострела3
LAYP4		Formation 4	Пласт4
DATP4		Perforation Data Interval 4	Дата перфорации 4 интервала
ZINP4	M	Stated Perforation Interval 4	Заявл.интервал



		Top	перфорации4(кровля)
ZINP44	M	Stated Perforation Interval 4 Bottom	Заявл.интервал перфорации4(подошва)
EINP4	M	Actual Perforation Interval 4 Top	Фактич.интервал перфорации4(кровля)
EINP44	M	Actual Perforation Interval 4 Bottom	Фактич.интервал перфорации4(подошва)
AMCHP4		Number of Charge for Perforating Interval 4	Количество зарядов перфорации4
TYPD4		Perforating Gun Type and Shooting Density for 4	Тип перфоратора и плотность прострела4
TUBS	M	Tubing Diameter	Диаметр НКТ
DTUB	M	Tubing Running Depth	Глубина спуска НКТ фактическая
DPAK	M	Packer Running Depth	Глубина спуска пакера фактическая
LTAP	M	Packer Stem Length	Длина хвостовика пакера
SPEE	M/HR	Average Logging Speed	Скорость записи средняя
EQUI		Havdw are system	Аппаратурный комплекс
LUC		Logging Unit Code	Шифр каротажной станции
WITN		Witness"s Name	ФИО интерпретатора
R15		Gamma-Ray+Thermal Neutron Logging Tool (Modul)	Прибор РК(ГК+ННКТ),номер
CONURS		Thermal Neutron Code	Шифр радиоактивного источника ННКТ, номер
SOIN		Thermal Neutron Source Power	Мощность радиоактивного источника ННКТ
CADAT		Termal Neutron Log Calibration Date	Дата эталонировки ННКТ
R14		Gamma-Ray +Neutron Gamma Logging Tool (Module)	Прибор, модуль РК(ГК+НГК), номер
CONURS 1		Neutron Gamma Source Code	Шифр радиоактивного источника НГК,номер
SOIN1		Neutron Gamma Source Power	Мощность радиоактивного источника НГК
CADAT1		Neutron Gamma Calibration Date	Дата эталонировки НГК
R13		Spectral Gamma -Ray Logging Tool (Module)	Прибор СГК,номер
CADAT4		Spectral Gamma -Ray Log Calibration Date	Дата эталонировки СГК
R11		Gamma-Ray Logging Tool (Module)	Прибор, модуль ГК, номер



DAGR		Gamma-Ray Log Calibration Date	Дата эталонировки ГК
R7		Temperature Logging Tool	Прибор, модуль термометрии, номер
R5		Production Logging Tool (Module)	Прибор контроля разработки, номер
R10		Nuclear Cement Logging Tool	Прибор ГГКконтд, номер
R6		Casing Collar Locator Logging Tool (Module)	Прибор МЛМ, номер
R8		C/O Logging Tool (Module)	Прибор СО, номер
R9		Downhole Gamma Flaw Detector & Cement - Bond Logging Tool	Прибор СГДТ, номер
CONURS 3		Gamma-Gamma Source Code	Шифр и номер радиоактивного источника СГДТ, ЦМ8-10
R4		Acoustic Logging Tool (Module)	Прибор, модуль АК, номер
CONURS 4		Gamma-Gamma Source Code	Шифр и номер радиоактивного источника плотномера
SOIN4		Gamma-Gamma Source Power	Мощность радиоактивного источника плотномера
R3		Pulsed Neutron Logging Tool	Прибор ИННК, номер
R21		Caliper (Module)	Прибор (модуль) трубной профилометрии, номер

Перечень мнемоник кривых и результатов интерпретации ГИС.

ИМЯ		единица измерения	Unit of Data	мнемоника LAS файла	мнемоника LAS файла до 2007 года
Электрические методы					
Потенциал естественной поляризации	Spontaneous Potential	мВ	mV	SP	
КС по потенциал-зонду N6.0M0.5A	Normal Log Resistivity	Омм	OHMM	KS	
КС по градиент-зонду N0.5M0.5A-обращенный	Lateral Log Resistivity (Inverse)	Омм	OHMM	OKS1	



КС по градиент-зонду N0.5M1.0A-обращенный	Lateral Log Resistivity (Inverse)	Омм	OHMM	OKS2	
КС по градиент-зонду N0.5M2.0A-обращенный	Lateral Log Resistivity (Inverse)	Омм	OHMM	OKS3	
КС по градиент-зонду N0.5M4.0A-обращенный	Lateral Log Resistivity (Inverse)	Омм	OHMM	OKS4	
КС по градиент-зонду N0.5M8.0A-обращенный	Lateral Log Resistivity (Inverse)	Омм	OHMM	OKS5	
КС по градиент-зонду A0.4M0.1N	Lateral Log Resistivity	Омм	OHMM	KS1	
КС по градиент-зонду A1.0M0.1N	Lateral Log Resistivity	Омм	OHMM	KS2	
КС по градиент-зонду A2.0M0.1N	Lateral Log Resistivity	Омм	OHMM	KS3	
КС по градиент-зонду A4.0M0.1N	Lateral Log Resistivity	Омм	OHMM	KS4	
КС по градиент-зонду A8.0M0.1N	Lateral Log Resistivity	Омм	OHMM	KS5	
УЭС промывочной жидкости	Mud Resistivity	Омм	OHMM	RM	
КС по зонду БК-3	Laterolog Shallow	Омм	OHMM	BK	
Микрокаротаж					
КС по данным МГЗ A0.25M0.25N	Microlog Inverse Resistivity	Омм	OHMM	MGZ	
КС по данным МПЗ A0.05M	Microlog Normal Resistivity	Омм	OHMM	MPZ	
КС по зонду БМК	Micro Lateral Log Resistivity	Омм	OHMM	MBK	
Профилеметрия и кавернометрия					
Данные микрокаверномера	Microcaliper	м	М	MCALI	
Средний диаметр скважины	Caliper Average Borehole Diameter	м	М	CALI	
Данные 1 профилемера	Caliper 1	м	М	CAL1	
Данные 2 профилемера	Caliper 2	м	М	CAL2	
Индукционный каротаж					
Проводимость	Induction Log, Conductivity	мСим/м	MSim/M	IK	
Проводимость по зонду 7И1.6 - Актив. сигнал/АИК-5	Induction Log, Conductivity	мСим/м	MSim/M	IKA	



397855-v 4

Проводимость по зонду 7И1.6 - Реакт. сигнал/АИК-5	Induction Log, Conductivity	мСим/м	MSim/M	IKR	
Высокочастотный электромагнитный каротаж					
Данные канала A05 (ВИКИЗ)	Induction Log, phase shift	град	DEG	IK1	
Данные канала A07 (ВИКИЗ)	Induction Log, phase shift	град	DEG	IK2	
Данные канала A10 (ВИКИЗ)	Induction Log, phase shift	град	DEG	IK3	
Данные канала A14 (ВИКИЗ)	Induction Log, phase shift	град	DEG	IK4	
Данные канала A20 (ВИКИЗ)	Induction Log, phase shift	град	DEG	IK5	
КС по зонду A05(ВИКИЗ)	Induction Log, Resistivity	Омм	OHMM	IKRK1	
КС по зонду A07(ВИКИЗ)	Induction Log, Resistivity	Омм	OHMM	IKRK2	
КС по зонду A10(ВИКИЗ)	Induction Log, Resistivity	Омм	OHMM	IKRK3	
КС по зонду A14(ВИКИЗ)	Induction Log, Resistivity	Омм	OHMM	IKRK4	
КС по зонду A20(ВИКИЗ)	Induction Log, Resistivity	Омм	OHMM	IKRK5	
Радиоактивный каротаж					
Естественная гамма - активность по ГК	Gamma-Ray	мкР/ч	UR/H	GR	
Естественная гамма - активность по ГК	Gamma-Ray	мкР/ч	UR/H	GR1	
Естественная гамма - активность по ГК	Gamma-Ray	мкР/ч	UR/H	GR2	
Нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам(большой зонд)	Far Thermal Neutron Logging	ус.ед	C U	NKT	
Нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам(малый зонд)	Near Thermal Neutron Logging	ус.ед	C U	NKM	
Нейтронный гамма каротаж	Neutron - Gamma Ray	ус.ед	C U	NGK	
Водородосодержание	Hydrogen Content	%	%	WOD	
Данные большого зонда ГГКП-большой зонд	Density GGL Log by Large Zonde	имп/мин	CPM	GGR1	



Данные большого зонда ГГКП-малый зонд	Density GGL Log by Small Zonde	имп/мин	CPM	GGR2	
Плотность ГГКП	Standard Resolution Formation Density	г/см3	G/C3	RHOB	
Массовое содержание урана	Uranium Weight Content	PPM	PPM	U	
Массовое содержание тория	Thorium Weight Content	PPM	PPM	Th	
Массовое содержание калия	Potassium Weight Content	%	%	K	
Суммарная гамма-активность по СГК	Spectral Gamma-Ray Activity	мкР/ч	UR/H	CGR	
Импульсный нейтронный каротаж					
Скорость счета в фиксированном временном окне МЗ для методики определения водородосодержания	Total Counts Near Detector	имп/мин	CPM	TCND	
Скорость счета в фиксированном временном окне БЗ для методики определения водородосодержания	Total Counts Far Detector	имп/мин	CPM	TCFD	
Скорость счета в фиксированном временном окне МЗ для методики компенсации водородосодержания	Total Counts Near Corrected	имп/мин	CPM	TCNC	
Скорость счета в фиксированном временном окне БЗ для методики компенсации водородосодержания	Total Counts Far Corrected	имп/мин	CPM	TCFC	
Отношение TCND/TCFD	Total counts ratio			TRAT	
Отношение TCNC/TCFC	Corrected counts ratio			CRAT	
Углеродно-кислородный каротаж					
ГИНР/ГИРЗ	Inelastic Gamma-Ray /Capture Gamma-Ray Ratio			RIC	
Отношение неупругих каналов "C/O" (ГИНР)	Inelastic C/O Ratio			COR	C/O,COR



397855-v 4

Отношение захваченных каналов "Ca/Si" (ГИРЗ)	Capture Ca/Si Ratio			CASI	Ca/Si, CA SI
Отношение неупругих каналов "Ca/Si" (ГИНР)	Inelastic Ca/Si Ratio			LIRI	COIL, LIRI
Акустический каротаж					
Время пробега продольной волны 1 канал	Pressure Wave Travel Time For- Channel 1	мкс	US	TP1	T1
Время пробега продольной волны 2 канал	Pressure Wave Travel Time For- Channel 2	мкс	US	TP2	T2
Дельта Т продольной	Pressure Delta -T	мкс /м	US/M	DTP	DLT
Время пробега поперечной волны 1 канал	Shear Wave Travel Time For -Channel 1	мкс	US	TS1	
Время пробега поперечной волны 2 канал	Shear Wave Travel Time For -Channel 2	мкс	US	TS2	
Дельта Т поперечной	Shear Delta-T	мкс /м	US/M	DTS	
Амплитуда продольной волны 1 канал	Pressure Wave Amplitude For Channel 1	У.ЕД	C U	AP1	A1
Амплитуда продольной волны 2 канал	Pressure Wave Amplitude For Channel 2	У.ЕД	C U	AP2	A2
Затухание продольной волны	Pressure Wave Attenuation	дБ/м	DB/M	ALFP	ACR
Амплитуда поперечной волны 1 канал	Shear Wave Amplitude For Channel 1	У.ЕД	C U	AS1	
Амплитуда поперечной волны 2 канал	Shear Wave Amplitude For Channel 2	У.ЕД	C U	AS2	
Затухание поперечной волны	Shear Wave Attenuation	дБ/м	DB/M	ALFS	
Время пробега волны Лэмба-Стоунли 1 канал	Lamb-Stoneley Wave Travel Time For Channel 1	мкс	US	TL1	
Время пробега волны Лэмба-Стоунли 2 канал	Lamb-Stoneley Wave Travel Time For Channel 2	мкс	US	TL2	
Дельта Т волны Лэмба-Стоунли	Stoneley Delta-T	мкс /м	US/M	DTL	



397855-v 4

Амплитуда волны Лэмба-Стоунли 1канал	Lamb-Stoneley Wave Amplitude For Channel1	У.ЕД	C U	AL1	
Амплитуда волны Лэмба-Стоунли 2канал	Lamb-Stoneley Wave Amplitude For Channel2	У.ЕД	C U	AL2	
Затухание волны Лэмба-Стоунли	Lamb-Stoneley Wave Attenuation	дБ/м	DB/M	ALFL	
Скорость пробега продольной волны	Pressure (Wave) Velocity	м/с	M/S	VP	
Скорость пробега поперечной волны	Shear (Wave) Velocity	м/с	M/S	VS	
Скорость пробега волны Лэмба-Стоунли	Lamb-Stoneley (Wave)Velocity	м/с	M/S	VL	
Отношение Vp/Vs	Pressure to Shear Velocity Ratio			VPVS	
Отношение As/Ar	Shear to Pressure Amplitude Ratio			ASAP	
коэффициент Пуассона	Poisson Shear			PR	
модуль Юнга	Young"s Modulus	МПа	MPA	YME	
модуль сдвига	Shear Modulus	МПа	MPA	SMG	
модуль всестороннего сжатия	Bulk Modulus	МПа	MPA	BMK	
коэффициент сжимаемости пород	Formation Compressibility Factor			BETA	
коэффициент бокового распора	Horizontal Stress Factor			KBR	
Контроль технического состояния и качества цементирования скважин					
ПЛОТНОСТЬ СРЕДЫ 1КАНАЛ ЦЕМЕНТОМЕРА	Cement Bond Channel 1	г/см3	G/C3	CEM1	
ПЛОТНОСТЬ СРЕДЫ 2КАНАЛ ЦЕМЕНТОМЕРА	Cement Bond Channel 2	г/см3	G/C3	CEM2	
ПЛОТНОСТЬ СРЕДЫ 3КАНАЛ ЦЕМЕНТОМЕРА	Cement Bond Channel 3	г/см3	G/C3	CEM3	
ПЛОТНОСТЬ СРЕДЫ 4КАНАЛ ЦЕМЕНТОМЕРА	Cement Bond Channel 4	г/см3	G/C3	CEM4	



ИНДЕКС ЗАПОЛНЕНИЯ СМЕСИ (одностороннее равномерное, неравномерное, чередования равномерного и неравномерного)	Mixture Infilling Index (Single-Direction Uniform,Nonuniform,Unif orm/Nonuniform Alternation)			CEM	
СЕЛЕКТИВНЫЙ КАНАЛ 1	Selective Channel 1	имп/ми н	CPM	SEL1	
СЕЛЕКТИВНЫЙ КАНАЛ 2	Selective Channel 2	имп/ми н	CPM	SEL2	
СЕЛЕКТИВНЫЙ КАНАЛ	Selective Channel	имп/ми н	CPM	SEL	
КАНАЛ ТОЛЩИНОМЕРА	Caliper Channel	имп/ми н	CPM	TOL	
ИНТЕГРАЛЬНЫЙ КАНАЛ	Integrated Channel	имп/ми н	CPM	INT	
СРЕДНЯЯ ПЛОТНОСТЬ СРЕДЫ	Average Medium Density	г/см3	G/C3	CDCA	
ТОЛЩИНА СТЕНКИ	Wall Thickness	мм	mm	CNTH	
эксцентриситет колонны	String Eccentricity			ECCE	
Индекс цемента по СГДТ(цемент,цемент отсутствует, цемент неоднородный, гельцемент, неопределен	Cement Index from(Cement,NoCement ,Heterogeneous Cement,Gel- Cement,Undefined			QCBL	
Время пробега продольной волны по породе 1 канал	Formation Pressure Wave Travel Time For Channel1	мкс	US	TP1	
Время пробега продольной волны по породе 2 канал	Formation Pressure Wave Travel Time For Channel2	мкс	US	TP2	
Дельта Т продольной волны по породе	Formation Pressure- Wave Delta-T	мкс /м	US/M	DTP	TP
Амплитуда продольной волны по породе 1 канал	Formation Pressure- Wave Amplitude For Channel1	У.ЕД	C U	AP1	
Амплитуда продольной волны по породе 2 канал	Formation Pressure- Wave Amplitude For Channel2	У.ЕД	C U	AP2	
Затухание продольной волны по породе	Formation Pressure- Wave Attenuation	дБ/м	DB/M	ALFP	



Амплитуда продольной волны по колонне 1 канал	Casing Pressure-Wave Amplitude for Channel1	У.ЕД	C U	AK1	
Амплитуда продольной волны по колонне 2 канал	Casing Pressure-Wave Amplitude for Channel2	У.ЕД	C U	AK2	
Затухание продольной волны по колонне	Casing Pressure-Wave Attenuation	дБ/м	DB/M	ALFK	
Амплитуда продольной волны по породе, если один канал	Formation Pressure-Wave Amplitude if Single Channel	У.ЕД	C U	AP	
Амплитуда продольной волны по колонне, если один канал	Casing Pressure-Wave Amplitude if Single Channel	У.ЕД	C U	AK	
Тип контакта цемент-колонна(отсутствует, плохой, частичный, жесткий, неопределен)	Cement/Casing Contact(No contact,Weak,Partial,Rigid,Undefined)			COCO	
Тип контакта цемент-порода(отсутствует, плохой, частичный, жесткий, неопределен)	Cement/Formation Contact(No contact,Weak,Partial,Rigid,Undefined)			ROCO	
Отбивка цементного кольца по термометру	Cement Top Location from Temperature	Град.С	DEGC	TC	
Контроль разработки месторождений					
ДАННЫЕ ЛОКАТОРА МУФТ	Casing Collar Locator	ус.ед	CU	CCL	LPO
ДАННЫЕ ЛОКАТОРА МУФТ 1ЗАПИСЬ	Casing Collar Locator,Log1	ус.ед	CU	CCL1	
ДАННЫЕ ЛОКАТОРА МУФТ 2ЗАПИСЬ	Casing Collar Locator,Log2	ус.ед	CU	CCL2	
ДАННЫЕ ЛОКАТОРА МУФТ,ФОНОВЫЙ	Casing Collar Locator,Background	ус.ед	CU	CCLF	
ТЕМПЕРАТУРА	Temperature	градС	DEGC	TEMP	TERM
ТЕМПЕРАТУРА, ФОНОВАЯ	Background Temperature	градС	DEGC	TEMPF	
ИНДИКАТОР ПРИТОКА(ТЕРМОКОНДУКТИВНАЯ РАСХОДОМЕТРИЯ)	Inflow Detector(Thermoconductive Flowmeter)			IP	
ДАВЛЕНИЕ	Pressure	АТМ	АТМ	PRES	P
ВЛАГОМЕР	Water-Holdup Meter	%	%	HUM	
МИНЕРАЛИЗАЦИЯ	(Water) Salinity	Г/Л	G/L	SALI	RMM
ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНАЯ КРИВАЯ РАСХОДА (РАСЧЕТНАЯ)	Flow Rate Differential Curve (Calculated)	%	%	CKP	



397855-v 4

ИНТЕГРАЛЬНАЯ КРИВАЯ РАСХОДА (РАСЧЕТНАЯ) нагнетельная скв.	Flow Rate Integral Curve (Calculated) Injection	%	%	CKLI	Rashod
ИНТЕГРАЛЬНАЯ КРИВАЯ РАСХОДА(РАСЧЕТНА Я)	Flow Rate Integral Curve (Calculated)	%	%	CKL	
МЕХАНИЧЕСКАЯ расходомерия	Torque flowmeter	Об/мин	rev/min	ROF	
Плотность по трубному плотномеру	Tubs Density	г/см3	G/C3	FDCT	
Плотность по затрубному плотномеру	Case Density	г/см3	G/C3	FDCC	
ЕСТЕСТВЕННАЯ ГАММА-АКТИВНОСТЬ ПО ГК, ФОНОВЫЙ	Gamma Activity Background	мкР/ч	UR/H	GR,GRF	
Резистивиметрия	Resistivity	Омм	OHMM	RM	

Промыслово-геофизические исследования при освоении скважин компрессором.

Задача: Определение профиля притока, источника обводнения и технического состояния эксплуатационной колонны.

Фоновые измерения (Индекс кривых «F»).

Влагометрия - отбивка статического уровня.	Water-Holdup Meter(spacing of static level)	Гц	Hz	HUMS	
Термометрия от статического уровня до забоя.	Temperature(from static level to bottom hole)	градС	DEGC	TEMPS	
Данные локатора муфт	Casing Collar Locator	Ус.ед.	CU	CCL	
Естественная гамма- активность по ГК	Gamma Activity Background	мкР/ч	UR/H	GRF	
Температура	Background Temperature	градС	DEGC	TEMPF	
Давление	Pressure Background	АТМ	АТМ	PRESF	
Влагомер	Water-Holdup Meter Background	Гц	Hz	HUMF	
Минерализация	(Water) Salinity Background	Г/Л	G/L	SALIF	

После пуска компрессора (процесс компрессирования) Индекс кривых «1»)

Температура (процесс компрессирования)	Temperature (compressing)	градС	DEGC	TEMP1	
---	------------------------------	-------	------	--------------	--

После срабатывания пусковых муфт (Индекс кривых «2»).



Температура (После срабатывания пусковых муфт)	Temperature (after starting clutches response)	градС	DEGC	TEMP2	
Индикатор притока (Термокондуктивная дебитометрия)(После срабатывания пусковых муфт)	Inflow Detector (Thermoconductive flowmeter) (after starting clutches response)	Гц	Hz	IP2	
После стравливания затрубного давления и создания дополнительной депрессии на пласт (Индекс кривых «3»).					
Влагометрия отбивка уровня и ВНР	Water-Holdup Meter (oil-water interface (OWI) and level spacing)	Гц	Hz	HUM3	
Температура от уровня до забоя	Temperature (from level to bottom hole)	градС	DEGC	TEMP3	
Температура	Temperature (after annular pressure relief)	градС	DEGC	TEMP31	
Давление	Pressure (after annular pressure relief)	АТМ	АТМ	PRES3	
Влагометрия	Water-Holdup Meter (after annular pressure relief)	Гц	Hz	HUM3	
Минерализация	(Water) Salinity (after annular pressure relief)	Г/Л	G/L	SALI3	
Индикатор притока (термокондуктивная дебитометрия)	Inflow Detector (Thermoconductive flowmeter) (after starting clutches response)	Гц	Hz	IP3	
Механическая расходомерия	Torque flowmeter	Об/мин	rev/min	ROF3	
В случае неоднородного состава смеси в НКТ (Индекс кривых «4»)					
Влагометрия (по всему лифту НКТ)	Water-Holdup Meter (throughout oilwell tubing)	Гц	Hz	HUM4	
Минерализация (по всему лифту НКТ)	(Water)Salinity (throughout oilwell tubing)	Об/мин	rev/min	SALI4	
Кратковременно остановленная скважина (Индекс кривых «5»).					
Температура по стволу скважины	Temperature (uphole, shut-in well)	градС	DEGC	TEMP5	
Температура в интервале детальных исследований	Temperature (shut-in well)	градС	DEGC	TEMP51	
В месте нарушения э/колонны после стравливания воздуха и остановки скважины (Индекс кривых «6»).					
Температура	Temperature (oil string deformation)	градС	DEGC	TEMP6	
Минерализация	(Water) Salinity (oil string deformation)	Г/Л	G/L	SALI6	



Индикатор притока (термокондуктивная дебитометрия)	Inflow Detector (Thermoconductive flowmeter) (oil string deformation)	Гц	Hz	IP6	
Механическая расходомерия	Torque flowmeter, oil string deformation	Об/мин	rev/min	ROF6	
Промыслово-геофизические исследования в нагнетательных скважинах.					
Задача: Определение профиля приемистости, межпластовых перетоков и технического состояния эксплуатационной колонны.					
Фоновые измерения (Индекс кривых «F».					
Температура по стволу скв.	Temperature Background (throughout well hole)	градС	DEGC	TEMPF	
Температура в инт. дет. исслед.	Temperature Background	градС	DEGC	TEMPF1	
Давление в инт. дет. исслед.	Pressure Background	ATM	ATM	PRESF	
Данные локатора муфт	Casing Collar Locator	Ус.ед.	CU	CCL	
Естественная гамма- активность по ГК	Gamma Activity Background	МкР/ч	UR/H	GRF	
Режим закачки (индекс кривых «7»)					
Температура по стволу скв.	Temperature injection (throughout well hole)	градС	DEGC	TEMP7	
Температура в инт. дет. исслед.	Temperature injection	градС	DEGC	TEMP71	
Давление в инт. дет. исслед.	Pressure injection	ATM	ATM	PRES7	
Механическая расходомерия на различных скоростях в диапазоне (600-2500м/час)					
Механическая расходомерия	Flowmeter, injection	Об/мин	rev/min	ROF71	
Механическая расходомерия	Flowmeter, injection	Об/мин	rev/min	ROF72	
Механическая расходомерия	Flowmeter, injection	Об/мин	rev/min	ROF73	
Механическая расходомерия	Flowmeter, injection	Об/мин	rev/min	ROF74	
Механическая расходомерия	Flowmeter, injection	Об/мин	rev/min	ROF75	
Механическая расходомерия (V-300 м/час) в интервале «забой-воронка НКТ»	Flowmeter	%	%	CKP7	
Дифференциальная кривая расхода (расчетная)	Flow Rate Differential Curve (Calculated)	%	%	CKP71	
Механическая расходомерия (V-150 м/час) в интервале фильтра перфорации	Flowmeter	%	%	CKLI7	



Интегральная кривая расхода (расчетная) нагнетательная скв.	Flow Rate Integral Curve (Calculated) Injection	%	%	CKLI71	
Режим кратковременной остановки (Индекс кривых «8»).					
Температура через 10мин после остановки скв.	Temperature 10 minutes hold-up	ГрадС	DEGC	TEMP81	
Температура через 45 мин -1час после остановки скв.	Temperature 45 minutes hold-up	ГрадС	DEGC	TEMP82	
Температура через 5-6 часов после остановки скважины.	Temperature 5-6 hours hold-up	ГрадС	DEGC	TEMP83	
При обнаружении негерметичности э/колонны (Индекс кривых «9»)					
Температура в режиме закачки	Temperature injection, oil string deformation	ГрадС	DEGC	TEMP9	
Механическая расходомерия в режиме закачки	Flowmeter, injection, oil string deformation	Об/мин	rev/min	ROF9	
Индикатор притока (Термокондуктивная дебитометрия)в режиме закачки.	Inflow Detector (Thermoconductive injection) (oil string deformation)	Гц	Hz	IP9	
Температура в режиме кратковременной остановки.	Temperature short-duration stop (oil string deformation)	ГрадС	DEGC	TEMP91	
ПРИБОР ARC					
Сопротивление по сдвигу фаз (фазовое) 10-ти дюймовому зонду (2МГц)	ARC Phase Shift Resistivity 10 inch Spacing at 2 MHz, Environmentally Corrected	Омм	OHMM	P10H	
Сопротивление по сдвигу фаз (фазовое) 16-ти дюймовому зонду (2МГц)	ARC Phase Shift Resistivity 16 inch Spacing at 2 MHz, Environmentally Corrected	Омм	OHMM	P16H	
Сопротивление по сдвигу фаз (фазовое) 22 дюймовому зонду (2МГц)	ARC Phase Shift Resistivity 22 inch Spacing at 2 MHz, Environmentally Corrected	Омм	OHMM	P22H	
Сопротивление по сдвигу фаз (фазовое) 28 дюймовому зонду (2МГц)	ARC Phase Shift Resistivity 28inch Spacing at 2 MHz, Environmentally Corrected	Омм	OHMM	P28H	
Сопротивление по сдвигу фаз (фазовое) 34 дюймовому зонду (2МГц)	ARC Phase Shift Resistivity 34inch Spacing at 2 MHz, Environmentally Corrected	Омм	OHMM	P34H	
Сопротивление по	ARC Phase Shift	Омм	OHMM	P40H	



сдвигу фаз (фазовое) 40 дюймовому зонду (2МГц)	Resistivity 40inch Spacing at 2 MHz, Environmentally Corrected				
Амплитудное сопротивление 10-ти дюймового зонда (2МГц)	ARC Attenuation Resistivity 10 inch Spacing at 2 MHz, Environmentally Corrected	Омм	OHMM	A10H	
Амплитудное сопротивление 16-ти дюймового зонда (2МГц)	ARC Attenuation Resistivity 16inch Spacing at 2 MHz, Environmentally Corrected	Омм	OHMM	A16H	
Амплитудное сопротивление 22 дюймового зонда (2МГц)	ARC Attenuation Resistivity 22inch Spacing at 2 MHz, Environmentally Corrected	Омм	OHMM	A22H	
Амплитудное сопротивление 28 дюймового зонда (2МГц)	ARC Attenuation Resistivity 28inch Spacing at 2 MHz, Environmentally Corrected	Омм	OHMM	A28H	
Амплитудное сопротивление 34 дюймового зонда (2МГц)	ARC Attenuation Resistivity 34inch Spacing at 2 MHz, Environmentally Corrected	Омм	OHMM	A34H	
Амплитудное сопротивление 40 дюймового зонда (2МГц)	ARC Attenuation Resistivity 40inch Spacing at 2 kHz, Environmentally Corrected	Омм	OHMM	A40H	
Сопротивление по сдвигу фаз (фазовое) 10-ти дюймовому зонду (400кГц)	ARC Phase Shift Resistivity 10 inch Spacing at 400 kHz, Environmentally Corrected	Омм	OHMM	P10L	
Сопротивление по сдвигу фаз (фазовое) 16-ти дюймовому зонду (400кГц)	ARC Phase Shift Resistivity 16 inch Spacing at 400 kHz, Environmentally Corrected	Омм	OHMM	P16L	
Сопротивление по сдвигу фаз (фазовое) 22 дюймовому зонду (400кГц)	ARC Phase Shift Resistivity 22 inch Spacing at 400 kHz, Environmentally Corrected	Омм	OHMM	P22L	
Сопротивление по сдвигу фаз (фазовое) 28 дюймовому зонду (400кГц)	ARC Phase Shift Resistivity 28inch Spacing at 400 kHz, Environmentally Corrected	Омм	OHMM	P28L	
Сопротивление по	ARC Phase Shift	Омм	OHMM	P34L	



сдвигу фаз (фазовое) 34 дюймовому зонду (400кГц)	Resistivity 34inch Spacing at 400 kHz, Environmentally Corrected				
Сопротивление по сдвигу фаз (фазовое) 40 дюймовому зонду (400кГц)	ARC Phase Shift Resistivity 40inch Spacing at 400 kHz, Environmentally Corrected	Омм	OHMM	P40L	
Амплитудное сопротивление 10-ти дюймового зонда (400МГц)	ARC Attenuation Resistivity 10 inch Spacing at 400 kHz, Environmentally Corrected	Омм	OHMM	A10L	
Амплитудное сопротивление 16-ти дюймового зонда (400кГц)	ARC Attenuation Resistivity 16inch Spacing at 400 kHz, Environmentally Corrected	Омм	OHMM	A16L	
Амплитудное сопротивление 22 дюймового зонда (400кГц)	ARC Attenuation Resistivity 22inch Spacing at 400 kHz, Environmentally Corrected	Омм	OHMM	A22L	
Амплитудное сопротивление 28 дюймового зонда (400кГц)	ARC Attenuation Resistivity 28inch Spacing at 400 kHz, Environmentally Corrected	Омм	OHMM	A28L	
Амплитудное сопротивление 34 дюймового зонда (400кГц)	ARC Attenuation Resistivity 34inch Spacing at 400 kHz, Environmentally Corrected	Омм	OHMM	A34L	
Амплитудное сопротивление 40 дюймового зонда (400кГц)	ARC Attenuation Resistivity 40inch Spacing at 400 kHz, Environmentally Corrected	Омм	OHMM	A40L	
Скорость проходки в записанном режиме	Rate of penetration from Recorded Mode	м/час	M/HR	ROP5_R M	
Гамма каротаж по прибору ARC	Gamma-Ray ARC		GAPI	GR_APC	
ПРИБОР MCR					
Амплитудное сопротивление 33 дюймового зонда на 400кГц	MCR Attenuation Resistivity 33 inch Spacing at 400 kHz, Environmentally Corrected	Омм	OHMM	A33L	
Амплитудное сопротивление 33 дюймового зонда на 2 МГц	MCR Attenuation Resistivity 33 inch Spacing at 2 MHz, Environmentally Corrected	Омм	OHMM	A33H	
Фазовое	MCR Phase Shift	Омм	OHMM	P33L	



сопротивление 33-дюймового зонда на 400 кГц	Resistivity 33 inch Spacing at 400 kHz, Environmentally Corrected				
Фазовое сопротивление 33-дюймового зонда на 2МГц	MCR Phase Shift Resistivity 33inch Spacing at 2 MHz, Environmentally Corrected	Омм	OHMM	P33H	
Гамма каротаж по прибору MCR	Gamma-Ray SLIM PULSE		GAPI	GR_SPULSE_BHC	
Скорость проходки в записанном режиме	Rate of penetration from Recorded Mode	м/час	M/HR	ROP5_RM	
Глубина исследования:	P33H<P33L<A33H<A33L				
Результаты интерпретации данных ГИС					
Абсолютная глубина	True Vertical Depth	м	М	TVDSS	
АЛЬФА ПС	Alpha SP			APS	
АЛЬФА ГК	Alpha GR			AGR	
ДВОЙНОЙ РАЗНОСТНЫЙ ПАРАМЕТР ГК	GR Dual Difference Parameter			IGR	
ОТНОСИТЕЛЬНЫЙ ПАРАМЕТР ГК	Relative GR			OGR	
ДВОЙНОЙ РАЗНОСТНЫЙ ПАРАМЕТР ННК	Neutron Logging Dual Difference Parameter			INKT	
ДВОЙНОЙ РАЗНОСТНЫЙ ПАРАМЕТР НГК	Neutron GammaLogging Dual Difference Parameter			INGK	
ОТНОСИТЕЛЬНЫЙ ПАРАМЕТР ННК	Neutron Logging Relative Parameter			ONKT	
Сопротивление зоны проникновения	Resistivity Invasion Zone	Омм	OHMM	R XO	
ДИАМЕТР ЗОНЫ ПРОНИКНОВЕНИЯ	Invasion Zone Diameter	м	М	DI	
РАДИУС ЗОНЫ ПРОНИКНОВЕНИЯ	Invasion Zone Radius	м	М	RI	
Коэффициент водонасыщенности	Water-Saturation Factor	%	%	SW	
Коэффициент нефтегазонасыщенности	Oil Saturation	%	%	SO	
Код характера насыщения	Saturation Characteristics and the Codes			FLUID	
Код литологии	Lithological Characteristics and the Codes			LIT	
Коэффициент остаточной водонасыщенности	Bound Water-Saturation	%	%	SWIR	



Параметр пористости	Formation Resistivity Factor			FRF	
Сопротивление водонасыщенного пласта	Resistivity Water Formation	Омм	OHMM	RWF	RWP
Параметр насыщения	Formation Resistivity index			FRI	PN
ПОРИСТОСТЬ по ПС	SP Porosity	%	%	PHIE	
Кп(ЭФ)	Effective Porosity	%	%	PHIEFF	KPEF
ПОРИСТОСТЬ по ДАННЫМ НКТ	Thermal Neutron Porosity	%	%	PHIN	
ПОРИСТОСТЬ по ДАННЫМ НГК	Neutron-Gamma Porosity	%	%	NGPH	
ПОРИСТОСТЬ по АК	DT Porosity	%	%	PHIS	
ПОРИСТОСТЬ по ДАННЫМ ГГКП	Porosity Density	%	%	PHID	
ПОРИСТОСТЬ по ГК	GR Porosity	%	%	PHIG	
Кгл по ГК	GR Clayness Index	%	%	VCLGR	SHAL
Кгл по СГК	SGC Clayness Index	%	%	VCLSGR	
Кгл по ПС	SP Clayness Index	%	%	VCLSP	VSH
Абсолютная проницаемость	Absolute Permeability	мД	MD	PERM	
УЭС по комплексу зондов КС	Electrical Resistivity from Combination Resistivity Log	Омм	OHMM	RTel	
УЭС пласта, принятый	Assumed Formation Resistivity	Омм	OHMM	RT	
УЭС по ИК	Induction Log, Resistivity	Омм	OHMM	RTIL	
Коды насыщения (FLUID)	Saturation Characteristics and the Codes				
Нет притока	No Inflow			0	
Нефть	Oil			1	
Газ	Gaz			2	
Обводнение	Water Encroachment			3	
Обводнение пресной водой	Fresh Water Encroachment			4	
Вода	Water			5	
Газ + вода	Gaz+Water			6,8	
Нефть +вода	Oil+Water			7	
Вода +Нефть	Water+Oil			9	
Пониженная нефтенасыщенность	Low Oil Saturation			10	
Характер насыщения неясен	Saturation is Undefined			12	



Продукт	Product			14	
Обводнение соленой водой	Saline Water Encroachment			15	
Остаточная нефть	Residual Oil			16	
Коды литологии (LIT)	Lithological Characteristics and the Codes				
Песчаник	Sandstone			1	
Глинистый прослой	Clay Layer			2	
Глинистый песчаник (алеваит)	Argillaceous Sandstone (Siltstone)			3	
Сильно-глинистый песчаник (Апс= Апс гр-0.6)				4	
Песчаник глинисто-карбонатный	Argillaceous -Calcium Sandstone			5	
Плотный прослой	Calcium Layer			35	
Уголь	Coal			45	
Битуминозная порода (баженовская пачка)	Bituminous Clay (Bazhen)			52	
Тип контакта цемент-колонна(COCO)	Cement/Formation Contact			COCO	
отсутствует	No contact			1	
плохой	Weak			2	
частичный	Partial			3	
жесткий	Rigid			4	
неопределен	Undefined			5	
Тип контакта цемент-порода(ROCO)	Cement/Formation Contact			ROCO	
отсутствует	No contact			1	
плохой	Weak			2	
частичный	Partial			3	
жесткий	Rigid			4	
неопределен	Undefined			5	
Индекс цемента по СГДТ(QCBL)	Cement Index from			QCBL	
цемент	Cement			1	
цемент отсутствует	NoCement			2	
цемент неоднородный	HeterogeneousCement			3	
гельцемент	Gel-Cement			4	
неопределен	Undefined			5	

12-значный API-номер (Unique Well ID) включает:

- Код предприятия (первые 2 цифры):
 - ОАО «СН-Мегионнефтегаз»-81;
 - ОАО «СН-Мегионнефтегазгеология»-70.
- Код месторождения (следующие 3 цифры)



№	Месторождение	Код
1	Аганское	308
2	Аригольское	600
3	Ачимовское	401
4	Ватинское	304
5	Вахское	714
6	Восточно-Охтеурское	713
7	З-Новомолодѣжное	709
8	Западно-Асомкинское	550
9	Зап. Усть-Балыкское	556
10	Ининское	716
11	Кысомское	500
12	Кетовское	441
13	Луговое	705
14	Максимкинское	708
15	Мегионское	301
16	Мыхпайское	327
17	Ново-Покурское	406
18	Покамасовское	263
19	Северо-Асомкинское	553
20	Северо-Ореховское	552
21	Северо-Островное	375
22	Тайлаковское	712
23	Чистинное	704
24	Узунское	501
25	Южно-Аганское	371
26	Южно-Локосовское	303
27	Южно-Покамасовское	426
28	Ю-Сардаковское	707
29	Южно-Островное	710
30	Южно-Щебурское	554

3. Номер скважины (следующие 5 цифр, недостающие добиваются перед номером скважины нулями).

4. Код категории скважины.

Код	Категория
00	Эксплуатационная
01	Бис
06	Контрольная
07	Поисковая
08	Разведочная
12	Водяная
28	Параметрическая
29	Опорная
30	Оценочная

2. Требования к интерпретации и оформлению данных.

По каждому виду исследований заказчику выдается заключение, которое должно включать пояснительную записку и результаты интерпретации, представленные в табличном и графическом видах. Заключение составляется с учетом целевых задач, решаемых конкретным комплексом ГИС, в



397855-v 4

соответствии с требованиями Технической инструкции по проведению геофизических исследований и работ на кабеле в нефтяных и газовых скважинах МОСКВА-2001.

2.1. Заключение по результатам обработки магнитного и гироскопического инклинометров выдается в текстовом файле с расширением *.lst . Материалы, передаваемые заказчику, должны содержать: сводную таблицу результатов инклинометрических измерений, с результирующей таблицей по перспективным объектам, план и профиль ствола скважины.

Пример LST-файла:

ПО НижневартовскНефтеГеоФизика
ГПП СамотлорНефтеГеоФизика

И Н К Л И Н О М Е Т Р И Я

Скважина № 505
Куст № 82
Месторождение Аганское
У Б Р Мегионское УБР
Альтитуда 92.63 м
Кондуктор 512.00 м
Забой 2640.00 м
Магн.поправка 19.38 гр

Док.	Дата	Оператор	Прибор	УБТ	ЛБТ	ТБПВ	Тчк	Змр
------	------	----------	--------	-----	-----	------	-----	-----

1		52		13	0			
2	26.05.83	Кубышкин	20			119	1	

Глуб	Угол	Азим	Удлин	Абс.гл	X	Y	Смещ	Дир.уг	Инт.
(м)	(гр)	(гр)	(м)	(м)	(м)	(м)	(гр)	(гр)	

40	2.50	0.0	-52.6			0.8			
60	4.75	270	0.0	-32.7		1.1			
80	9.25	270	0.2	-12.8	0.8	-2.3	2.4	289.4	2.2

2620	8.00	276	104.0	2423.4	234.5	-666.3	706.4	289.4	0.0
2640	7.75	275	104.2	2443.2	235.6	-668.8	709.1	289.4	0.1

Д а н н ы е о п л а с т а х

	ЮВ1	АВ1	АВ2-3	БВ8	БВ9
Глубина	м	2572.00	1772.60	1817.20	2284.40
Угол	гр	9.45	15.50	15.29	17.50
Азимут	гр	275.40	279.00	278.00	273.00
Удлинение	м	103.49	73.46	75.07	93.88



397855-v 4

Абс. глубина	м	2375.88	1606.51	1649.50	2097.89	2122.28
Координата X	м	231.47	142.74	148.28	202.31	205.22
Координата Y	м	-659.91	-464.21	-474.72	-593.65	-600.85
Пр. смещение	м	785.40				
Факт.смещение	м	699.33	485.66	497.34	627.18	634.93
Пр. дир.угол	гр	276.30				
Факт.дир.угол	гр	289.33	287.09	287.35	288.82	288.86
Дир.уг.отхода	гр	39.73				
Допуст.отход	м	75.00				
Факт. отход	м	188.91				
Ош.план. доп.	м	16.00	14.00	14.00	16.00	16.00
Ош.план. факт.	м	0.70	0.48	0.49	0.62	0.62
Ош.высот. доп.	м	2.90	2.30	2.30	2.90	2.90
Ош.высот.факт.	м	2.46	1.69	1.73	2.18	2.20

Макс. угол в скважине на глубине 300 м: 25.00
Макс. угол детал.исслед. на глубине 2180 м: 18.50
Макс. интенсивность на глубине 100 м: 2.38

	Допуст.	Факт.
Ошибка по углу	0.500	0.000
Ошибка по азимуту	2.500	0.000

Ошибка плановая на 2640 м: 16.000 0.715
Ошибка высотная на 2640 м: 2.900 2.521

11:27:16 27.09.1995 Интерпретатор:

2.2 Оперативное заключение содержит информацию и составляется в соответствии с требованиями Технической инструкции по проведению геофизических исследований и работ на кабеле в нефтяных и газовых скважинах п.7.3 Оперативная интерпретация МОСКВА-2001.

Пример окончательного заключения петрофизической интерпретации ГИС в формате *.doc.

ДИРЕКТОР УПРАВЛЕНИЯ «ГЕОЛОГИЯ»

ДАТА: 10 АПРЕЛЯ 2006
Г

Результаты Интерпретации комплекса ГИС.

Недропользователь:	ОАО «СН-МНГ»
Номер скважины:	318
Месторождение:	Чистинная
Исполнитель:	
Цель интерпретации:	Анализ коллектора

Интерпретаторы:

	должность	ФИО	подпись
Составил:	геофизик		



397855-v 4

Проверил: начальник отдела
«Бурение»

Исходные данные для обработки

В открытом стволе оценочной скважины №318 Чистинного месторождения были проведены комплексы геофизических исследований в составе инклинометрии, электрометрии, кавернометрии, радиоактивного каротажей и ВИКИЗ. Детальными исследованиями в данном интервале охвачены юрские отложения.

Состав комплексов и его качество приведено в таблицах.

Выполненные комплексы ГИС

21-23.03.2006г.

Таблица 1

Наименование метода	Масштаб по глубине	Заявленный комплекс исследований	Выполненный комплекс исследований	Тип прибора	Номер прибора	Оценка качества замера	Причины снижения качества
Ст. каротаж (ПС+Ззонда КС)	1:500	703-2740	703-2694	ЭК-М	№47	Хорошо	

07-08.04.2006г.

Таблица 2

Наименование метода	Масштаб по глубине	Заявленный комплекс исследований	Выполненный комплекс исследований	Тип прибора	Номер прибора	Оценка качества замера	Причины снижения качества
Ст. каротаж (ПС+Ззонда КС)	1:500	708-2740	703-2740	ЭК-М	№47	Хорошо	
Ст. каротаж (ПС+Ззонда КС)	1:200	2740-2900	2740-2885	ЭК-М	№47	Хорошо	
Профил+Кавернометрия	1:200	2740-2900	2740-2885	КП-М	№32	Хорошо	
Резистивиметрия	1:200	2740-2900	1600-2316	ЭК-М	№72	Хорошо	
БК	1:200	2740-2900	1600-2316	ЭК-М	№71	Хорошо	
БКЗ	1:200	2740-2900	1600-2316	ЭК-М	№71	Хорошо	
МБК	1:200	2740-2900	1600-2316	МК-МН	№15	Хорошо	
МКВ	1:200	2740-2900	1600-2316	МК-МН		Хорошо	
ВИКИЗ	1:200	2740-2900	1600-2316	ВИКИЗ	№90	Хорошо	
РК(ГК+2ННК)	1:200	2740-2900	1600-2316	МАРК-1	№7	Хорошо	
Инклинометрия *	Через 310м	0-2900	1006-2316	ИН-М	№7	Хорошо	

Примечание: *- Инклинометрия выполнялась в процессе бурения, последний замер выполнен



397855-v 4

при окончательном комплексе.

Сведения об условиях регистрации:

Номинальный диаметр открытого ствола: 214 мм
 Тип промывочной жидкости: глинистый
 Плотность раствора: 1.1 г/см³
 Водоотдача: 26 сек
 УЭС промывочной жидкости: 2.0 Омм

Цель бурения: Оценка залежей нефти в меловых и юрских отложениях.

Скважина N 318 находится на расстоянии **1981м** на юг-ю-з от Р-486

2083м на с-с-з от Р-471

5651м на в-ю-в от Р-502

Дополнительные сведения об отборе керна:

Характеристика насыщения керна.

Таблица 3

Общий интервал отбора	2800-2830.5м, 2831.7-2839.9м,м
2800-2812.6 м	в.к. – 100%Сверху аргиллит,0.25м-алевролит плот.,0.35 м песчаника крепкосцементированного без признаков УВ
2812.6-2823.5 м	в.к. – 16% 1.0 м п-к средне-сцем.со слаб.признаками УВ, 0.8 м –переслаивание аргиллита черного и п-ка без признаков УВ

Целевой пласт: ЮВ1

Сведения о целевом пласте и насыщающих его флюидах:

Тип разреза:

терригенный

Тип коллектора: поровый
 Кп общ. по керну: 11.0 –21.7%
 Коэффициент проницаемости по керну: 0.3 – 159.9 мД

Таблица 2

Физические свойства пластовых флюидов Чистинного месторождения/1/.

Пласт	Минерализация, г/л	Температура, град. С	Давление-Рэф МПа	Контакты, абс.глубины	УЭС пласт. воды, Ом*м
ЮВ1	38	96	Гидростатическ	ВНК –2655м	0,065

Краткие сведения о компонентном составе пород и петрофизических зависимостях:

По результатам исследований керна пласты – коллекторы нижнего мела и верхней юры Чистинного месторождения представляют собой алевролиты крупно- и среднезернистые, песчаники средне- и мелкозернистые, глинистые, полимиктовые, аркозовые, состав цемента – смешанно-слоистые образования, каолинит, гидрослюда, хлорит, карбонаты.

ПЕТРОФИЗИЧЕСКИЕ ЗАВИСИМОСТИ ЧИСТИННОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ:

ПЛАСТЫ ЮВ1:

Кп (коэффициент пористости) $PHI_{sp}=(0.103*ASP)+0.095$

Кпр (коэффициент абс. газопроницаем.) $K_{abs}=2.718^{(-7.6+0.583*PHI)}$



Методика интерпретации

Количественная интерпретация выполнена в системе **Gintel 2002**.

Интерпретация выполнялась путем построения объемной петрофизической модели для учета влияния каждого компонента горной породы на измеряемые физические параметры с целью максимально точного определения фильтрационно-емкостных свойств горной породы.

Для выбора системы интерпретации учтена вся доступная геолого-геофизическая информация, рекомендуемые алгоритмы определения подсчетных параметров для продуктивных пластов Чистинного месторождения /4/, прочие сведения о месторождении, а также универсальные алгоритмы построения петрофизических моделей /2,3/.

Выделение пористо-проницаемых пластов, а также определение их ФЕС, осуществлялось с использованием метода самопроизвольной поляризации и радиоактивного каротажа путем построения литологической модели пласта с оценкой наличия и подвижности флюида в нем.

Коэффициенты пористости (K_p) рассчитаны по нейтронному каротажу и относительному параметру ПС.

Для определения коэффициентов водо- и нефтенасыщенности использован коэффициент пористости, рассчитанный по нейтронному каротажу

Для оценки насыщенности не были применены петрофизические зависимости для Чистинного месторождения /4/, так как определенной по керну зависимости для расчета $K_{нг}$ нет. В данном случае использовалась универсальная модель электропроводности терригенной горной породы Афанасьева В.С./2/, для учета влияния на УЭС интегрального параметра, характеризующего электрохимическую активность горной породы (приведенная емкость катионного обмена, Q_p). Структурный показатель принят равным 1.7, как рекомендовано для гранулярных горных пород.

Объемная глинистость пород ($K_{гл}$) рассчитана по гамма – каротажу по уравнению Ларионова /3/.

Коэффициент проницаемости ($K_{пр}$) рассчитывался по методике Коутса-Дюмануара /2-3/.

Коэффициент остаточной водонасыщенности ($K_{во}$) рассчитан по модели Элланского М.М. /1/

Таблица 3.

Петрофизические свойства минералов, принятых в качестве компонентов горной породы

Минералы	Плотность, г/см ³	W каж., д.е.	ДТр, мкс/м	Сечение фотоэффе УЭС, Ом*м кта
Кварц	2,65	-0,005	182	1,8 ∞
Кальцит	2,72	0	156	5,1 ∞
Глины	2,70	0,28	290	2,0 ∞
Угли	1,60	>0,6	350	0,2 ∞
Вода адсорбирующая	1,3	1	600	f(q, T, Rв)

ТАБЛИЦА КОЛЛЕКТОРСКИХ СВОЙСТВ ПО КОЛЛЕКТОРАМ

Скважина 318 Куст 7 Площадь Чистинная

Альтитуда ротора 98.9 м

Интервал 2740.0 - 2868.0 м

(Z: 2560.1-2688.0)



397855-v 4

Индекс Кровля Подошва Н Д/д АПС КпПС Кп Кнг Кпр Коллектор
пласта АбсКр АбсПод Набс УЭС КпННК Кгл Кво Флюид

ПЛАСТ ЮВ1-1 Юра Интервал 2807.0-2844.8 м (Z: 2627.0-2664.8)

1 ЮВ1-1	2816.8	2817.4	0.6	3	0.80	17.8	17.4	46.1	15.5	Коллектор
	2636.8	2637.4	0.6		7.5	17.4	12.2	38.1		Нефть

7 ЮВ1-1	2825.8	2826.4	0.6	3	0.67	16.4	23.2	44.1	22.9	Коллектор
	2645.8	2646.4	0.6		4.9	23.2	14.2	45.9		Нефть+Вода

8 ЮВ1-1	2826.4	2826.8	0.4	3	0.52	14.9	24.0	43.5	12.4	Коллектор
	2646.4	2646.8	0.4		5.0	24.0	15.9	56.2		Нефть+Вода

Итого по пласту

Зона нефти : 1.0 0.80 17.8 17.4 46.0 15.6

1.0 7.5 17.4 13.1 38.1 1.5

Зона Нефть+Вода : 3.4 0.77 17.4 19.2 35.8 19.4

3.4 5.0 19.2 15.6 40.6 1.1

ПАРАМЕТРЫ НАСТРОЙКИ ДЛЯ ПЛАСТА ЮВ1-1:

Константы для обработки

Вариант расчета петрофиз.модели (1-применяя ПС,2-только РК)1

Вариант расчета АльфаПС (1-по опорному пласту,2-аналитический)1

Амплитуда аномалии ПС опорного пласта,мВ85

Поправка Ест,мВ.....0

Параметры ствола скважины

Диаметр долота, м.....0.216

Диаметр глинистых каверн, м.....0.23

Отсечки плотных и углей

ЗначениеНКТб плотных,больше ус.ед.....11

ЗначениеБК плотных,больше Омм.....20

ЗначениеНКТб углей,меньше ус.ед.....1.8

ЗначениеБК углей,больше Омм.....20

Критерии расчета глинистости

Значение ГК минимум,мкР/ч4

Значение ГК максимум,мкР/ч12.7

Максимальная глинистость,д.е.....0.66

Вариант определения глинистости (1-ПС 2-ГК).....2

Критерии расчета пористости

Пористость скелета коллектора,д.е.....0.2

Водородосодержание глин,д.е.....0.28

Вариант определения КпПС (1-Эллан 2-Петрофиз).....2

Вариант определения КпНК (1-попр.ПС 2-попр.ГК).....2

Вариант определения КпАК (1-Фоменко 2-Модель 3-Петрофиз).....1

Вариант определения КпГГК (1-плот.скелета 2-Модель 3-Петрофиз).....1

Выбор Кп (1-ПС 2-НК 3-АК 4-ГГК 5-НК+АК 6-ГГК+АК 7-ГГК+НК 8-7АК/3НК)....2

Варианты определения насыщения

УЭС пластовой воды, Омм.....0.06

Вариант определения насыщения (1-универс 2-петрофиз).....1

Вариант определения ост.насыщения (1-Адс.потенциал 2-электрич).....1

Варианты определения проницаемости

Проницаемость скелета коллектора,мД.....1180

Вариант опред.Кпр (1-Коутса-Дюм 2-Эллан 3-Шлюмб 4-Петрофиз).....1



397855-v 4

Критерии коллектора
Вариант выделения коллекторов (1-приток 2-ПС 3-ГК).....1

ДАННЫЕ О ПЛОТНЫХ И УГЛИСТЫХ ПЛАСТАХ

N	Индекс пласта	Кровля АбсКр	Подошва АбсПод	N Набс	Литология
2	Вмещ	2750.2	2750.4	0.2	Плотный прослой
		2570.2	2570.4	0.2	
17	ЮВ1-1	2815.8	2816.2	0.4	Плотный прослой
		2635.8	2636.2	0.4	
18	ЮВ1-1	2832.2	2832.6	0.4	Плотный прослой
		2652.2	2652.6	0.4	

Характер насыщения пласта:

- 1 Вода - приток воды
- 2 Нефть - приток нефти
- 3 Н+В - приток нефти с водой

Справочная литература

1. «Справочно-информационный каталог геолого-петрофизических данных по месторождениям Западной Сибири» Зап.Сиб.НИИГФ – Тюмень.1990г.
2. Афанасьев В.С., Афанасьев С.В. «Новая петрофизическая модель электропроводности терригенной гранулярной породы» - Тверь: НПП «ГЕРС». 1993.
3. Элланский М.М. «Петрофизические основы комплексной интерпретации данных геофизических исследований скважин» - М.: ГЕРС. 2001.
- 4 «Совершенствование петрофизического обеспечения геологической нтерпретации данных ГИС с целью определения подсчетных параметров по объектам работ ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз» Чистинная площадь , Москва 2003.

2.3 Заключение по видам работ в обсаженной скважине.

2.3.1 Контроль технического состояния и качества цементирования скважин.

2.3.1.1 Заключение по ЦМ кондуктора (гамма-гамма цементометрия).

Пример заключения в формате *.doc.



397855-v 4

Заказчик: ОАО «СН-МНГ» (ООО «МУЕР»)

"УТВЕРЖДАЮ"

Директора управления «Геология»

« 28 » августа 2006 г.

ЗАКЛЮЧЕНИЕпо результатам исследований качества цементирования
кондуктора**ОБРАБОТКА ДАННЫХ ГАММА-ГАММА-ЦЕМЕНТОМЕТРИИ**

Скважина 115 куст 5

МЕСТОРОЖДЕНИЕ ЧИСТИННОЕ

Конструкция скважины:

Глубина направления 52.6 м
 Диаметр кондуктора 245 мм
 Глубина кондуктора 725 м (данные заказчика)

Данные по заливке:

Дата цементации 27.08.06
 Количество цемента 22 т
 Плотность цемента 1.82 г/см³
 Количество геля цемента 10 т
 Плотность геля цемента 1.5 г/см³

Метод	Масштаб	Интервал, м	Прибор	Дата замера	Качество
Гамма-гамма цементометрия	1:500	0-708.00	Плт-5 №3111	28.08.06	ХОР

Данные по каротажу:

Уровень подъема цементного раствора 7.2 м – уровень промывочной жидкости
 Граница раздела цемент – гельцемент 188.9 м

ХАРАКТЕРИСТИКА КАЧЕСТВА ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ

Кровля	Подшва	Мощность	Плотность Цементной смеси	Характеристика заполнения
0.2 - 7.3			-	промывочная жидкость
7.3	10.7	3.4	1.21	Неравномерное
10.7	14.1	3.4	1.12	Отсутствие
...				
627.7	643.7	47.3	1.70	Одностороннее
691.0	708.0	17.0	1.81	Равномерное

Расчет процентов:

Интервал (м): 7.2 - 708.00

Характеристика заполнения	Толщина (м)	Процент (%)
Отсутствие	3.7	0.53
Неравномерное	323.5	46.16
Равномерное	158.0	22.54
Равномерное/Неравномерное	29.6	4.21
Одностороннее	186.1	26.56

И. О. Начальника отдела «Бурение» _____ /Ахметьянов Р.К./

Интерпретатор _____ /Плесовских А.Д./

2.3.1.2 Заключение по СГДТ (гамма-гамма – цементометрия).

2.3.1.3 Заключение по АКЦ (акустическая цементометрия).

2.3.1.4 Отбивка цементного камня.

Пример заключения в формате *.doc.

Заказчик: ОАО «СН-МНГ» (ОАО «СН-МНГГ»)

"УТВЕРЖДАЮ"
 Главный геолог

« » февраля 2007г.



397855-v 4

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

по результатам исследований качества цементированная
эксплуатационной колонны

ОБРАБОТКА ДАННЫХ АКЦ, СГДТ

Скв.318

МЕСТОРОЖДЕНИЕ ЧИСТИННОЕ**Конструкция скважины:**

Диаметр кондуктора 245 мм
Глубина кондуктора 703.5 м
Диаметр эксплуатационной колонны 146 мм
Глубина эксплуатационной колонны 2880.0 м (данные заказчика)

Данные по заливке:

Количество цемента 14.30 т
Плотность цемента 1.91 г/см³
Количество геля цемента 53.00 т
Плотность геля цемента 1.50 г/см³

Метод	Масштаб	Интервал, м	Прибор	Дата замера	Качество
ГК, МЛМ	1:200 1:500	0-2740.0 2740- 2857.0	РКЛ-73 №3	13.02.2007г	ХОР
Акустическая цементометрия (АК, АР, ТР, АЛФАК)	1:200 1:500	0-2740.0 2740- 2852.50	АК-2М №2803	14.02.2007г	УД
СГДТ	1:200 1:500	0-2740.0 2740- 2853.0	ПЛТ-8 №3301	13.02.2007г	ХОР

Сведения о высоте подъема цементного раствора:

Уровень промывочной жидкости по АКЦ 24.00 м
Уровень промывочной жидкости по СГДТ 14.00 м
Уровень подъема цементного раствора по СГДТ 40.00 м
Первые признаки сцепления цементного камня с колонной по АКЦ 53.20 м
Граница раздела цемент-гельцемент 2572.50 м

Технические элементы колонны:

Искусственный забой: 2857.00 м
Короткий патрубок 2774.00-2779.20 м

ХАРАКТЕРИСТИКА КАЧЕСТВА ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ

24.00 м – уровень промывочной жидкости

Подшва (м)	Толщина (м)	Контакт цемент- колонна	Контакт цемент- порода
53.2	29.2	Отсутствует	Неопределенный
.....			
1629	5.2	Жесткий	Жесткий
1631	2	Жесткий	Частичный
2841.5	3.6	Частичный	Неопределенный



397855-v 4

2848.7	7.2	Жесткий	Жесткий
2852.1	3.4	Частичный	Неопределенный
2852.5	0.4	Стоянка прибора	

Примечание: в интервале кондуктора качество сцепления не определено в связи с некорректностью записи.

Расчет процентов:

Интервал (м): 24.00-2852.50 м

Контакт цемент- колонна	Контакт цемент- порода	Статистика (%)
Отсутствует	Неопределенный	14.89
Частичный	Неопределенный	28.62
Жесткий	Неопределенный	0.22
Неопределенный	Неопределенный	21.14
Жесткий	Жесткий	23.78
Жесткий	Частичный	11.35

ХАРАКТЕРИСТИКА КАЧЕСТВА ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ ПО СГДТ

14.0 м – уровень промывочной жидкости
0-703.2 м – глубина кондуктора

Мощность (м)	Интегральная плотность цемента	Эксцентриситет	Толщина колонны	Качество цемента по СГДТ
4,1	1,4	0,45	6,95	Гельцемент неоднородный
16,3	1,49	0,43	7,05	Гельцемент
.....				
4,5	1,74	0,32	8,43	Портландцемент неоднородный
6,5	1,8	0,37	8,55	Портландцемент
3,5	1,69	0,32	8,46	Портландцемент неоднородный
3,9	1,57	0,28	8,76	Гельцемент
2,4	1,47	0,38	8,63	Гельцемент неоднородный
25,3	1,88	0,33	8,63	Портландцемент

Примечание: Плотности и характеристика заполнения затрубного пространства в интервале 0-703.2 м не определяются в связи с влиянием на показания прибора ПЛТ-8 многоколонной конструкции скважины и выдаются на диаграмме СГДТ условно.

Расчет процентов:

Интервал (м): 703.2-2853.0

Качество цемента по	Мощность (м)	Статистика (%)
---------------------	--------------	----------------



397855-v 4

СГДТ		
Гельцемент неоднородный	153,9	7,16
Гельцемент	474,1	22,05
Портландцемент неоднородный	834,9	38,84
Портландцемент	686,3	31,92

Интерпретатор _____ /Попова Л. В./

2.3.2 Контроль разработки месторождений.

2.3.2.1 Профиль притока (ГК, ЭЛМ, МР, ТР, ВМ, БМ, ИП, Т)

УТВЕРЖДАЮ:

«___» _____ 2005 г.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ПРОМЫСЛОВЫХ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ В СКВАЖИНЕ 486Р ЧИСТИННОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.

Цель исследований:

Определение профиля притока пласта ЮВ₁¹.

Дата проведения исследований: 21-23.04.05г.

Интервалы исследований:

Масштаб 1:200 2860.0-2963.8 м

Масштаб 1:500 200.0-1015.0 м

Сведения о конструкции скважины:

Эксплуатационная колонна Ø 146 мм.

Текущий забой 2965.0 м

Колонна НКГ ? 73 мм спущена на глубину 2889.0 м.

Перфорированный интервал:

- 2939.0–2949.0 м.

Тип скважины: эксплуатационная

Ход работ:

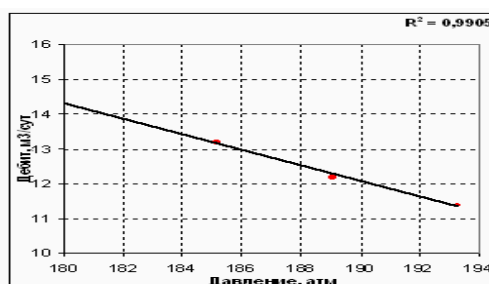
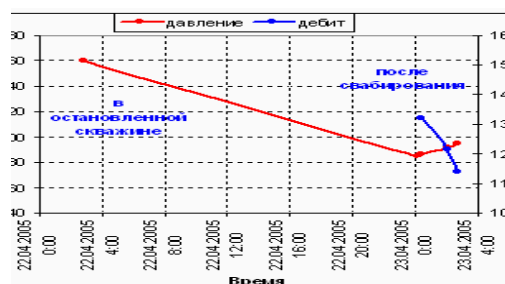
1. Выполнен замер для отбивки уровней раздела сред до начала проведения работ.
2. Выполнен замер в остановленной скважине.
3. Регистрация ГК, МЛМ для привязки интервала работ и определения текущего забоя.
4. Произведено сваблирование.
5. Выполнен замер для отбивки уровней раздела сред сразу после сваблирования.
6. Регистрация двух замеров в интервале детальных исследований в режиме притока.
7. Выполнен замер для отбивки уровней раздела сред.
8. Выполнены два замера в интервале детальных исследований в режиме притока.
9. Выполнен замер для отбивки уровней раздела сред.

Результаты обработки полученного материала

1. Текущий забой – 2963.8 м.
2. Глубина спуска колонны НКГ – 2888.4 м.
3. Заявленный интервал перфорации 2939.0–2949.0 м по МЛМ однозначно не определяется.
4. Динамика забойного давления в процессе ГИС на глубине 2939.0 м.
Время снятия значения давления предоставлено с учетом времени движения прибора от начала интервала записи до глубины 2939.0 м.

Режим	Дата и время замера	Давление, атм	Дебит между замерами, м ³ /сут
в остановленной скважине	22.04.2005 2:53	259,5	
после сваблирования	23.04.2005 0:03	184,4	
после сваблирования	23.04.2005 0:26	186,0	13,18
после сваблирования	23.04.2005 2:01	192,1	12,17
после сваблирования	23.04.2005 2:41	194,5	11,37

Динамика давления и дебита на глубине 2939.0 м.



, определенный по индикаторному графику (Метод Маскета), составляет $0.22 \text{ м}^3/(\text{сут} \cdot \text{атм})$.
Динамика уровней раздела сред

Режим	Дата, время	Глубина, м	Раздел фаз	
			верхняя фаза	нижняя фаза
в остановленной скважине	22.04.05г 01:59	224.8	воздух	нефть
		291.8	нефть	смесь (нефть + вода)
после свабирования	22.04.05г 23:20	910.0	воздух	нефть
	23.04.05г 01:07	813.0	воздух	нефть
		954.2	нефть	смесь (нефть + вода)
	23.04.05г 03:38	675.8	воздух	нефть
		1006.2	нефть	смесь (нефть + вода)

Общий дебит жидкости рассчитанный по динамике уровней раздела сред составляет $16.3 \text{ м}^3/\text{сут}$ при $H_{ф.д.} = 792.9 \text{ м}$.

По термометрии, резистивиметрии и СТД приток жидкости в ствол скважины отмечается в перф. орированном интервале. По интервальному распределению интервалов притока флюида приведено в таблице:

Интервал перфорации, м	Кровля притока, м	Подошва притока, м	Мощность интервала, м	Интенсивность, %	Характер притока	Минерализация, г/л
2939.0–2949.0	2939.0	2940.2	1.2	52	нефть	29-33
	2945.4	2946.2	0.8	40	вода+нефть	41-43
	2947.8	2948.6	0.8	8	вода	88-91

Наличия заколонных перетоков жидкости выше и ниже интервала перфорации не отмечено.

Забой скважины герметичен.

Начальник КИП

Интерпретатор

2.3.2.2 Профиль приемистости (ГК, ЭЛМ, МР, ТР, ВМ, БМ, ИП, Т)

2.3.2.3 Техническое состояние эксплуатационной колонны (ГК, ЭЛМ, МР, ТР, ВМ, БМ, ИП, Т).

УТВЕРЖДАЮ:

«_» _октябрь_ 2006 г.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ПРОМЫСЛОВЫХ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ В СКВАЖИНЕ 1083 К 27 МЕГИОНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.

Цель исследований:

Определение профиля приемистости пласта БВ10 и технического состояния эксплуатационной колонны.

Дата проведения исследований: 06.10.2006 г.

Интервалы исследований:

Масштаб 1:200 2310.0-2412.0 м

Масштаб 1:500 90.0-2412.0 м

Сведения о конструкции скважины:

Эксплуатационная колонна Ø 146 мм, глубина спуска 2450.0 м.

Колонна НКТ ? 73 мм спущена на глубину 2335.0 м.

Паке расположен на глубине 2315.0 м

Перф. орированный интервал:

- 2385.0-2393.5 м

- 2397.0-2402.5 м

Тип скважины: нагнетательная

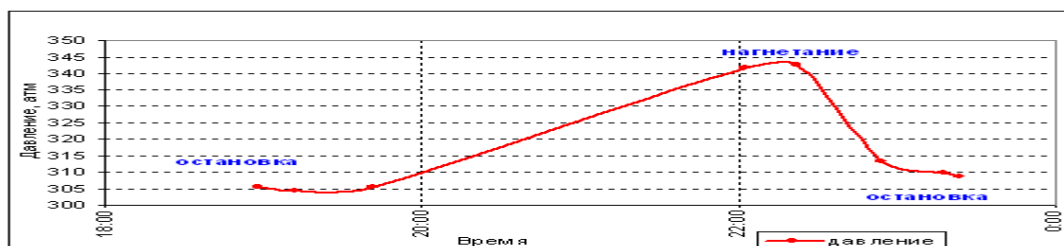
Ход работ:

1. Выполнен замер на спуске по стволу скважины.
2. Выполнена привязка элементов подземного оборудования и регистрация параметров в остановленной скважине в интервале детальных исследований.
3. Выполнена запись механической расходомерии на протяжении в интервале детальных исследований.
4. Выполнена серия замеров на спуске в интервале детальных исследований при нагнетании.
5. Выполнена серия замеров после остановки нагнетания в интервале детальных исследований.
6. Выполнен замер по стволу скважины.
 $P_{нагн} = 1.16 \text{ атм}$

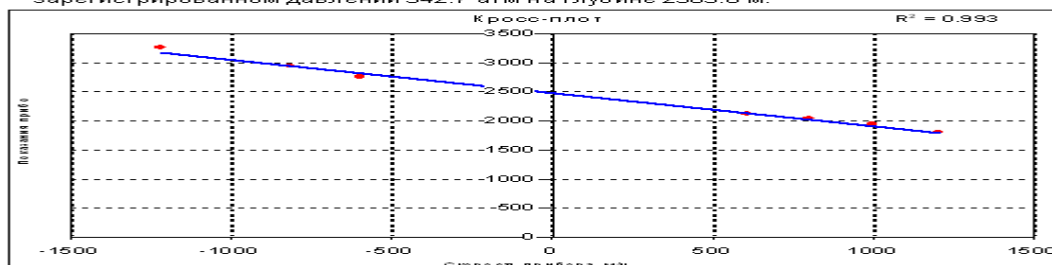
Результаты обработки полученного материала

1. Текущий забой на глубине 2412.0 м.
2. Глубина спуска колонны НКТ – 2342.4 м.
3. Паке установлен в интервале 2319.2-2322.0 м.
4. По МЛМ перф. орации отмечается в интервалах глубин 2384.8-2393.3м, 2396.6-2402.2м.
5. Динамика изменения давления в процессе ГИС на глубине 2385.0 м:

Режим	Дата и время замера	Давление, атм
остановка	04.10.2006 18:58	305.5
остановка	04.10.2006 19:11	304.4
остановка	04.10.2006 19:41	305.5
нагнетание	04.10.2006 22:02	341.8
нагнетание	04.10.2006 22:22	342.7
кратковременная остановка	04.10.2006 22:54	313.1
кратковременная остановка	04.10.2006 23:18	309.6
кратковременная остановка	04.10.2006 23:23	308.6



6. По результатам обработки материалов механической расходомерии общий расход нагнетаемой жидкости в НКТ составил 313 м³/сут, при максимально зарегистрированном давлении 342.7 атм на глубине 2385.0 м.



7. По термометрии приемистость нагнетаемой жидкости отмечается в следующих интервалах глубин.

Интервал перфорации, м	Работающие интервалы, м	Мощность, м	Расход, %	Расход, м3/сут
2385.0-2393.5	2385.0-2387.0	2.0	68	213
2397.0-2402.5	2389.0-2390.4	1.4	32	100
всего			100	313

8. Наличие заколонных перетоков выше и ниже интервалов перфорации не отмечается.
9. В интервале 90.0-200.0 м отмечается изменение температурного градиента. Явные признаки нарушения герметичности эксплуатационной колонны не отмечены.
10. Забой герметичен.

Начальник отдела «Контроль разработки»

Интерпретатор

2.3.4 Перфорация (ГК, ЭЛМ, Т).

2.3.5 Отбивка забоя, привязка репера (ГК, ЭЛМ, Т).

2.3.6 Отбивка уровней.

2.3.7 Установка ВП, желонки (ГК, ЭЛМ).

2.3.8 Прихватаопределитель.

2.3.9 Свабирование (ГК, ЭЛМ, БМ).

2.3. 10 КВД (БМ).

2.3.11 ГДИ.

2.3.12 УГИС.

2.3.13 Определение текущего нефтенасыщения, разрабатываемых объектов (ИНГК, СГК, С/О каротаж).



РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ

Утверждаю:

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

по результатам исследования скважины комплексом С/О-каротажа
с целью оценки текущей нефтегазонасыщенности коллекторов

Сведения о скважине

Месторождение	Аганское
Скважина/куст	490 к/13
Категория скважины	Добывающая
Предприятие, владелец скважины	ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»
Предприятие, проводившее исследования	НТЦ ГеотехноКИН
Дата проведения исследований	27.10.2001 г
Предприятие, выполнившее интерпретацию и обработку	ГЕОДАТА, Тверьгеофизика
Дата составления заключения	14.11.2001 г
Параметры скважины:	
Альтитуда ротора	91.85 м
Забой скважины	
Диаметр скважины	216 мм
Глубина спуска эксплуатационной колонны	2562 м
Диаметр колонны	146 мм
Толщина стенки колонны	7 мм
Тип жидкости в скважине	Солевой раствор
Удельный вес жидкости	1.02 г/см ³
Интервал перфорации	
Тип перфорации, количество отверстий	

Выполненный комплекс ГИС

№ п/п	Метод Исследования	Аппаратура	Масштаб	Интервал, м	Объем, м
1	Спектрометрия естественного гамма-излучения (СГК)	СГК	1:200	2450 - 2530	80
2	Импульсный нейтронный гамма-каротаж (ИНГК)	АИНК-42	1:200	2450 - 2530	80
3	Углеродно-кислородный каротаж (С/О-каротаж)	АИМС	1:200	2450 - 2530	80

Пояснительная записка

Комплексом ядерно-физических методов проведены исследования продуктивных горизонтов: БВ8, БВ9.



Обработка и интерпретация стандартного комплекса ГИС проведены в соответствии с петрофизическим обоснованием, приведенным в отчете по подсчету запасов Южно-Аганского месторождения. По результатам обработки получены модели породы и порового пространства на момент проведения каротажа в открытом стволе (08.09.1975г.). При этом характер насыщения коллекторов (газ-нефть-вода, обводнение, заводнение) принимался по заключению, представленному Заказчиком.

Для обработки и интерпретации С/О-каротажа использованы материалы стандартного комплекса ГИС и технические данные по конструкции скважины. По результатам комплексной интерпретации данных по открытому и закрытому стволу скважины определены элементный состав пород и флюидов, текущая нефтенасыщенность пластов-коллекторов на дату проведения каротажа (27.10.2001 г.).

Обработка полученных материалов производилась в поточечном и попластовом режимах.

Результаты исследований в скважине и данные интерпретации по исследованным интервалам приведены в таблице и на планшете, прилагаемых к заключению.

Пласт БВ8 (2461.6 – 2480.0) – проницаемая часть пласта представлена песчаными интервалами различной мощности и глинистости. В радиусе исследования С/О-каротажа значения текущей нефтенасыщенности коллекторов варьируют от 20% до 40-50%, при средней величине по пласту, в целом, ~40% (см. планшет и табл.).

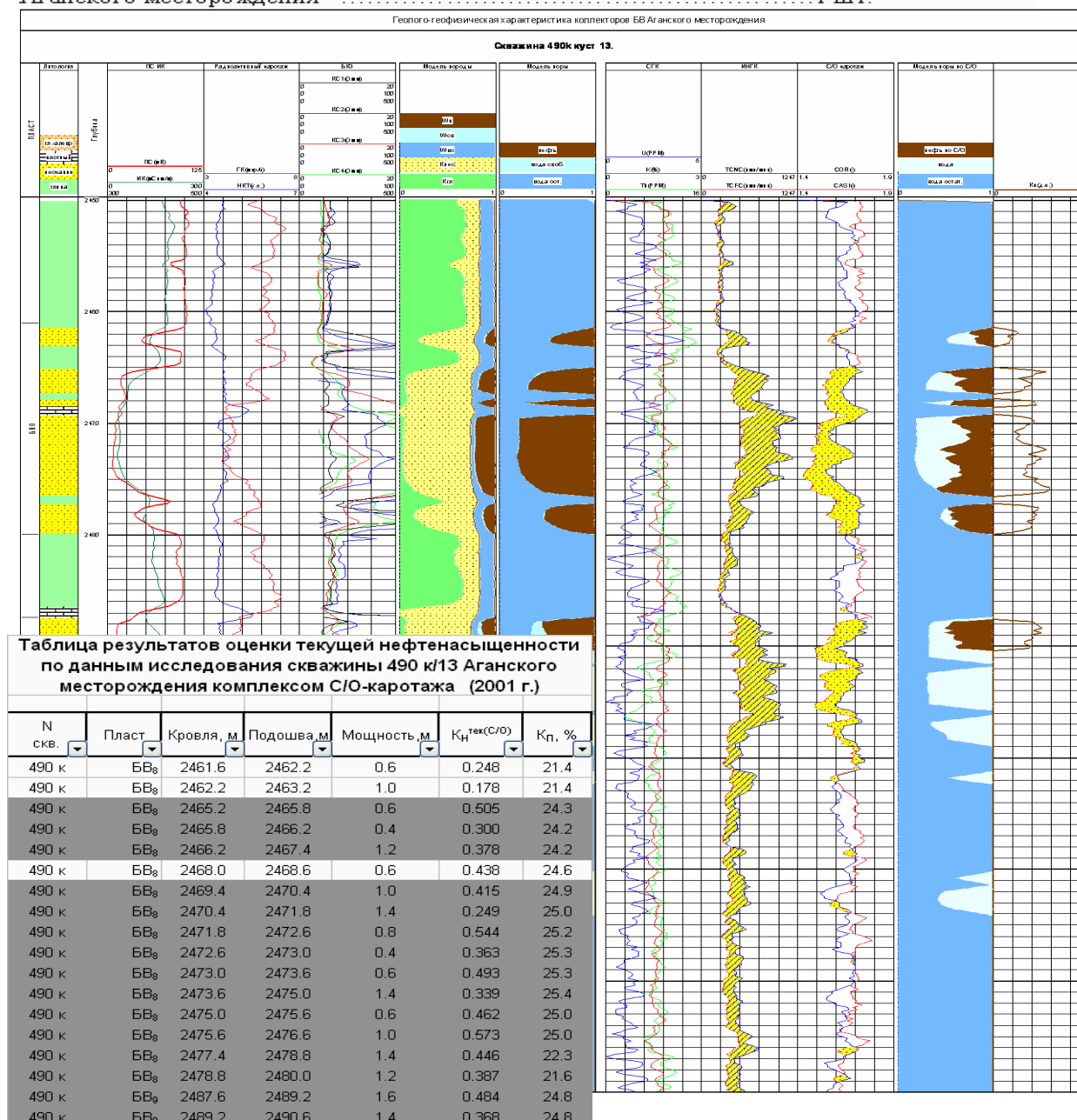
Пласт БВ9 (2487.6 – 2490.6) – в продуктивной части пласта средний уровень текущей нефтенасыщенности составляет 40-45%.

Ведущий геофизик

Приложение:

Геолого-геофизическая характеристика пластов коллекторов БВ

Аганского месторождения 1 шт.





3.Дополнительные требования.

3.1. В скважинах, где выполнено несколько комплексов ГИС, наряду с интервалами исследований, необходимо выдавать сводные кривые по всему интервалу.

3.2. Интерпретация, выполненная по кривым ГИС других подрядных организаций должна содержать таблицу оценки качества.

3.3. В случае отсутствия в библиотеке мнемоник ОАО «СН-МНГ» необходимых параметров подрядчик должен официально известить об этом архивную службу ОАО «СН-МНГ» и внести предложения по символике.

3.4 .Данные ГИС передаются заказчику в заархивированном виде. В один заархивированный файл помещаются данные по датам записи с сокращенным названием вида исследований, например: sm_kond.rar, rk_kol.rar, stan1.rar, bkz1.rar, akc.rar, okon_zakl.rar. Результаты интерпретации архивируются в отдельном файле.

3.5 В скважинах, где выполнено несколько временных замеров инклинометрии, наряду с интервалом исследований, необходимо выдавать сводный результат инклинометрических измерений, план и профиль ствола скважины.

При проведении исследований гироскопическим инклинометром необходимо выдавать сводную инклинометрию: интервал исследований в закрытом стволе и нижележащий интервал открытого ствола.

По боковым и горизонтальным скважинам: интервал исследований и вышележащий интервал пилотного ствола.