

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 107 с., 20 рис., 26 табл., 40 источников, 2 прил.

Ключевые слова: Мегионское нефтяное месторождение, комплекс геофизических методов, наноэлектрический каротаж.

Объектом исследования является: Мегионское нефтяное месторождение.

Цель работы – выбрать участок проведения геофизических работ, также выбрать оптимальный комплекс геофизических методов исследований скважин.

В процессе исследования проводился анализ основных результатов геофизических работ прошлых лет, для решения поставленных задач.

В результате исследования запроектирована дополнительная скважина на участке, расположенном севернее изучаемого района, предложен комплекс ГИС для выявления и исследования нефтенасыщенных коллекторов.

Область применения: предназначаемый комплекс ГИС может применяться на любых месторождениях нефти с терригенно- поровым типом коллекторов.

Экономическая значимость работы определяется необходимостью исследований для подсчетов запасов

ESSAY

Final qualifying work 107 p., 20 fig., 26 tab., 40 sources, 2 adj.

Keywords: Megionskoye oil field, a complex of geophysical methods, nanoelectronic logging.

The object of the research is: Megionskoye oil field.

Purpose - to select the portion of the geophysical surveys, and to choose the optimum set of geophysical methods of wells research.

The study analyzed the main results of the geophysical surveys of previous years, for the task.

The study is designed to further the well site, located north of the study area, the complex of GIS for the detection and investigation of oil-saturated reservoir.

Scope: intended complex GIS can be used on any oil fields with terrigenous pore type reservoirs.

The economic significance of the work is determined by the necessity of research for calculation of reserves

СОДЕРЖАНИЕ

Запланированные результаты обучения по программе	2
Задание на выполнение ВКР	3
Реферат	5
Содержание	7
Список рисунков	8
Список таблиц	9
Список сокращений	10
ВВЕДЕНИЕ	11
1. ОБЩАЯ ЧАСТЬ	13
1.1. Географо-экономический очерк района работ	13
1.2. Геолого-геофизическая изученность	15
1.3. Геологическое строение района	20
1.3.1. Стратиграфия	20
1.3.2. Тектоника	22
1.3.3. Нефтеносность	25
1.4. Физические свойства горных пород и петрофизические комплексы	30
1.5. Анализ основных результатов геофизических работ прошлых лет	32
2. ПРОЕКТНАЯ ЧАСТЬ	40
2.1. Выбор участка работ	40
2.2. Априорная ФГМ объекта и задачи работ	40
2.3. Выбор методов и обоснование геофизического комплекса	42
2.4. Методика и техника полевых работ	44
2.5. Метрологическое обеспечение проектируемых работ	48
2.6. Интерпретация геофизических данных	49
3. СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ	66
Метод наноэлектрического каротажа	66
4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	76
4.1. Расчет технико-экономических показателей и смет	76
4.2. Смета расходов на проектируемые работы	81
5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	86
5.1. Производственная безопасность	86
5.2. Экологическая безопасность	98
5.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	100
5.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.	101
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	104
Список использованных источников	105
Приложения	

ВВЕДЕНИЕ

В нефтяной и газовой промышленности, где промысловая геофизика получила большое развитие, бурение скважин и эксплуатация нефтяных пластов без проведения промыслово-геофизических работ невозможны. Под промыслово-геофизическими методами контроля за разработкой нефтяных месторождений подразумеваются все виды промыслово-геофизических исследований скважин в пределах эксплуатируемой нефтяной залежи.

В связи с многообразием геофизических методов при решении большинства геологических задач возникает проблема выбора наиболее информативных методов и определения последовательности их применения с целью получения максимального эффекта. Такой эффект может быть достигнут лишь при рациональном комплексировании геофизических методов. Под рациональным комплексом понимается геологически и экономически обоснованное сочетание геофизических методов и сопутствующих геологических видов работ с целью эффективного решения геологической задачи. Выбор рационального комплекса достаточно сложен и строго индивидуален, т.е. зависит от конкретной задачи и множества факторов. На практике при проектировании геофизических исследований должен быть учтен весь накопленный опыт работ сходных условиях при широком использовании вероятностно-статистических методов на каждом этапе выбора комплекса: создания физико-геологической модели, комплексной интерпретации полученных материалов, определении рационального набора методов и последовательности их проведения.

В курсовом проекте рассматривается месторождение Мегионское территориально расположено в Нижневартовском районе Ханты-Мансийского автономного округа. Ближайший крупный населенный пункты, это город Мегион и Нижневартовск. В тектоническом отношении Мегионское месторождение нефти приурочено к собственно Маломегионскому локальному поднятию, расположенным в центральной части Мегионского вала Нижневартовского свода.

Основным продуктивным пластом является пласт БВ8. Также по проведенным ранее работам получены геологический разрез и физико-геологическая модель. Для доизучения Мегионского месторождения

запроектирована дополнительная скважина на участке, расположенном севернее изученного района.

На основании анализа основных результатов геофизических работ прошлых лет, был выбран участок проведения геофизических работ, оптимальный комплекс геофизических методов исследований скважин, отвечающий всему ряду поставленных задач. Определена методика и техника геофизических работ. Подобраны методы интерпретации данных ГИС.

2 ПРОЕКТНАЯ ЧАСТЬ

2.1 Выбор участка работ

По результатам работ прошлых лет видно, что Мегионское месторождения хорошо изучено в южной части участка (рис. 8). По данным этих работ имеются каротажные диаграммы, геологический разрез и ФГМ месторождения.

На основании предоставленных данных и изучении тектонического строения территории, проектом предусматривается доизучение месторождения комплексом методов ГИС с целью выделения коллекторов и оценки ФЕС в скважине, пробуренной на северо-восточной части участка.

2.2 Априорная ФГМ объекта и задачи работ

Нефтеносность месторождения связана с пластом БВ8 мегионской свиты, который сформировался за счет миграций площадей распространения глубоководных илов, лоскутных песков и подводных валов при подъемах и падениях уровня моря.

На основе эталонной скважины (скважина №1), была построена физико-геологическая модель Мегионского месторождения по результатам геофизических работ в скважинах прошлых лет (ПС, ИК, БК, ГК, АК, БКЗ, кавернометрия, микрокаротаж, резистивиметрия) и дополнительным методам ГИС, предусмотренным в доизучении месторождения в проектных скважинах (НГК) (Рис.13).

Данные литологического строения разреза и соответствующие литологическим единицам геофизические аномалии составляют физико-геологическую модель продуктивной части разреза Мегионского месторождения:

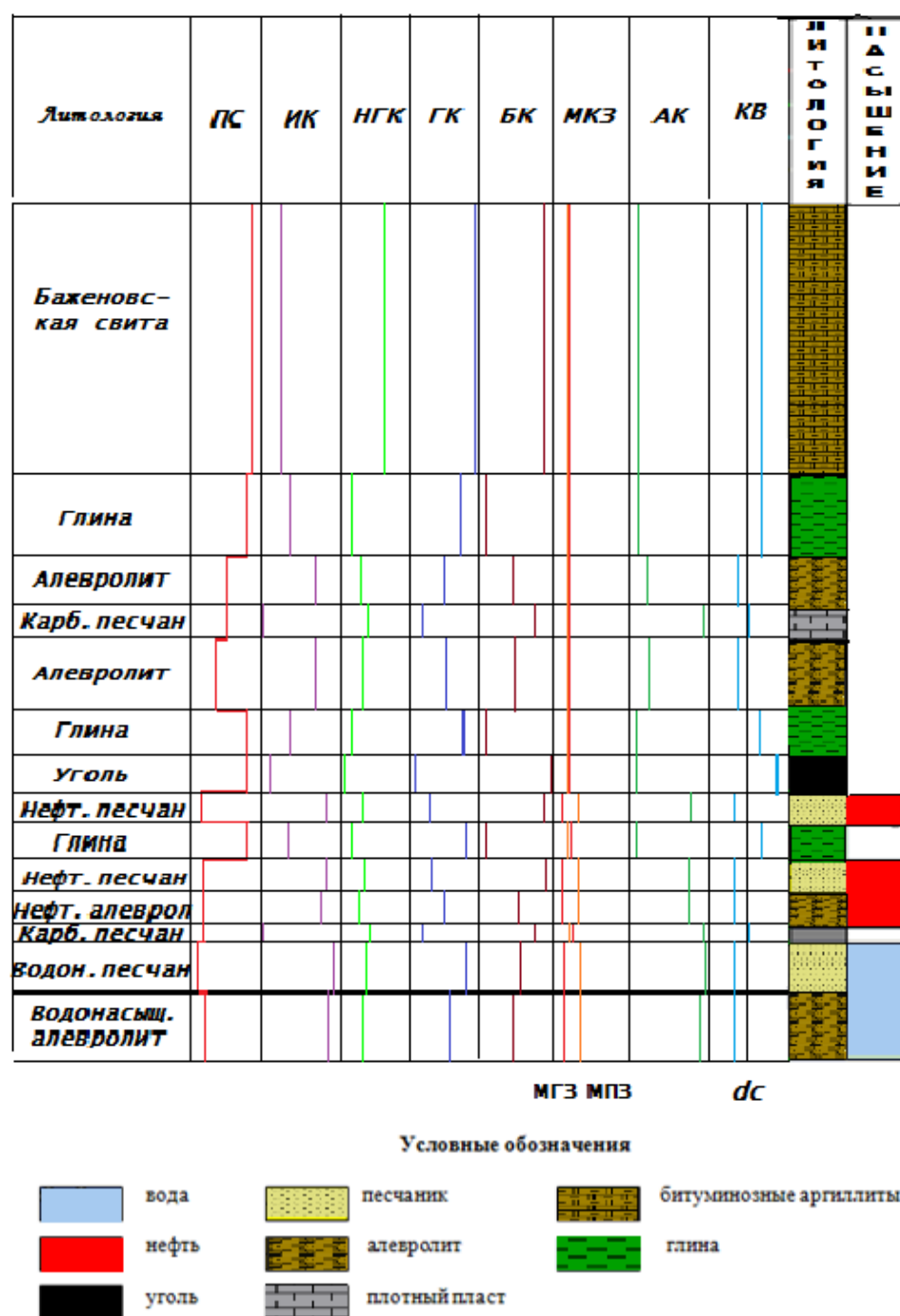


Рис. 12 - Физико-геологическая модель Мегионского месторождения комплекса методов геофизических исследований в проектных скважинах (ПС, ИК, БК, ГК, НГК + АК, кавернометрия, микрокаротаж).

2.3. Выбор методов и обоснование геофизического комплекса

Проектом предусматривается проведение ГИС скважине в северной части Мегионского месторождения.

На запроектированном участке работ Мегионского месторождения предусматривается проведение комплекса методов ГИС, который даст возможность решения таких задач как литологическое расчленение разреза, выделение коллекторов и определение ФЭС и характера насыщения коллекторов.

Данные геологические задачи решаются с помощью следующих геофизических методов: ПС + КС (стандартный каротаж), ИК, ГК, НГК, БК, БКЗ, АК, МКЗ, кавернометрии.

Для литологического расчленения разреза разработан комплекс методов ГИС:

- Основными методами ГИС для литологического расчленения в песчано-глинистом разрезе являются: ПС, КС и ГК;
- Дополнительными: микрозонды, НГК, АК, КВ.

Для определения ФЭС коллектора применяются следующие методы ГИС: ПС, ГК, НГК, АК.

Планируемый комплекс ГИС в зависимости от интервала и технологического состояния скважины можно представить в виде таблицы 4.

Таблица 6 - Проектный комплекс ГИС для решения геологических задач в открытом стволе скважины.

Метод ГИС	Вид исследований	Интервал исследований, м
ГК, НГК	Общие (1:500)	0 - 2400
ИК	Общие (1:500)	1900 - 2400
ИК,БК	Детальные (1:200)	1900 - 2400
РК (НГК+ГК)	Детальные (1:200)	1900 - 2400
Акустический каротаж	Детальные (1:200)	1900 - 2400

Стандартный каротаж (ПС, КС)	Общие (1:500)	0-2400
Стандартный каротаж (ПС, КС (N11M0.5A))	Детальные (1:200)	0-2400
БКЗ (A0.4M0.1N, A1.0M0.1N, A2.0M0.5N, A4.0M0.5N, A8.0M1.0N, N0.5M2.0A, N11M0.5A)	Детальные (1:200)	1900 - 2400

2.4. Методика и техника полевых работ

Выбор методики и аппаратуры основывался на геофизической изученности по результатам предыдущих работ.

Каротаж методами ПС, КС, БК, БКЗ, ИК, резистивиметрия будет производиться прибором К1А-723М.

В БКЗ будет применен комплекс подошвенных градиент-зондов А8.0М1.0N; А4.0М0.5N; А2.0М0.5N, А1.0М0.1N, А0.4М0.1N, кровельным градиент-зондом N0.5M2.0A и кровельным потенциал-зондом N11M0.5A. Масштаб записи кривых ПС – 12,5 мВ/см, БКЗ – 2,5 Ом·м/см, ИК – 20 мСм/см. Скорость записи – 2000 м/ч.

Условия эксплуатации:

Максимальная рабочая температура – 120⁰С.

Максимальное рабочее давление – 80 МПа.

Габаритные размеры:

- диаметр прибора – не более 75 мм;
- длина жесткой части - 3900 мм.
- масса прибора – не более 80 кг.

Питание прибора током частотой (400 ± 5) Гц при напряжении (100 ± 5) В должно обеспечивать ток (400 ± 40) мА. Срок службы 5 лет со дня ввода прибора в эксплуатацию.

Таблица 7 - Основные технические данные прибора К1А-723-М

Измеряемый параметр	Диапазон измерений	Погрешность измерений
1. Кажущееся удельное электрическое сопротивление	0.2÷1 000 Ом.м (для зондов стандартного каротажа) 0.2÷10 000 Ом.м (для бокового каротажного зондирования) 0.2÷10 000 Ом.м (для зондов бокового каротажа)	±5%
2. Удельное электрическое сопротивление промывочной жидкости	0.05÷5 Ом.м (для резистивиметра)	±10%
3. Кажущаяся электрическая проводимость ГП	10 ÷ 2500 мСм/м(для зонда индукционного каротажа)	±10%

МКЗ, кавернометрия будут производиться прибором МК-ГМ-90 с масштабом записи кривых МКЗ, МБК – 2,5 Ом*м/см. Скорость записи – 1000 м/ч.

Условия эксплуатации:

Максимальная рабочая температура – 120⁰С.

Максимальное рабочее давление – 80 МПа.

Удельное сопротивление раствора, не менее 0,05 Ом*м.

Рабочая среда – промывочная жидкость на водной основе (буровой раствор).

Габаритные размеры:

- диаметр прибора, не более 89 мм;
- длина электронного блока, не более 1460 мм.
- длина электромеханического блока, не более 2350 мм.
- длина сборки - 3700 мм

Масса сборки не более 100 кг.

Средний срок службы 5 лет со дня ввода прибора в эксплуатацию.

Гарантийный срок эксплуатации 12 мес. со дня ввода в эксплуатацию.

Таблица 8 - Основные технические данные прибора МК-ГМ-90

Диапазон измерения кажущегося сопротивления горных пород градиент- и потенциал-микрозондом, Ом*м	0,1 ± 50
Диапазон измерения удельного электрического сопротивления горных пород трехэлектродным зондом БМК, Ом*м	0,5 ± 800

Диапазон измерения диаметра скважины, мм	150 ± 400
Питание прибора 220 В, частотой 50 Гц	

Для НГК, ГК будет применяться прибор АРК-73 с масштабом записи кривых НГК – 0,2 у.е./см, ГК – 0,5 мкр/ч/см. Скорость записи – 160 м/ч. Контрольная запись не менее 50м в продуктивной части разреза. Источник нейтронов – Po-Be.

Условия эксплуатации:

Максимальная рабочая температура – 120⁰С.

Максимальное рабочее давление – 60 МПа.

Габаритные размеры:

- диаметр охранного кожуха не более 73 мм;
- длина модуля не более - 3500 мм;

Масса не более 60 кг.

Полный срок службы модуля не менее 5 лет.

Гарантийный срок эксплуатации 12 мес. со дня ввода в эксплуатацию.

Скорость подъема при исследованиях не более 800 м/ч.

Питание модуля от сети 220 В. Потребляемая мощность не более 5 Вт.

Основные технические данные прибора АРК-73:

1. Параметры, одновременное измерение и регистрацию которых обеспечивает модуль:

- мощность экспозиционной дозы (МЭД) естественного гамма-излучения;
- водонасыщенную пористость пород;
- температуру внутри модуля;
- напряжение питания модуля.

2. Канал 2ГК обеспечивает измерение МЭД гамма-излучения в диапазоне 0 ÷ 250 мкР/час.

3. Канал нейтронного каротажа ЗННК модуля обеспечивает измерение водонасыщенной пористости от 1 до 40%.

4. Чувствительность канала 2ГК при использовании детекторов NaJ(Tl) 37,5x172 мм не менее 1000 имп./мин. на 1 мкР/час, чувствительность канала 2ГК при

использовании детекторов CsJ (Na) 37,5x172 мм не менее 1200 имп./мин. на 1 мкР/час.

5. Средние скорости счета в воде гелиевых счетчиков тепловых нейтронов:

- по малому (ближнему) зонду (счетчик СНМ-56) – не менее 120 000 имп/мин;

- по промежуточному зонду (счетчик СНМ-79) – не менее 8 000 имп/мин;

- по большому (дальному) зонду (счетчик СНМ-80) – не менее 2 000 имп/мин.

6. Скорость спуска и подъема при каротаже без записи – не более 5000 м/час.

Скорость при каротаже – не более 800 м/час.

АК будет производиться прибором АКВ-1 с масштабом записи кривых АК – 10мкс/см. Скорость записи – 1000 м/ч.

Условия эксплуатации:

Температура в интервале исследований – до 150⁰С.

Максимальное значение давление – 100 МПа.

Скорость каротажа – до 2500 м/ч.

Габаритные размеры:

- диаметр прибора без центраторов - 73 мм;

- длина прибора - 6470 мм.

- блок управления 318x220x40 мм

- трансформатор 126x270x390 мм

Масса прибора 94 кг, блока управления – 1,3 кг, трансформатора – 7,5 кг.

Аппаратура рассчитана на работу с пультом АНК-М и трехжильным геофизическим кабелем типа КГЗ-60-200 длиной до 6500 м. Запись информации в аналоговом или цифровом виде.

Питание аппаратуры через трансформатор от источника переменного тока 220 В, 50 Гц.

Полный средний срок службы 6 лет.

Гарантийный срок эксплуатации 12 мес. со дня ввода в эксплуатацию.

Таблица 9 - Основные технические данные прибора АКВ-1:

Мощность потребляемая скважинным прибором ВА, не более	15
Диапазон рабочих температур окружающей среды, °С	от – 10 до + 150
Излучатель акустического зонда аппаратуры имеет три режима работы	НЧ, ВЧ, ВНЧ

2.5 Метрологическое обеспечение работ

Метрологическое обеспечение аппаратуры ИК, БК, БКЗ, ПС и резистивиметрии:

Метрологическое обеспечение аппаратуры индукционного каротажа **К1А-723М** (индукционный зонд), производится с применением специальных эталонировочных тестов – колец, обеспечивающих несколько фиксированных значения проводимости окружающей среды, имитирующих проводимость горных пород.

Метрологическое обеспечение аппаратуры акустического каротажа:

Метрологическое обеспечение аппаратуры акустического каротажа **АКВ-1**, производится с применением специально изготовленных емкостей имитирующих стальную и асбоцементную колонну, с фиксированным временем пробега ультразвуковых волн и затуханием акустического сигнала.

Метрологическое обеспечение аппаратуры радиоактивного каротажа:

– Базовая поверочная установка УПГК-1 предназначена для поверки и калибровки измерительных каналов аппаратуры естественного гамма-каротажа. Канал ГК скважинного прибора радиоактивного каротажа - АРК5-76, калибруется с помощью эталонного источника гамма-излучения.

– Поверочная установка ИПП-1, 2, 3, предназначена для поверки и калибровки измерительных каналов аппаратуры нейтронного каротажа в единицах эквивалентной пористости горных пород.

2.6 Интерпретация геофизических данных

Интерпретация данных ГИС включает в себя решение основных геологических задач, таких как литологическое расчленение разреза, выделение пластов-коллекторов, определение характера насыщения пластов. Интерпретация будет проводиться с использованием петрофизических зависимостей Мегионского месторождения.

Все скважины на данном месторождении пробурены на пресном глинистом растворе, удельное сопротивление промывочной жидкости изменяется от 0,7 Ом×м до 3,6 Ом×м. Конструкция разведочных скважин на месторождении однотипна. Номинальный диаметр скважин равен 0,190 м. По данным интерпретации в коллекторах отмечается повышающее проникновение фильтрата промывочной жидкости в пласт, глубина зоны проникновения для продуктивных и водонасыщенных коллекторов изменяется от 2 до 8 диаметров скважины. Средняя температура для пласта Ю1 принята - 88°C, минерализация пластовых вод - 53 г/л, удельное сопротивление пластовой воды – 0,0569 Ом×м [8].

Основные петрофизические зависимости

Основные петрофизические зависимости были построены по результатам анализов керна из скважин, пробуренных после подсчета запасов 1982г для тех объектов, по которым были проведены исследования керна, а именно, для пластов АВ1-2, БВ8-10, ЮВ11.

Зависимость проницаемости $K_{пр}$ от коэффициента пористости K_p по пластам АВ1-2, БВ8-10, ЮВ11 имеет высокую тесноту связи. При увеличении пористости улучшаются фильтрационные свойства коллекторов.

Зависимость проницаемости $K_{пр}$ от остаточной водонасыщенности $K_{во}$ для пластов БВ8-10, ЮВ11 имеет достаточно высокую тесноту связи для большинства точек, что характерно для поровой модели коллектора. Для пластов АВ1-2 связь менее тесная. Ряд точек при невысоком значении $K_{во}$ (50-60%) имеет высокие значения проницаемости ($K_{пр} > 100$ мД), располагаются выше основной зависимости. Породы со сложной структурой порового пространства, с наличием микротрещиноватости могут иметь такую закономерность изменения $K_{пр}$ от $K_{во}$. В

интервале очень высоких значений $K_{во} > 80\%$, когда пласт уже является неколлектором, имеются точки с проницаемостью свойственной коллекторам ($K_{пр} > 1 \text{ мД}$). Очевидно, что такое противоречие возникает при определении $K_{во}$ методом центрифугирования в глинистых коллекторах, когда часть остаточной воды остается в связанном состоянии.

Зависимость объемной плотности δ_p от коэффициента пористости K_p показывает высокую тесноту связи для всех пластов. Плотность твердой фазы, получаемая при $K_p = 0$, принята равной $2,68 \text{ г/см}^3$.

Сопоставление глинистости $S_{гл}$ с основными свойствами пород показывают, что влияние глинистости $S_{гл}$ неоднозначно сказывается на ФЕС пород для разных групп пластов. В пластах группы АВ, кроме рассеянной глинистости, на формирование свойств коллекторов оказывает влияние слоистая глинистость. В пластах БВ8-10 увеличение глинистости ведет к ухудшению коллекторских свойств пород.

Сопоставление карбонатности $S_{карб}$ с основными свойствами пород показывает, что изменение величины $S_{карб}$ практически не влияет на величины петрофизических параметров. Максимальное значение $S_{карб}$ в коллекторах незначительно превышает фоновое значение, равное $1 \div 2\%$ (при $K_{пр} > 1 \text{ мД}$, $K_p > K_{п,гр}$).

Модель коллектора продуктивных пластов Мегионского месторождения по результатам анализа имеющейся информации по керну представляет собой коллектор порового типа с ФЕС, изменяющимся в зависимости от степени заполнения порового пространства глинистым цементом. Принципиальных различий в составе породообразующих минералов с глубиной залегающих отложений не замечено. Уменьшение пористости и проницаемости связано с процессами уплотнения пород и преобразованием цементирующего материала.

Обоснование граничных значений петрофизических параметров было проведено по сопоставлению динамической пористости $K_{п,дин}$, рассчитанной как $K_{п,дин} = K_p(1 - K_{во} - K_{но})$, с коэффициентами открытой пористости K_p , абсолютной проницаемости $K_{пр}$ и остаточной водонасыщенности $K_{во}$. На большинстве месторождений Западной Сибири оценки $K_{но}$ по вытеснению составляют 20-30%. Поэтому в настоящей работе для оценки $K_{п,дин}$ и последующей оценки граничных

значений параметров были приняты значения $K_{но}=25\%$. Эта величина $K_{но}$ использовалась для всего продуктивного разреза Мегионского месторождения.

Граничные значения параметров соответствуют значению динамической пористости превышающему нулевое значение, выше которого начинается фильтрация УВ в коллекторах (при $K_{п,дин} \geq 0 \div 1\%$) [2].

В ачимовских пластах, из-за недостаточного количества информации при подсчете запасов 2002г было принято решение использовать в качестве граничных значений для пластов БВ15-22 величины петрофизических параметров, установленные для этих пластов на Самотлорском месторождении. Физически это достаточно обосновано, так как по своим литолого-минералогическим характеристикам и условиям залегания пласты этих соседних месторождений, в основном, схожи.

Полученные таким образом величины граничных значений петрофизических параметров представлены в следующей таблице:

Таблица 10 - Граничные значения петрофизических параметров [8].

Пласт	$K_{пгр}, \%$	$K_{пгр}, мД$
АВ1-2	18-18,5	0,6-0.7
БВ8-10	18,5	1
БВ15-22	16,5	1
ЮВ11	11.5	0.4

Методика и алгоритмы оценки фильтрационно-емкостных свойств пород по данным ГИС

Выделение коллекторов проводилось по комплексу геофизических методов с использованием прямых качественных и косвенных количественных признаков. Кроме качественных признаков обычно также используются косвенные количественные признаки. Основным количественным признаком, которым широко пользуются при выделении коллекторов в терригенном разрезе, является граничное значение относительной амплитуды метода потенциалов собственной поляризации ($\alpha_{сп,гр}$). Принятые граничные значения $\alpha_{сп,гр}$ приведены в следующей таблице:

Таблица 11 - Граничные значения $\alpha_{сп,гр}$ [8].

Пласт	$\alpha_{сп,гр}$	
	1982 г.	2003 г.
AB11-2	-	0,3
AB13, AB2	0,4	0,35
BB8, BB10	0,4	0,35
BB15-22	-	0,35
YB11	0,4	0,35

Для оценки характера насыщения коллекторов в продуктивных пластах Мегионского месторождения использовались величины $\rho_{п,гр}$, представленные в следующей таблице:

Таблица 12 - Величины $\rho_{п,гр}$ [8].

Пласт	Критерии получения безводной нефти	Критерии получения нефти с водой
AB11-2, AB13, AB2	$\rho_{п} \geq 5 \text{ Омм}$	$3,8 \leq \rho_{п} < 5 \text{ Омм}$
BB8, BB10	$\rho_{п} \geq 9 \text{ Омм}$	$7 \leq \rho_{п} < 9 \text{ Омм}$
BB15-22	$\rho_{п} \geq 4 \div 6 \text{ Омм}$	-
YB11	$\rho_{п} \geq 6 \text{ Омм}$	$5 \leq \rho_{п} < 6 \text{ Омм}$

Для оценки характера насыщения коллекторов ачимовских отложений (BB15-22) использованы критерии оценки характера насыщения коллекторов ачимовских отложений соседнего с Мегионским Мыхпайского и Самотлорского месторождений. Данных для самостоятельного анализа недостаточно. В пластах BB15-22 $\rho_{п,гр}$ меняется от 4.0 до 6.0 Омм.

Оценка коэффициента пористости K_p проводилась по методу потенциалов собственной поляризации СП и использовалась в качестве подсчетного параметра основных продуктивных пластов. Зависимости $K_p = f(\alpha_{сп})$ по продуктивным пластам Мегионского месторождения представлены в следующей таблице:

Таблица 13 - Зависимости $K_p = f(\alpha_{сп})$ по продуктивным пластам [8].

Пласт	Уравнение
AB11-2	$K_p = 10\alpha_{сп} + 15$
AB13, AB2	$K_p = 10\alpha_{сп} + 15$
BB8, BB10	$K_p = 25,92\alpha_{сп}^3 - 47,195\alpha_{сп}^2 + 33,878\alpha_{сп} + 11,291$
BB15-22	$K_p = 12,8\alpha_{сп} + 11,98$
ЮВ11	$K_p = 13,846\alpha_{сп} + 6,6538$

Определение коэффициента нефтенасыщенности K_n для пластов группы AB1-2, BB8-10, BB15-22, ЮВ11 проводили с использованием петрофизических связей $R_p=f(K_p)$ и $R_n=f(K_v)$. Принятые петрофизические зависимости для расчета K_n по продуктивным пластам Мегионского месторождения представлены в следующей таблице:

Таблица 14 - Петрофизические зависимости для расчета K_n по продуктивным пластам[6]

Плас т	$R_p=f(K_p)$	$R_n=f(K_v)$
AB	$R_p=1.78/K_p1.32$	$lgK_v=-0.554*lgR_n$ (при $\alpha_{сп} \leq 0.75$) $lgK_v=-0.526*lgR_n$ (при $\alpha_{сп} > 0.75$ и $R_n < 7$) $lgK_v=-0.43*lgR_n-0.081$ (при $\alpha_{сп} > 0.75$ и $R_n > 7$)
BB8-10	$R_p=1.52/K_p1.51$	$lgK_v=-0.554*lgR_n$ (при $\alpha_{сп} \leq 0.75$) $lgK_v=-0.526*lgR_n$ (при $\alpha_{сп} > 0.75$ и $R_n < 7$) $lgK_v=-0.43*lgR_n-0.081$ (при $\alpha_{сп} > 0.75$ и $R_n > 7$)
BB15-22	$R_p=1,52/K_p1,72$	$lgK_v= -0,54lgR_n$
ЮВ11	$R_p=1.92/K_p1.37$	$lgK_v=-0.589*lgR_n+0.024$ (при $\alpha_{сп} > 0.8$) $lgK_v=-0.579*lgR_n$ (при $\alpha_{сп} = 0.65-0.8$) $lgK_v=-0.631*lgR_n$ (при $\alpha_{сп} < 0.65$)

Значения удельного электрического сопротивления пластовых вод были приняты такими же, как в отчете 1982 г. Для пластов группы AB - $\rho_v = 0,12$ Омм, для пластов BB8-10 $\rho_v = 0,11$ Омм, BB15-22 - $\rho_v = 0,1$ Омм, ЮВ11 - $\rho_v = 0,09$ Омм.

3. Специальная часть

3.1. Метод наноэлектрического каротажа (НЭК)

В проектной части были рассмотрены методы каротажа, которые уже доказали свою эффективность, но в настоящее время основная часть крупных российских нефтяных и газовых месторождений вступила в позднюю стадию разработки. И перед недропользователями появилась задача – максимальное повышение коэффициента нефтегазоизвлечения, вовлечение в разработку невыработанных запасов. При уплотнении сетки скважин, разукрупнении эксплуатационных объектов весьма актуально исследование имеющегося фонда обсаженных скважин на действующих месторождениях для выявления оставшихся невыработанными нефтегазонасыщенных интервалов. Оценка этих запасов, создание постоянно действующих геолого-технологических моделей, позволит вести оптимальную разработку невыработанных оставшихся зон нефти и газа.

В связи с этим в специальной части будет рассмотрен электрический каротаж через обсадную колонну – наноэлектрический каротаж (НЭК), как наиболее эффективный метод для определения коллекторских свойств.

Цели применения метода НЭК.

Применение технологии НЭК позволяет решить следующие задачи:

- 1) Определение текущей нефтегазонасыщенности в разрабатываемых и вышележащих объектах;
- 2) Прогнозирование состава притока жидкости;
- 3) Выявление пропущенных нефтегазонасыщенных пластов на длительно разрабатываемых месторождениях;
- 4) Мониторинг месторождений на предмет изменения текущей насыщенности, положения ВНК и ГНК;
- 5) Восполнение отсутствующих данных электрокаротажа в открытом стволе при проводке скважины.

С помощью метода электрокаротажа в колонне определяется текущий коэффициент нефтеизвлечения и, тем самым, обеспечивается дополнительный уровень добычи на действующих месторождениях без бурения новых скважин.

Принцип метода.

Метод наноэлектрического каротажа относится к электрическим методам геофизических исследований скважин с поточечным режимом измерений. Измеряется истинное удельное электрическое сопротивление горных пород, расположенных за металлической обсадной колонной скважины, заполненной любой жидкостью. Влияние колонны исключается. В процессе измерения на металлическую обсадную колонну сверху и снизу поочередно во времени через токовые электроды подается ток питания зондовой установки (рис. 1). Обратный токовый электрод располагается на поверхности.

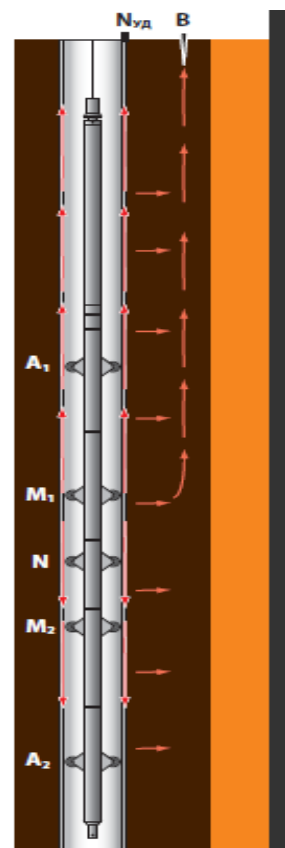


Рис. 13 - Схема действия метода.

Производятся измерения первой и второй разности потенциалов, далее измеряется потенциал на электроде относительно удаленного электрода, расположенного на устье рабочей скважины. Измерения производятся на точке при

неподвижном приборе, при двух последовательных режимах, когда ток питания колонны подан через токовые электроды. Если бы скважина находилась в непроводящей среде, то распределение электрического потенциала вдоль колонны имело бы линейный характер (рис. 2).

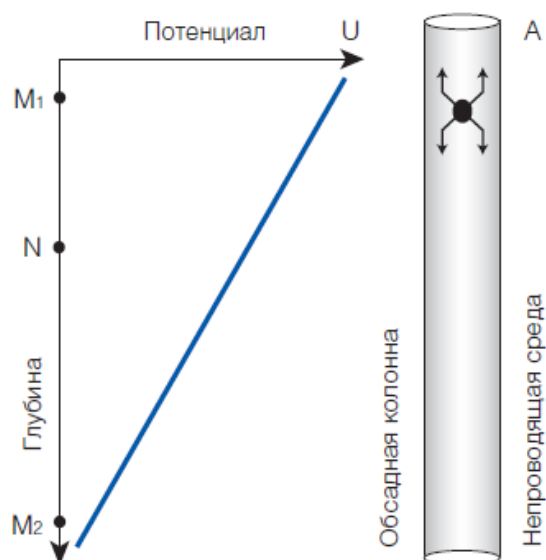


Рис. 14 - Распределение электрического потенциала вдоль колонны от точечного источника А – сплошная синяя линия (при наличии непроводящей среды вокруг).

Наличие проводящей среды вокруг скважины приводит к появлению доли тока, стекающей с колонны в среду – тока утечки. Происходит изменение в распределении электрического потенциала вдоль колонны – появляется отклонение (рис. 3). Величина отклонения зависит от проводимости среды вокруг – более проводящая среда создаст больший ток утечки с колонны и, значит, большее отклонение, менее проводящая среда – меньшее.

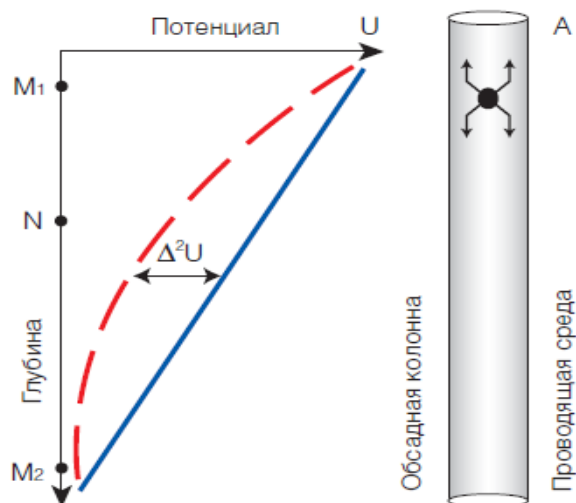


Рис. 15 - Распределение электрического потенциала вдоль колонны от точечного источника А – пунктирная красная линия (при наличии проводящей среды вокруг)

Для получения истинного удельного электрического сопротивления пород в расчётах необходимо исключение влияния вертикальной неоднородности обсадной колонны. Для этого создаётся отсутствие вертикальной составляющей тока вдоль оси скважины и строго горизонтальное течение тока в пласт напротив точки записи. Используются два источника тока, работающие попеременно, и между электродами создаётся нулевая разность потенциалов через регулирование силы тока таким образом, чтобы

$$k \cdot U_{M2 M1}(I_{A2}) + U_{M2 M1}(I_{A1}) = 0$$

Тогда на уровне измерительного электрода появляется экстремум в распределении потенциала. Суммарная картина распределения электрического потенциала, используемая при конечном расчёте сопротивления, представлена на рисунке 4.

Таким образом исключается влияние обсадной колонны на результаты измерений, в том числе влияние таких особенностей колонны как неодинаковость её толщины, зоны коррозии, замковые соединения. Ввиду своих физических основ и большого радиуса исследований (от 2-х метров) метод обеспечивает получение принципиально новой информации для разработки месторождений нефти и газа.

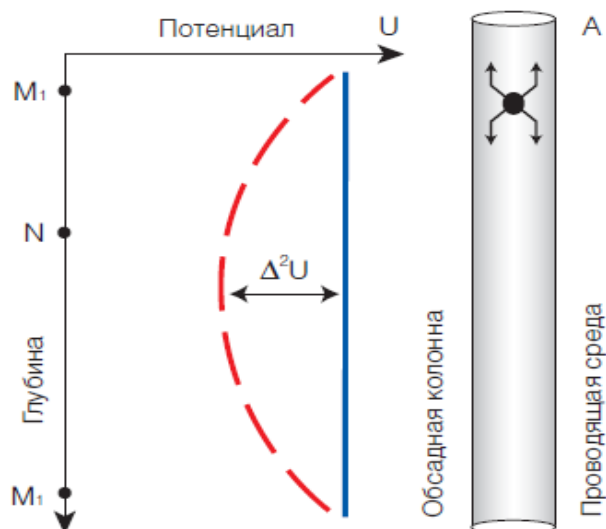


Рис. 16 - Суммарное распределение электрического потенциала вдоль колонны при использовании двух источников тока: А и нулевой разности потенциалов между M1 и M2 – пунктирная красная линия (при наличии проводящей среды вокруг)

Конструкция прибора.

Прибор состоит из следующих элементов: двигатель, электронный блок, токовые электроды и измерительные электроды (рис. 5). Узлы электродов имеют сходную конструкцию и состоят из корпуса, внутри которого проходит вал, на валу находится механизм, обеспечивающий открытие, закрытие и врезание в колонну электродов, расположенных на рычагах. Рычажные узлы состоят из четырех (для токовых электродов) и трех (для измерительных электродов) рычагов, один конец которых крепится на корпус, а другой – на механизм. Механизм передвигается вдоль оси вала при его вращении, в зависимости от направления движения происходит открытие или закрытие электродов. На каждом рычаге находится токопроводящий вращающийся ролик (для токовых электродов) или ролик с зубом (для измерительных электродов) для осуществления контакта с колонной. На валу находится маслonaполненная компенсаторная полость, служащая для защиты от воздействия скважинной среды мест пайки проводов к электропроводам в полость электронного блока. Головка прибора предназначена для специального 4-жильного кабеля (возможно применение стандартного 7-жильного кабеля).

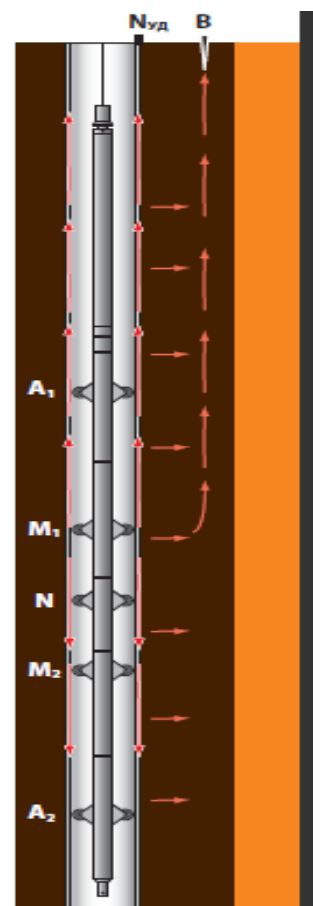


Рис. 17 - Конструкция прибора

Методика измерений.

При работе на скважине осуществляется следующая последовательность действий:

- 1) На устье рабочей скважины устанавливается измерительный электрод $N_{уд}$.
- 2) На устье соседней скважины устанавливается обратный токовый электрод.
- 3) Прибор опускается на необходимую глубину.
- 4) Электроды механически прижимаются к колонне.
- 5) Проводится измерение на точке:
 - а. Подаётся ток через электрод $A1$ – измеряется разность потенциалов $M1-N$, $M2-N$.

б. Подаётся ток через электрод А2 – аналогичное измерение разности потенциалов, но в ином направлении.

с. Измеряется разность потенциалов *N-N_{уд}*.

д. Рассчитывается удельное электрическое сопротивление пород.

е. Значение записывается в базу данных.

б) Прибор поднимается выше на следующую точку.

Комплексирование измерений.

Прибор оборудован встроенными зондами локатора муфт и гамма-каротажа (рис. 6), обеспечивающими привязку по глубине, и акселерометрами (рис. 7), обеспечивающими контроль безопасности прибора при передвижении вдоль ствола

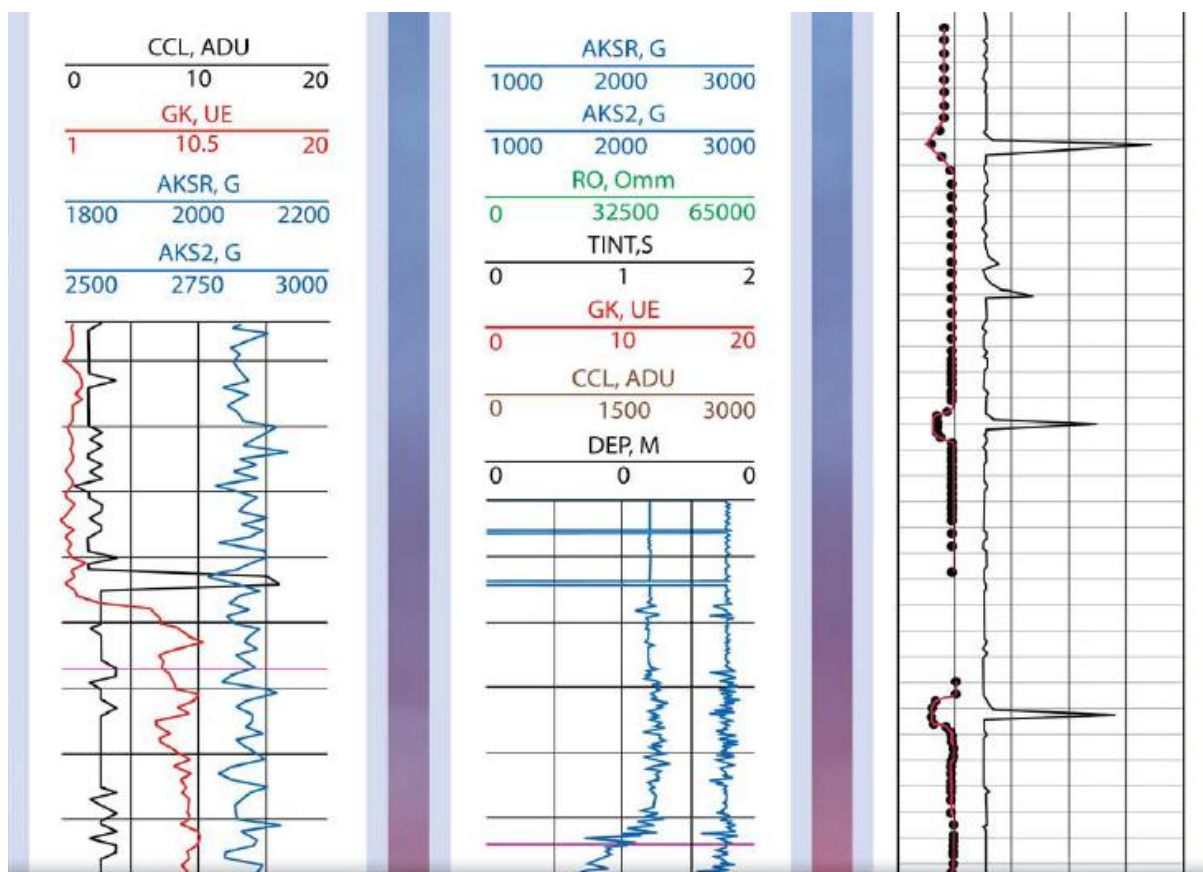


Рис. 18 - Каналы регистрации – показания ГК(ГК) (красная линия) и ЛМ (CCL) (черная линия); 7 – Показания акселерометров при передвижении прибора в скважине; 8 - Измеренная диаграмма сопротивления обсадной колонны (чёрная линия с точками) и показания локатора муфт (чёрная сплошная линия) скважины.

Одновременно с замером сопротивления пород происходит измерение удельного электрического сопротивления самой металлической обсадной колонны (рис. 8). Параметр несёт дополнительную информацию о стабильности работы аппаратуры, техническом состоянии колонны (выявляются муфты, интервалы перфорации, наблюдаются свойства колонны) и может быть использован при интерпретации.

Интерпретация НЭК

С появлением метода НЭК облегчилось выполнение задачи по оценке коэффициента текущей нефтегазонасыщенности. Ввиду того, что прибор ИНТЕХ-НЭК обладает большей глубиной исследования и на него не влияют экранирующие высокоомные пласты, исчезла проблема оценки истинного текущего сопротивления ρ_L исследуемого пласта. Опыт работы подтверждает достоверность определения истинного сопротивления по ИНТЕХ-НЭК, что доказывается совпадением сопротивления с замеренным ранее в необсаженном стволе в неколлекторах и водонасыщенных пластах, а также в не подвергшихся эксплуатации продуктивных пластах.

Испытания метода НЭК показали, что достигнута основная задача метода – оценка истинного текущего сопротивления пласта через колонну. Это большое достижение и источник информации, ранее недоступный интерпретаторам. Проблемы оценки сопротивления смеси пластовых и закачиваемых вод, оценки текущего коэффициента нефтегазонасыщенности, прогнозирования характера притока и дебитов и др., носят методический характер и могут быть решены при наборе достаточного объёма статистики и комплексного анализа дополнительной геолого - геофизической информации, истории разработки. Также метод НЭК даёт полезную информацию о влиянии экранирующих пластов на зонды другой аппаратуры, о глубинности разных методов электрического каротажа.

Оценка достоверности метода.

В 2008 г. были проведены испытания аппаратуры ИНТЕХ-НЭК на месторождении в Томской области. Диаметр колонны скважины – 146 мм,

максимальный зенитный угол – 450. Скважина заполнена нефтью с водой, исследованный интервал – 1470-1486 м. Данные ИНТЕХ- НЭК коррелируются с РК, ПЗ, БК, КС, БКЗ и наилучшим образом совпадают со значениями удельного сопротивления по комплексу БКЗ. Плотные пропластки выделяются пиками на диаграмме. Повторные замеры совпадают с первоначальными (рис. 9).

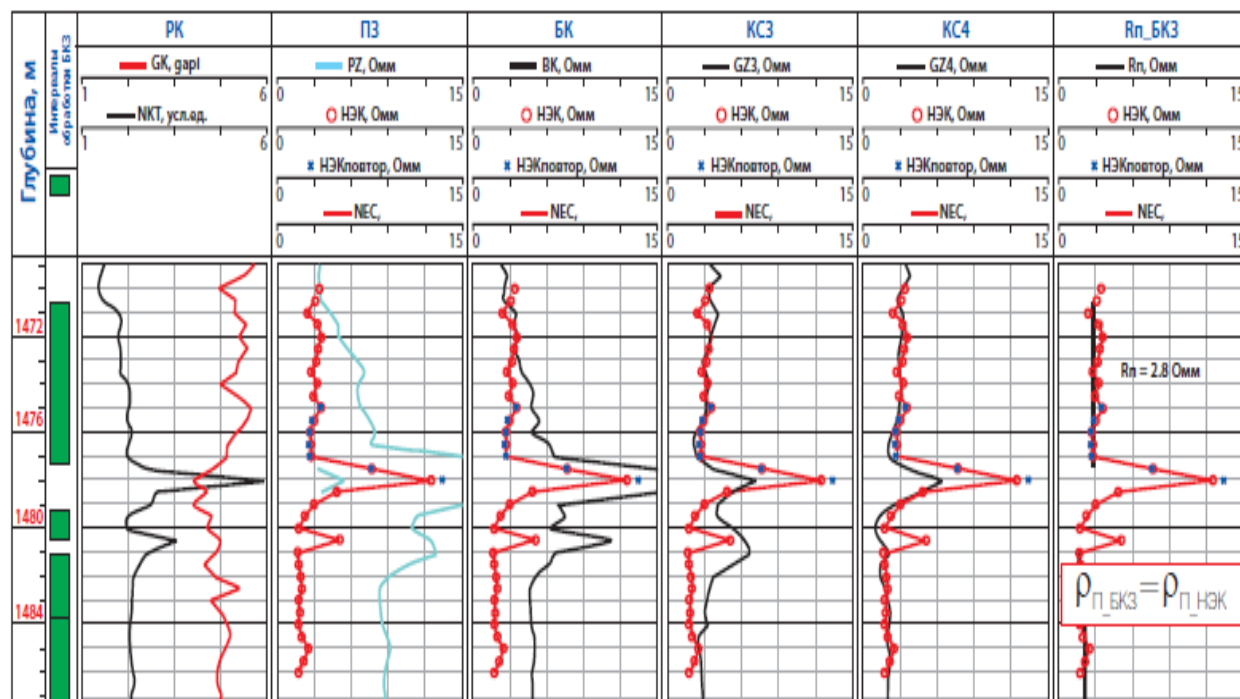


Рис. 19 - Результаты испытаний в Томской области.

В июле 2009 г. исследования проводились на скважине в Западной Сибири. Сопоставление данных электрокаротажа в открытом стволе и колонне показывает наилучшую сходимость данных с большим по глубинности зондом ВИКИЗ (рис 10)

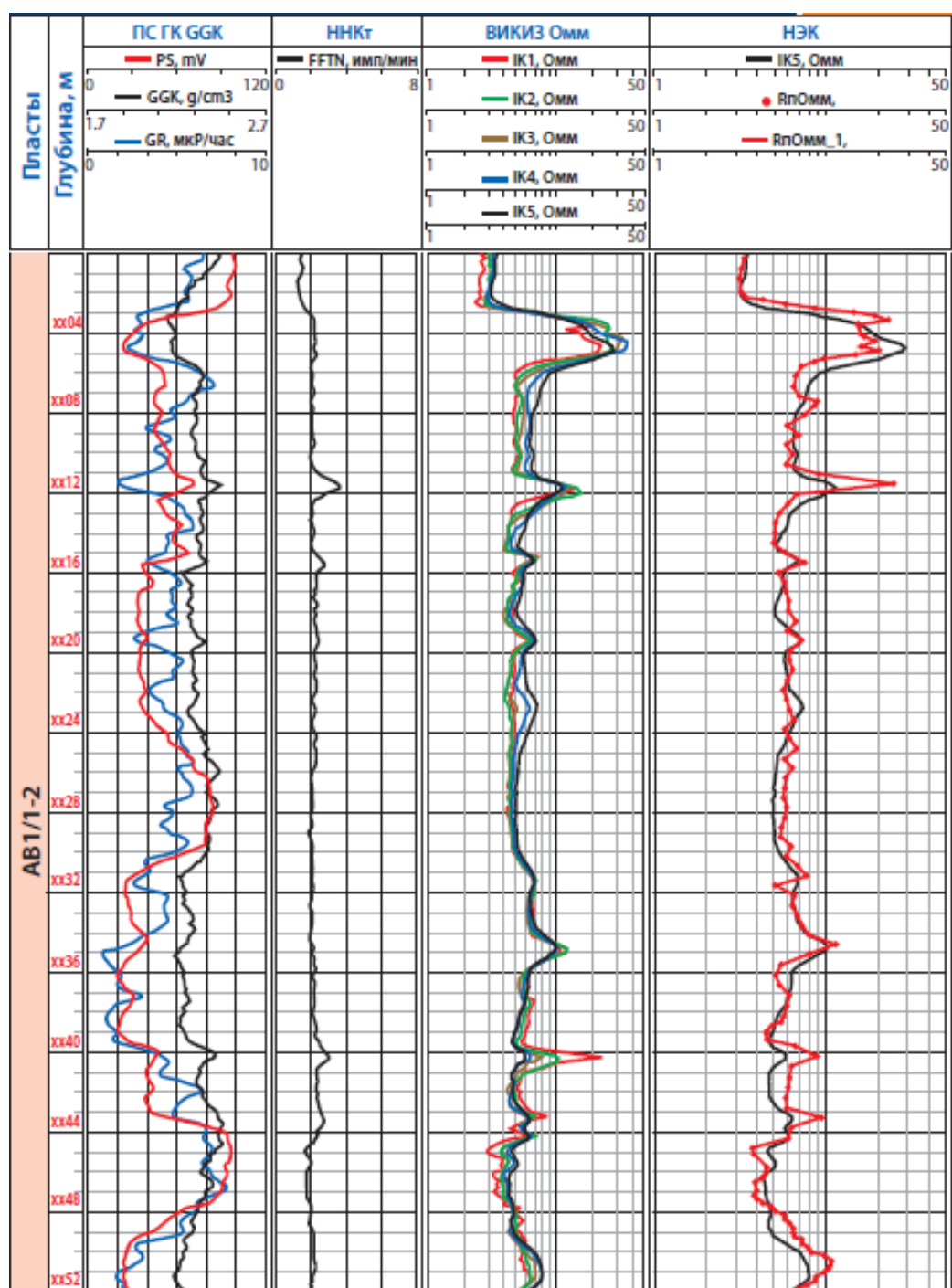


Рис. 20 - Результаты испытаний в Западной Сибири.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В дипломном проекте изучено Мегионское нефтяное месторождение, которое расположено в Нижневартовском районе Ханты-Мансийского автономного округа. Составлен проект на доизучение Мегионского месторождения с целью выявления коллекторов и оценки их ФЕС, в котором предусматривается проектирование дополнительной скважины на участке, расположенном севернее изученного района.

На основании анализа основных результатов геофизических работ прошлых лет, был выбран участок проведения геофизических работ, оптимальный комплекс геофизических методов исследований скважин, отвечающий всему ряду поставленных задач. Определена методика и техника геофизических работ. Описаны методы интерпретации данных ГИС. Также был рассмотрен метод наноэлектрического каротажа, описаны его достоинства и недостатки.

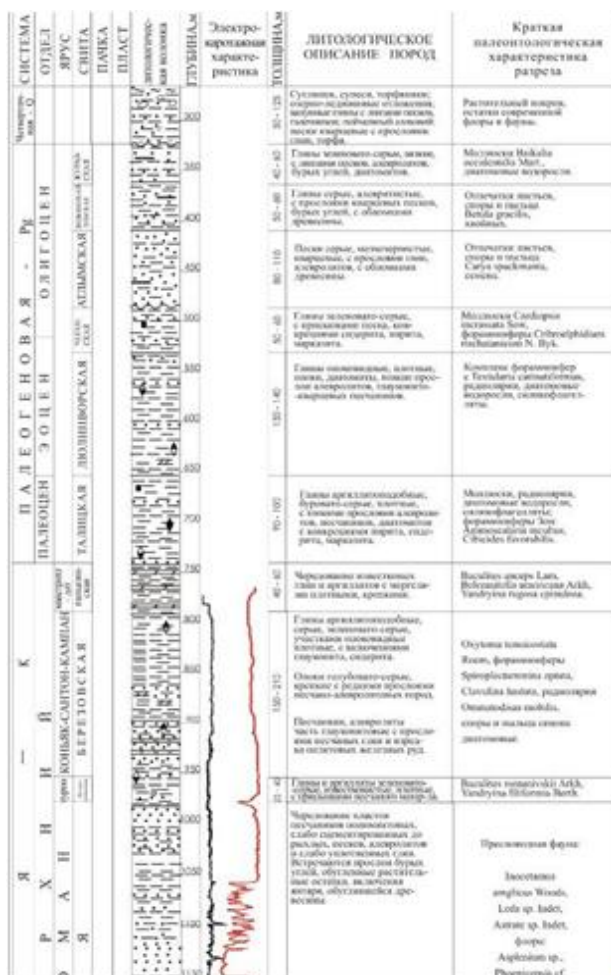
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Геофизические методы исследования / под ред. В.К. Хмелевского. - М.: Недра, 1988г.
2. Дахнов В.Н. «Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщенности горных пород». М., Недра, 1975г.
3. Ерофеев Л.Я., Вахромеев Г.С., Зинченко В.С., Номоконова Г.Г. Физика горных пород: учебник для вузов. – Томск: Изд-во ТПУ, 2006г.
4. Итенберг С.С., Дахильгов Т.Г. Геофизические исследования в скважинах. М., Недра, 1982г.
5. РД 153-39.0-109-01. "Методические указания. Комплексирование и этапность выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений". Москва 2002г.
6. Мамяшев В.Г. Особенности петрофизической характеристики пород-коллекторов Западной Сибири». /Сборник НТВ «Каротажник». Тверь: ГЕРС, вып. № 49, 1998, с 18-35.
7. Мамяшев В.Г., Дегтярева В.Н., Кудрявцев В.С. Влияние нефтегазонасыщенности на амплитуду собственных потенциалов в скважине. Методика разведки и промыслово-геофизических исследований газонефтяных месторождений Тюменской области. Тр. ЗапСибНИГНИ, вып. 106. Тюмень, 1975г., с 111-120.
8. ВППБ 01-04-98. Правила пожарной безопасности для предприятий и организаций газовой промышленности.

ФОНДОВАЯ ЛИТЕРАТУРА

9. Отчет «Подсчет запасов нефти и растворенного газа Мегионского месторождения Ханты-Мансийского АО Тюменской области по состоянию на 01.01.2003г», ОАО «ЦГЭ», Москва, 2004 г.
10. Отчет "Совершенствование петрофизического обеспечения геологической интерпретации данных ГИС с целью определения параметров по объектам работ ОАО "Славнефть-Мегионнефтегаз" (на правом берегу р. Оби)" Москва 2003

Мегионского месторождения



[illegible]