

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 79 с., 13 рис., 11 табл., 43 источников.

Ключевые слова: месторождение нефти, геофизический комплекс, исследование скважин, петрофизика, интерпретация.

Объектом исследования является Арчинское газоконденсатнонефтяное месторождение.

Цель работы – применить геофизические исследования на Арчинском месторождении.

Проект состоит из следующих частей: общей части, проектной части, специальной части, технико-экономической части, экологической и производственной безопасности.

Общая часть содержит сведения о географическом положении, климатических особенностях, определяющих условия проведения геофизических исследований, а также описание физических свойств горных пород и анализ ранее проведенных геофизических исследований.

В проектной части обосновывается участок проведения исследований, комплекса методов ГИС для решения поставленных задач, который включает в себя такие методы как: гамма каротаж, гамма-гамма плотностной каротаж, боковой каротаж, боковое каротажное зондирование, индукционный каротаж, нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам, акустический каротаж, кавернометрия и каротаж потенциалов самопроизвольной поляризации. Также в этой главе описывается методика измерений и интерпретации полученных результатов, метрологическое обеспечение измерений.

Специальная часть посвящена изучению коллекторских свойств пород доюрского фундамента в скважинах Арчинского месторождения.

Технико-экономическая часть включает организационно - экономические вопросы проведения ГИС по данному проекту, расчеты и обоснование стоимости проекта.

В заключительной части приведены меры безопасности жизнедеятельности при выполнении работ.

Оглавление

ВВЕДЕНИ.....	3
1. Общая часть.....	4
1.1 Географо- экономический очерк района работ.....	4
1.2 Краткая геолого-геофизическая изученность.....	6
1.3. Геологическое строение района работ.....	8
1.3.1. Стратиграфия.....	8
1.3.2. Тектоника.....	14
1.3.3. Нефтегазоносность.....	16
1.3.4. Гидрогеология.....	18
1.4. Физические свойства горных пород.....	21
1.5. Анализ основных результатов геофизических работ прошлых лет.....	23
2. Проектная часть.....	31
2.1 Выбор участка работ.....	31
2.2 Априорная ФГМ объекта и задачи работ.....	31
2.3 Выбор методов и обоснование геофизического комплекса.....	33
2.4 Методика и техника полевых работ.....	34
Диапазон измерений.....	34
2.5. Метрологическое обеспечение работ.....	37
2.6. Интерпретация данных методов ГИС.....	40
3. Геофизические исследования скважин с целью изучения коллекторских свойств пород доюрского фундамента.....	43
4. Техничко- экономическая часть.....	53
4.1. Организационно - экономический раздел.....	53
4.2. Смета расходов на проектируемые работы.....	58
5. Социальная ответственность.....	61
5.1 Производственная безопасность.....	61
5.1.1. Анализ вредных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.....	62
5.1.2. Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.....	69
5.2. Экологическая безопасность.....	75
5.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	77
Список литературы.....	79

ВВЕДЕНИЕ

Арчинское газоконденсатнонефтяное месторождение открыто в результате поискового бурения в 1985 г. Геологоразведочные работы осуществлялись ОАО «Томскнефтегазгеология» и его дочерними предприятиями Колпашевским геофизическим трестом, Западной нефтегазоразведочной экспедицией и др. В 1992 г. был составлен проект разведки Арчинского месторождения, однако, в связи со снижением объёмов геологоразведочных работ, проект не был реализован.

В результате значительная часть параметров пластов и свойства насыщающих жидкостей продуктивных пластов не освещена или представлена результатами единичных исследований. В итоге разведка месторождения оказалась не завершена, утвержденные запасы месторождения по категории C_2 составляют более 70% от общих запасов.

Первый проектный документ (ППЭ) на разработку месторождения был выполнен в 1998 г. в ОАО «ТомскНИПИнефть» и представлен на рассмотрение в ЦКР МТЭ РФ. Однако, работа получила отрицательную оценку экспертизы и была снята без доработки и защиты.

Целью данного проекта является формирование геофизической характеристики контактовой зоны Арчинского месторождения углеводородов.

2. Проектная часть

2.1 Выбор участка работ

В виду того, что в большинстве случаев пласты «Ю1» юрского нефтегазового комплекса хорошо изучены с геологической и геофизической точек зрения, и для которых разработаны технологии интерпретации результатов геофизических исследований скважин (ГИС), к настоящему времени доказана промышленная нефтегазоносность палеозойского фундамента. Залежи углеводородов приурочены к контактовой зоне юрских терригенных отложений с выступами девонских известняков: пласты «М» – в коре выветривания и пласты «М1» – в девонских известняках. Исследование геофизической характеристики разрезов месторождений и связей ее с нефтеносностью фундамента является актуальной задачей.

Таким образом, проектом предусматривается исследование контактовой зоны Арчинского месторождения углеводородов.

2.2 Априорная ФГМ объекта и задачи работ

Нефтеносность месторождения связана с пластом «Ю1» верхнеюрского нефтегазового комплекса, которые хорошо изучены и разработаны. Также доказана нефтегазоносность палеозойского фундамента. Залежи углеводородов приурочены к контактовой зоне юрских терригенных отложений с выступами девонских известняков: пласты «М» – в коре выветривания и пласты «М1» – в девонских известняках.

На основе разреза скважины №41 была построена физико-геологическая модель Арчинского месторождения по результатам геофизических работ в скважинах прошлых лет (ПС, ИК, БК, ГК,БКЗ, кавернометрия, резистивиметрия) и дополнительным методам ГИС, предусмотренным в доизучении месторождения в проектных скважинах.

Страна Область	РОССИЯ Тюменская	Заказчик Исполнитель	ООО "Сервисная буровая компания" ОАО "Сибнефть-ННГТФ"
СТАНДАРТНЫЙ КАРОТАЖ (1:500)			
Площадь Скважина	Арчинская 41р	Категория	разведочная
ЕК 3 4 5 7 10 30 50 100 Ом.м 100 1000	Глубина (м)	PS 10 50 90 130 PZ 0 6.25 12.5 18.8 0 25 50 75 0 125 250 375 DS 0 0.15 0.3 0.45 IK -10 65 140 215	GK 2 7 12 17 3 27 52 77 NKT 0 1 2 3

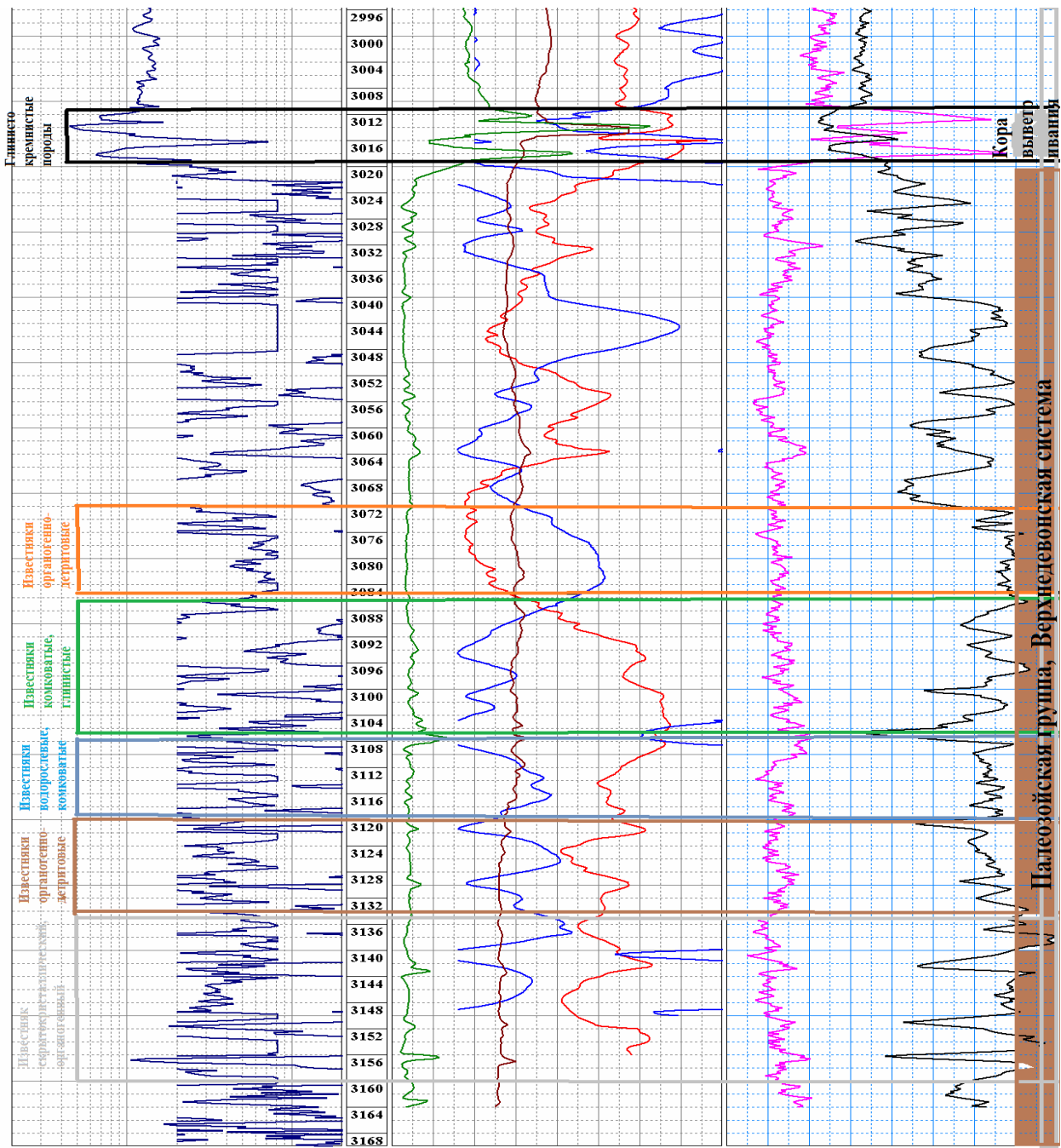


Рисунок 8. Физико-геологическая модель Арчинского месторождения

2.3 Выбор методов и обоснование геофизического комплекса

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

Интервалы пластов-коллекторов будут определяться по суммарным показаниям следующих видов ГИС: НГК, БК, МБК, ГГК-п и АК. При этом будут использоваться признаки, характерные для пластов при заполнении пустотного пространства фильтратом бурового раствора или пластовой водой:

- снижение значений нейтронной гамма-активности ($J_{\text{нг}}$);
- снижение уровня удельного электрического сопротивления по боковому ($\rho_{\text{БК}}$) и микробоковому ($\rho_{\text{МБК}}$) методам;
- уменьшение объемной плотности в показаниях ГГК-п ($\sigma_{\text{к}}$);
- уменьшение амплитуд упругих колебаний (A_1);
- увеличение декремента затухания (α) упругих волн.

2.4 Методика и техника полевых работ

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

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

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 3.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 4. 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 – Ро-Ве.

Условия эксплуатации:

Максимальная рабочая температура – 120⁰С.

Максимальное рабочее давление – 60 МПа.

Габаритные размеры:

- диаметр охрannого 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 5. 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

К геофизическим исследованиям в скважинах допускается аппаратура и скважинные приборы, прошедшие проверку в базовых метрологических центрах. Проверка скважинной аппаратуры производится в соответствии с действующими

нормативными документами на геофизическую аппаратуру и другими руководящими документами по проведению каротажа.

Для обеспечения точности в решение поставленных задач измерений, необходимого набора эталонов, по которым можно настроить аппаратуру, имеющиеся в геофизическом предприятии, и по отклонению значений от которых можно судить о погрешности измерений или преобразований. Создание эталонов входит в систему метрологического обеспечения геофизических исследований скважин. Эта система является частью государственной системы единства измерений, в том числе применяемых при ГИС.

Метрологическое обеспечение геологического исследования скважин включает в себя две основные стадии: 1) метрологическое обеспечение средств измерений; 2) метрологическое обеспечение процесса измерений ;

Качество средств измерений определяют при поверке и аттестации.

Результат калибровки (признание аппаратуры годной или негодной) оформляется протоколом, на основании которого выдается свидетельство о калибровке аппаратуры, если результаты калибровки положительны. При отрицательных результатах калибровки аппаратура не допускается к применению. В протоколе калибровки указывается все результаты измерений и обработки этих результатов с оценкой значения погрешности аппаратуры. В свидетельстве о калибровке, помимо заключения о годности, указывается оценка погрешности проверяемой аппаратуры.

В процессе каротажа и по материалам ГИС (первичным) необходимо осуществлять проверку следующих технологических особенностей: форматирование и содержание заголовков; точки записи глубин, а точнее, характер того как отбиваются метки на диаграмме, правильна ли цена меток для каждого каротажа, и совпадает ли забой по метке каротажа с забоем по буровым данным; качество изоляции жил геофизического кабеля, измерительных и силовых цепей в самоходной станции (подъемнике); выбор правильных параметров регистрации аппаратуры (скорость записи, выбор пределов измерений и т.д.);

оценивать соответствие между собой результатов повторных измерений, данных каротажа, полученных в более раннем времени; необходимо также сопоставление результатов разных видов каротажа в отношении к изучаемому объекту на предмет соответствия характера выявленных закономерностей в процессе геофизического исследования скважины; после получения первичного

материала его анализируют на характер общего соответствия известным геофизическим закономерностям.

Кроме того необходимо производить расчет и оценку возможной погрешности в определении глубин и результатов каротажа. Для этого существует определенная методика - при одинаковых условиях исследований абсолютную погрешность принимают равной половине величин расхождения между первым и вторым замерами. Относительную погрешность получают из отношения абсолютной погрешности к средней величине измеряемого параметра по двум замерам.

Отдельным пунктом стоит отметить необходимость контроля над состоянием геофизического кабеля ввиду того что это элемент используемый при каротаже подвержен сильному механическому воздействию. По причине этого неблагоприятного воздействия геофизический кабель со временем теряет требуемое качество и затрудняет, а порой даже ставит под угрозу процесс каротажа.

Геофизические кабели служат для спуска и подъема приборов при проведении геофизических исследований.

Жилы и броню кабеля используют в качестве линий связи. По кабелю подают питание к скважинным приборам и передаются сигналы в наземную измерительную аппаратуру, где они регистрируются. Кабель применяют в качестве измерительного инструмента для определения глубины нахождения прибора в скважине.

В соответствии с назначением и условиями геофизические кабели должны обладать определенными свойствами: а) высокой механической прочностью, гибкостью и минимальным удлинением; б) малым электрическим сопротивлением токопроводящих жил и их электрической симметрией; в) высоким сопротивлением жил изоляции, не нарушающимся в условиях агрессивной проводящей среды, большого давления пластовой жидкости и высоких температур.

Обычно сопротивление изоляции жилы нового (полученного с завода) кабеля около 100-150 МОм на 1 км при 20°C. Привязку шкалы глубин на диаграмме и уточнения фактических глубин нахождения скважинного прибора выполняют при помощи магнитных меток, нанесенных на кабель через 10-50м

2.6. Интерпретация данных методов ГИС

Интерпретация данных ГИС призвана решать широкий круг геологических задач, основные из которых:

1. общие геологические (расчленение разреза на пласты, уточнение литологии, разделение выделенных пластов на коллекторы и не коллекторы);
2. оценка емкостных и фильтрационных характеристик коллекторов (определение коэффициентов пористости, глинистости, нефтегазонасыщенности);

Интерпретация данных ГИС осуществляется с помощью специально разработанных методических и технических средств при наиболее полном использовании геологических материалов (анализов керна, шлама, пластовых флюидов, промывочных жидкостей и т. д.) и результатов испытания пластов, полученных в исследуемой скважине и районе [8,9].

Однако основная информация, которая должна быть получена посредством обработки и интерпретации данных ГИС - это определение трех наиболее важных фильтрационно-емкостных характеристик пород: коэффициента пористости k_p , коэффициента глинистости $k_{гп}$, коэффициента нефтенасыщенности k_n или k_v - коэффициента водонасыщенности.

Расчет $K_{нг}$ чистых коллекторов и с рассеянной глинистостью осуществляется либо по кривой зависимости $P_n=f(k_{нг})$ либо по формуле, представляющей аналитическое выражение этой зависимости:

$$k_g = 1 - k_{гг} = \sqrt[n]{\frac{1}{P_n}} = \sqrt[n]{\frac{\rho_{гн}}{\rho_n}}$$

Показатель степени n в этой формуле или исходная кривая $P_n=f(k_{нг})$ должны соответствовать условиям разведываемой залежи. Для этого рассматриваемую зависимость получают экспериментально, измеряя ρ_n на образцах керна из данного пласта при различной водонасыщенности. Образцы насыщают водой, аналогичной по составу пластовой. При отсутствии измерений на кернах из данного пласта используют зависимость, полученную для пластов, аналогичных исследуемому. Значение ρ_n устанавливают по данным БКЗ или комплексу разнотипных зондов (ИК, БК, обычные зонды). Значение $\rho_{вп}$ рассчитывают по формуле:

$$\rho_{гн} = P \cdot \rho_n$$

Относительное сопротивление рассчитывают по величине пористости K_p по формуле:

$$P = \frac{a}{K_n^m}$$

где a и m — постоянные для данного пласта. В отдельных случаях (чистые коллекторы, известно содержание нефти, газа и пластовой воды в зоне проникновения) значение P можно установить по УЭС зоны проникновения или промытой зоны. Величину ρ_v оценивают по результатам химического анализа пластовых вод. При его отсутствии или изменчивости минерализации пластовой воды по площади эта величина определяется по ПС.

Алгоритм определения ρ_v по статической аномалии ПС

Электрический потенциал, от которого зависят показания каротажной диаграммы ПС:

$$\Delta U_{ПС} = -K_{да} \cdot \text{Log}(\rho_{\phi}/\rho_v),$$

где $\Delta U_{ПС}$ — статическая аномалия кривой ПС, определяется из каротажа ПС как максимальная амплитуда чистого водонасыщенного пласта (в мВ);

$K_{да}$ — коэффициент диффузионно-адсорбционной способности, определяется с учетом температуры ($^{\circ}\text{C}$) пласта: $K_{да} = (61 + 0.24T)$

ρ_{ϕ} — сопротивление фильтрата бурового раствора, определяют из заголовка каротажной диаграммы (априорный параметр) (Омм);

ρ_v — сопротивление пластовой воды, определяемый параметр (Омм).

$$\text{Итак, } \text{Log}\left(\frac{\rho_{\phi}}{\rho_v}\right) = -\frac{\Delta U_{ПС}}{61 + 0.24T} \quad \text{Тогда } \frac{\rho_{\phi}}{\rho_v} = 10^{-\frac{\Delta U_{ПС}}{61 + 0.24T}}$$

$$\text{Отсюда сопротивление пластовой воды: } \rho_v = \rho_{\phi} \cdot 10^{\frac{\Delta U_{ПС}}{61 + 0.24T}}$$

Итак, анализируя вывод формулы для ρ_v и с использованием результатов каротажа методом ПС можно вывести алгоритм определения ρ_v по статической аномалии ПС:

1. Выделить опорный чистый неглинистый водонасыщенный пласт ($K_v=100\%$) по кривым глинистости: спонтанной поляризации (ПС) или гамма-каротажа (ГК).
2. Провести линию глин и линию песков на каротажной диаграмме ПС.
3. Определить статический потенциал $\Delta U_{ПС}$ (мВ) по каротажной диаграмме ПС как разность значений между глинами и песками в опорном пласте (рис 18).

4. Определить ρ_{ϕ} (Омм) из заголовка каротажной диаграммы ПС.
5. Зная забойную температуру пласта T ($^{\circ}\text{C}$), определить ρ_e по

формуле
$$\rho_e = \rho_{\phi} \cdot 10^{\frac{\Delta U_{\text{ПС}}}{61+0.24T}}$$

Следует заметить, что комплекс исследований и работ для достижения результатов по установлению и обоснованию уравнений петрофизических зависимостей для Арчинского месторождения пока остается недостаточно изученным для предоставления актуальных и информативных данных. Отчасти, работы, проектируемые в рамках настоящего проекта в комплексе со многими другими работами и исследованиями, такими как детальное изучение результатов каротажа, анализ отборов керна и т.д., призваны восполнить недостаток информации для установления петрофизических зависимостей Арчинского месторождения.

Однако, для вычисления параметров за исключением тех что описаны выше, можно в первом приближении использовать уравнения петрофизических зависимостей для Пудинского мегавала и прилегающих месторождений Нюрольской впадины, их достоверность надежно установлена и не вызывает сомнения:

Для расчета коэффициента пористости (K_p) по ПС используется петрофизическое уравнение: $K_p = 0.1066\alpha_{\text{ПС}} + 0.09047$ (доли ед)

Для расчета K_p по АК используется следующее уравнение: $K_p = 0.188\Delta T - 33.02$ (%)

Коэффициент проницаемости ($K_{\text{пр}}$) рассчитывается по петрофизической зависимости: $\lg K_{\text{пр}} = 3.27\alpha_{\text{ПС}} - 1.261$

Коэффициент глинистости ($K_{\text{гл}}$) определяется по петрофизической зависимости:

$$K_{\text{гл}} = 0.563 - 1.04\alpha_{\text{ПС}} + 0.52\alpha_{\text{ПС}}^2 \text{ (доли ед)}$$

$K_{\text{гл}}$ по ГК рассчитывается по уравнению: $K_{\text{гл}} = 1.055 - (1.14 - 1.111\Delta J\gamma)^{0.5}$ (доли ед), где $\Delta J\gamma$ - двойной разностный параметр ГК [9].

3. Геофизические исследования скважин с целью изучения коллекторских свойств пород доюрского фундамента

Основным продуктивным горизонтом на архинском месторождении является палеозой, который в свою очередь подразделяется на кору выветривания (М) и внутренний палеозой (М₁).

Исходными данными для исследования служили дела скважин № 41, 42, 45, 46, 47, 50, а так же каротажные кривые по этим скважинам.

В рассмотренных скважинах кора выветривания вскрыта 42, 45, 47, 50, а в 41 и 46 отсутствует. Литологически кора выветривания в скважинах представлена разными породами: в скважине № 42 – нефтенасыщенным органогенным бокситом; в скважине № 45 - нефтенасыщенным доломитом с прослоями угля и известняка; в скважине № 47 - водо-нефтенасыщенной глинистой кавернозной брекчией; в скважине № 50 - нефтенасыщенной глинисто-кремнисто-карбонатной сидеритизированной бокситоподобной породой. Все эти литологические разности коры выветривания характеризуются отличительными показаниями электрических (КС, ПС) и радиоактивных (ГК, НГК) методов.

Распространение коры выветривания по электрическим методам представлено на рисунке 9. В скважине № 42 кора выветривания отмечается на диаграммах пониженными значениями КС (2 ом*м) и ПС (0,25-0,35 мВ). В скважине № 45 в интервале залегания коры выветривания, показания метода ПС изменяются в пределах 0,4-1,05 мВ, а показания метода КС до 200 ом*м. В скважине № 47 кора выветривания отмечается низкими значениями КС (5-10 ом*м) и средними значениями ПС (0,35-1,2 мВ). Скважина № 50 в интервале залегания коры выветривания, показания метода ПС изменяются в пределах 0,1-0,75 мВ, а показания метода КС в интервале 2-10 ом*м.

Данные по радиоактивным методам есть только в 42 и 45 скважинах (рис. 10). В скважине № 42 кора выветривания отмечается низкими значениями НГК (1,3-2,5 имп/мин) и высокими значениями ГК (от 12 мкр/ч и выше). Для пород коры выветривания в 45 скважине характерно увеличение значений НГК (3 имп/мин) и понижение значений ГК (от 5 мкр/ч), по сравнению с 42 скважиной.

В исследуемых скважинах внутripалеозойские отложения вскрыты во всех 6 скважинах. Литологически внутripалеозойские отложения в скважинах представлена разными породами: в скважине № 41 - нефтенасыщенным органогенно-обломочным известняком; в скважине № 42 - водо-нефтенасыщенным органогенно-обломочным известняком; в скважине № 45 - водонасыщенным

глинисто-доломитизированным известняком; скважине № 46 - водонасыщенными обломочным известняком с переслаиванием углистого аргиллита и сидеритизированным бокситом; в скважине № 47 - водо-нефтенасыщенным кавернозно-обломочным доломитом; в скважине №50 - нефтенасыщенной глинисто-кремнисто-карбонатной сидеритизированной бокситоподобной породой. Все эти литологические разности коры выветривания характеризуются отличительными показаниями электрических (КС, ПС) и радиоактивных (ГК, НГК) методов.

Распространение внутреннего палеозоя по электрическим методам представлено на рисунке 11. В скважине № 41 внутripалеозойские отложения отмечаются низкими значениями ПС (0,25 мВ) и высокими и средними значениями КС (до 200 ом*м). В скважине № 42 в интервале залегания внутреннего палеозоя показания метода ПС изменяются в пределах до 0,7 мВ, а показания метода КС до 200 ом*м. В скважине № 45 внутripалеозойские отложения, отмечаются низкими значениями ПС (0,35 мВ) и высокими и средними значениями КС (до 200 ом*м). В скважине № 46 в интервале залегания внутреннего палеозоя показания метода ПС изменяются в пределах 0,05-0,35 мВ, а показания метода КС до 200 ом*м. В скважине № 47 внутripалеозойские отложения отмечаются средними значениями КС (40 ом*м) и низкими значениями ПС (0,25 мВ). Скважина № 50 в интервале залегания внутреннего палеозоя, показания метода ПС изменяются в пределах 0,15-0,8 мВ, а показания метода КС до 200 ом*м.

Данные по радиоактивным методам есть только в 42, 41, 45, 46 скважинах (рис. 12). В скважине № 41 внутripалеозойские отложения отмечается низкими значениями ГК (3-8 мкр/ч) и высокими значениями НГК (7-13 имп/мин). Для внутripалеозойских отложений в 42 скважине характерно уменьшение значений НГК (2-4 имп/мин) и понижение значений ГК (4-6 мкр/час) по сравнению с 41 скважиной. В скважине № 45 внутripалеозойские отложения отмечается низкими значениями ГК (4 мкр/ч) и средними значениями НГК (до 5 имп/мин). Для внутripалеозойских отложений в 46 скважине характерны средние значения НГК (до 5 имп/мин) и ГК (до 9 мкр/ч).

На рисунке 13 изображена корреляционная схема по линии II - II, на которой видно, что мощность пласта М распределяется неравномерно, самая маленькая мощность в скважине № 47, а самая большая в скважине № 42. В скважине № 50 наблюдается наибольший дебит нефти при средней мощности пласта по профилю, а в скважине № 42 самый меньший дебит нефти при самой большой мощности пласта по профилю.

Пласт M_1 распределяется в скважинах так же неравномерно, самая маленькая мощность в скважине № 47, а самая большая в скважине № 45. Наибольший дебит воды наблюдается в скважине № 45, а меньший в скважине № 46. Так же в скважинах № 47 и 42 пласт с водо-нефтяным дебитом.

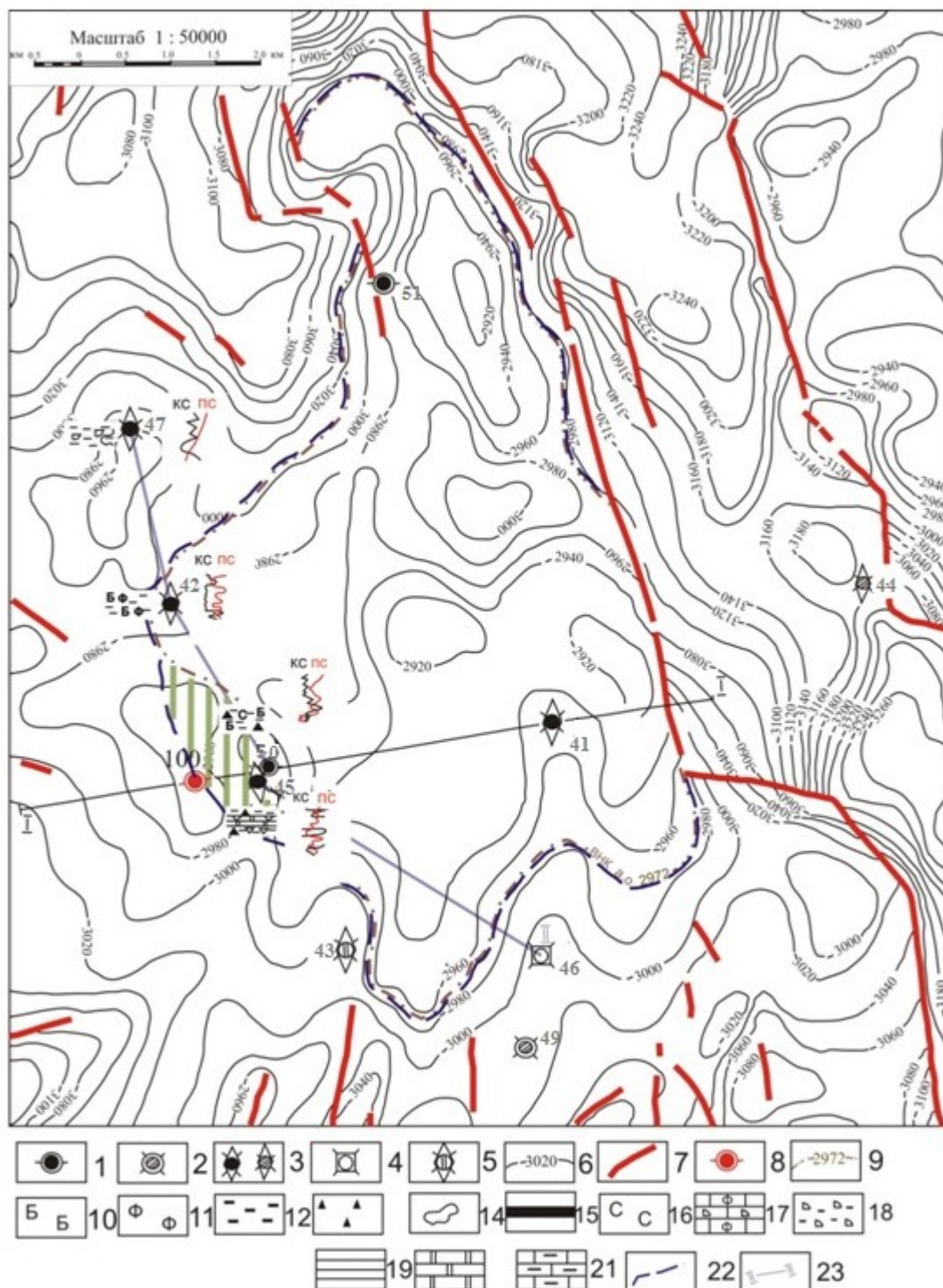


Рисунок 9. Распространение коры выветривания на структурной карте по отражающему горизонту Φ_2 по электрическим методам

1 – разведочная скважина, давшая нефть, в консервации; 2 – разведочная скважина, давшая воду, ликвидированная; 3 – поисковая скважина, давшая нефть с водой; 4 – параметрическая скважина; 5 – пласт не перфорирован; 6 – изогипсы отражающего горизонта Φ_2 ; 7 – тектонические нарушения; 8 – разведочная, проектная скважина; 9 – внешний контур нефтеносности; 10 – боксит; 11 – фауна; 12 – углистость; 13 – окремнения; 14 – кавернозность; 15 – уголь; 16 – сидеритизация; 17 – известняк органогенно-обломочный; 18 – брекчия глинистая; 19 – аргиллит; 20 – доломит; 21 – глинистый известняк; 22 – предполагаемый ВНК; 23 – линия разреза корреляционной схемы

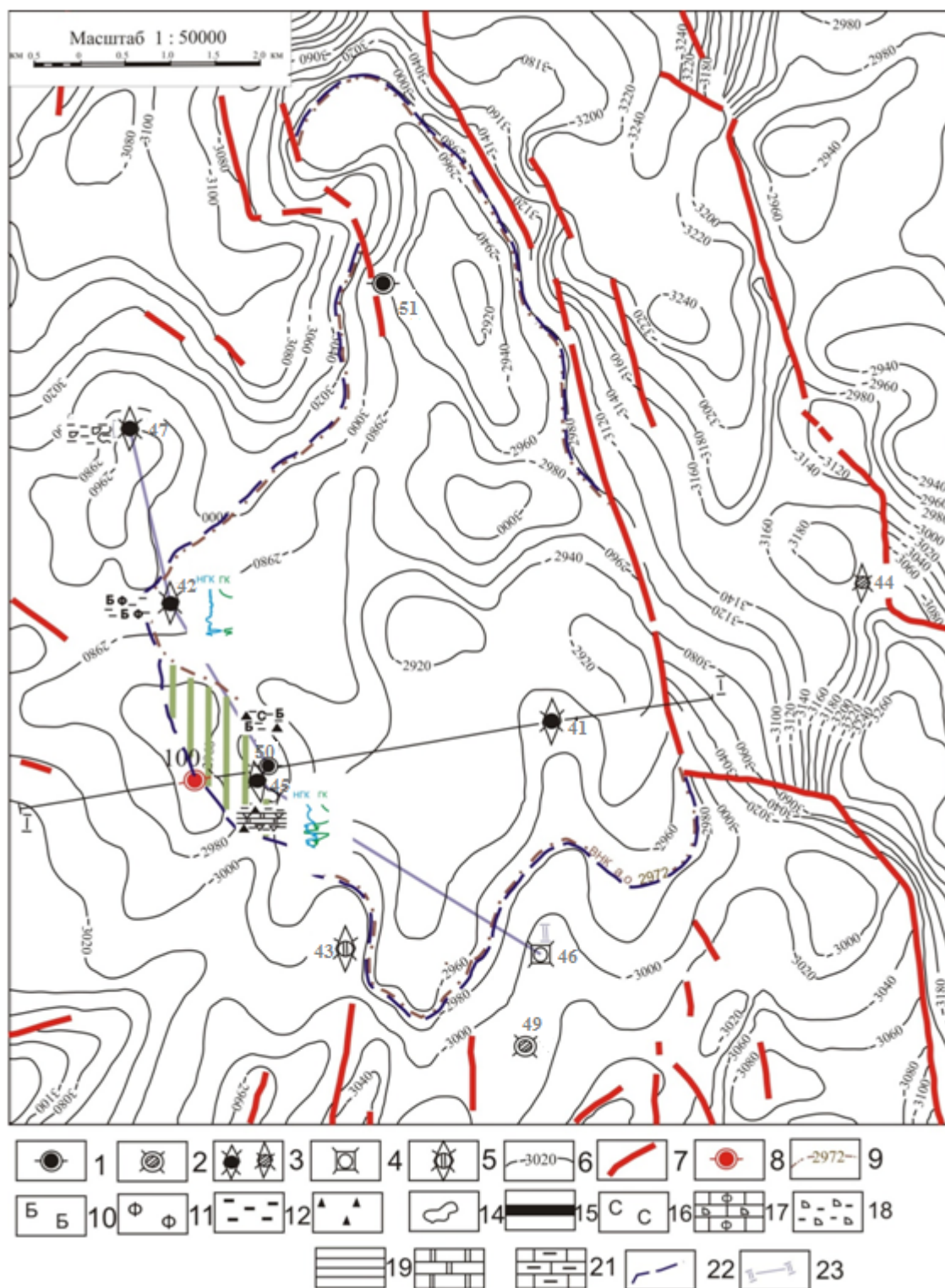


Рисунок 10. Распространение коры выветривания на структурной карте по отражающему горизонту Φ_2 по радиоактивным методам

1 – разведочная скважина, давшая нефть, в консервации; 2 – разведочная скважина, давшая воду, ликвидированная; 3 – поисковая скважина, давшая нефть с водой; 4 – параметрическая скважина; 5 – пласт не перфорирован; 6 – изогипсы отражающего горизонта Φ_2 ; 7 – тектонические нарушения; 8 – разведочная, проектная скважина; 9 – внешний контур нефтеносности; 10 – боксит; 11 – фауна; 12

– углистость; 13 – окремнения; 14 – кавернозность; 15 – уголь; 16 – сидеритизация; 17 – известняк органогенно-обломочный; 18 – брекчия глинистая; 19 – аргиллит; 20 – доломит; 21 – глинистый известняк; 22 – предполагаемый ВНК; 23 – линия разреза корреляционной схемы

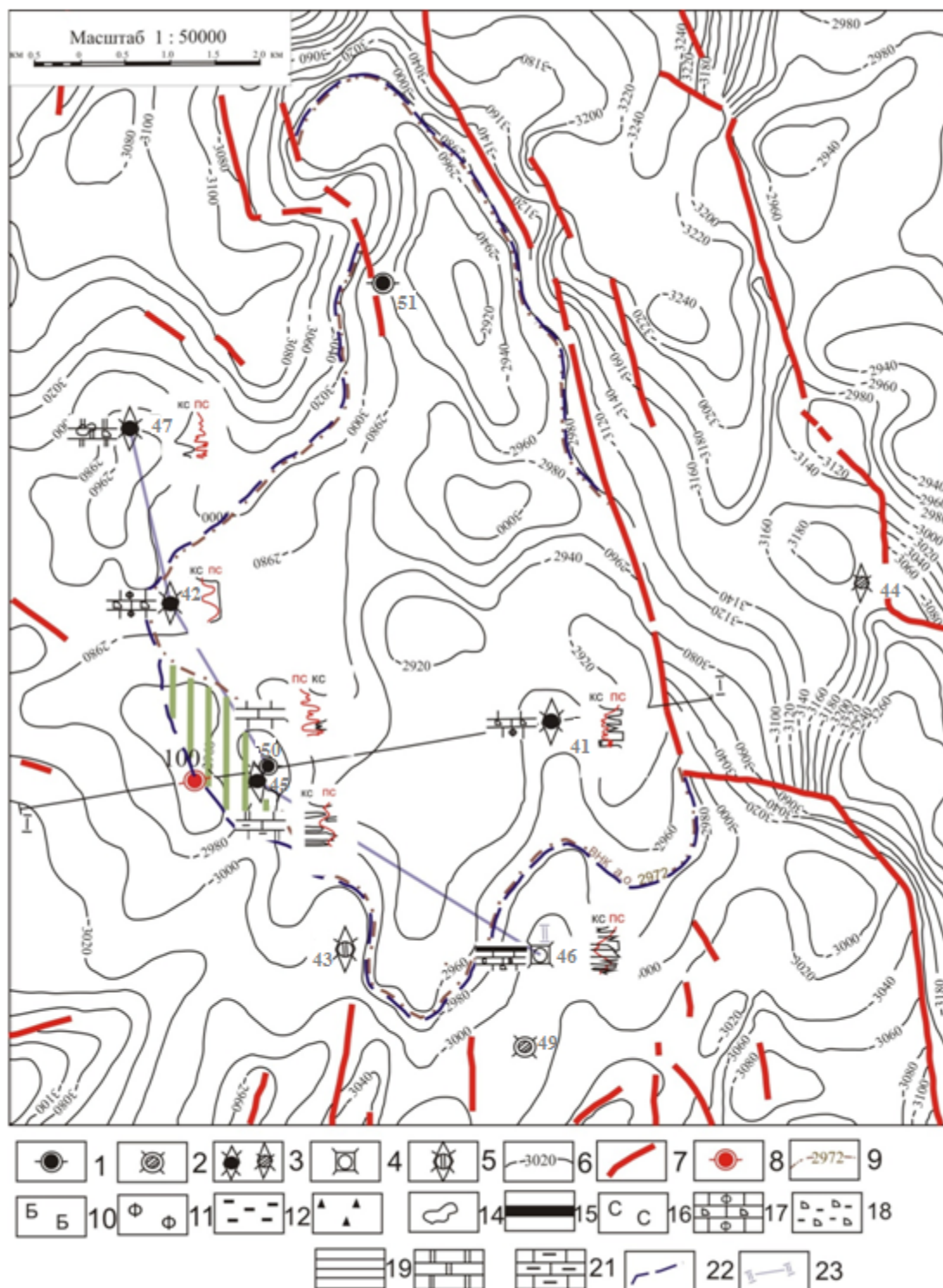


Рисунок 11. Распространение внутреннего палеозоя на структурной карте по отражающему горизонту Φ_2 по электрическим методам

1 – разведочная скважина, давшая нефть, в консервации; 2 – разведочная скважина, давшая воду, ликвидированная; 3 – поисковая скважина, давшая нефть с водой; 4 – параметрическая скважина; 5 – пласт не перфорирован; 6 – изогипсы отражающего горизонта Φ_2 ; 7 – тектонические нарушения; 8 – разведочная, проектная скважина; 9 – внешний контур нефтеносности; 10 – боксит; 11 – фауна; 12 – углистость; 13 – окремнения; 14 – кавернозность; 15 – уголь; 16 – сидеритизация; 17 – известняк органогенно-обломочный; 18 – брекчия глинистая; 19 – аргиллит; 20 – доломит; 21 – глинистый известняк; 22 – предполагаемый ВНК; 23 – линия разреза корреляционной схемы

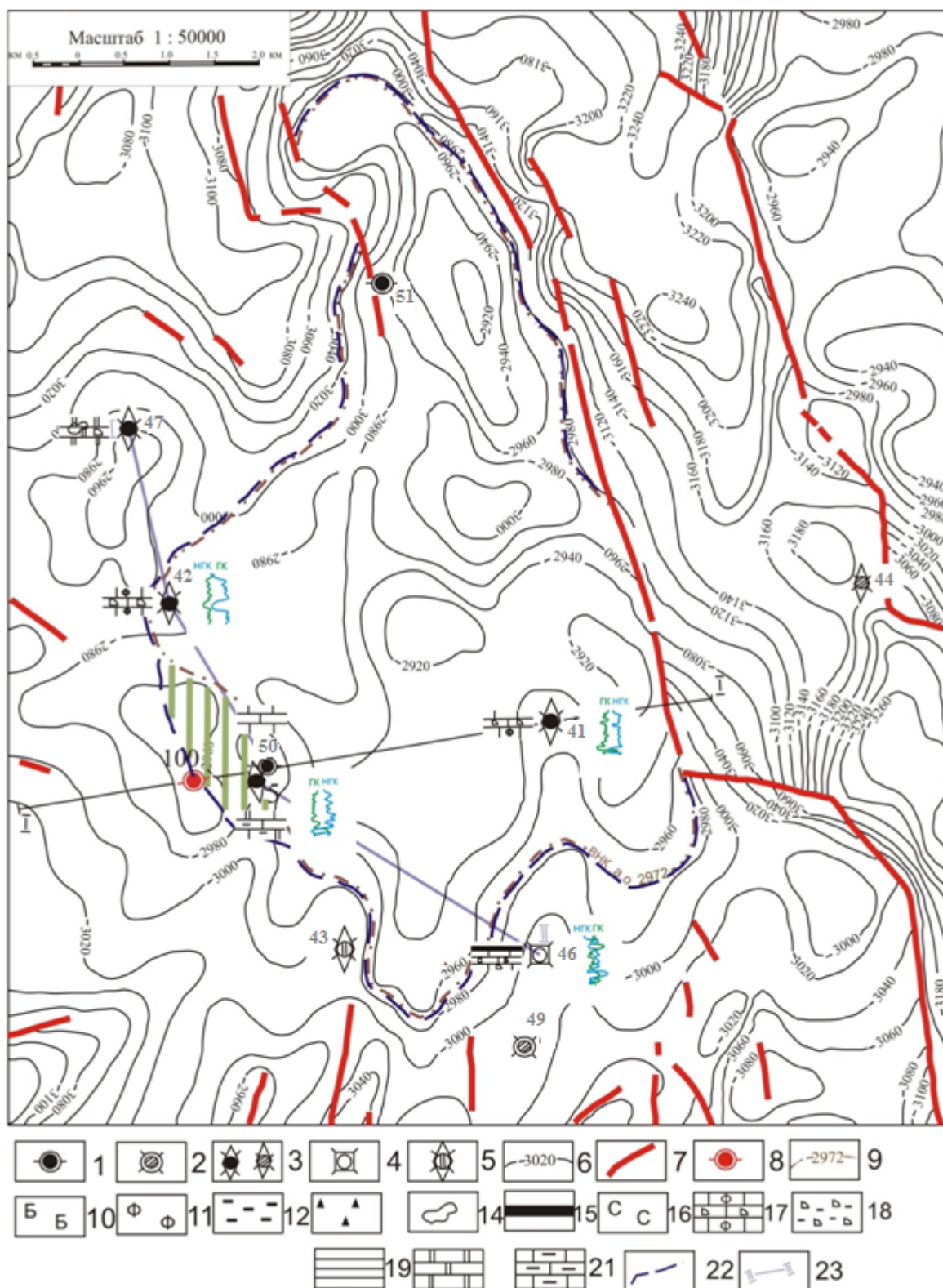


Рисунок 12. Распространение внутреннего палеозоя на структурной карте по отражающему горизонту Φ_2 по радиоактивным методам

1 – разведочная скважина, давшая нефть, в консервации; 2 – разведочная скважина, давшая воду, ликвидированная; 3 – поисковая скважина, давшая нефть с водой; 4 – параметрическая скважина; 5 – пласт не перфорирован; 6 – изогипсы отражающего горизонта Φ_2 ; 7 – тектонические нарушения; 8 – разведочная,

проектная скважина; 9 – внешний контур нефтеносности; 10 – боксит; 11 – фауна; 12 – углистость; 13 – окремнения; 14 – кавернозность; 15 – уголь; 16 – сидеритизация; 17 – известняк органогенно-обломочный; 18 – брекчия глинистая; 19 – аргиллит; 20 – доломит; 21 – глинистый известняк; 22 – предполагаемый ВНК; 23 – линия разреза корреляционной схемы

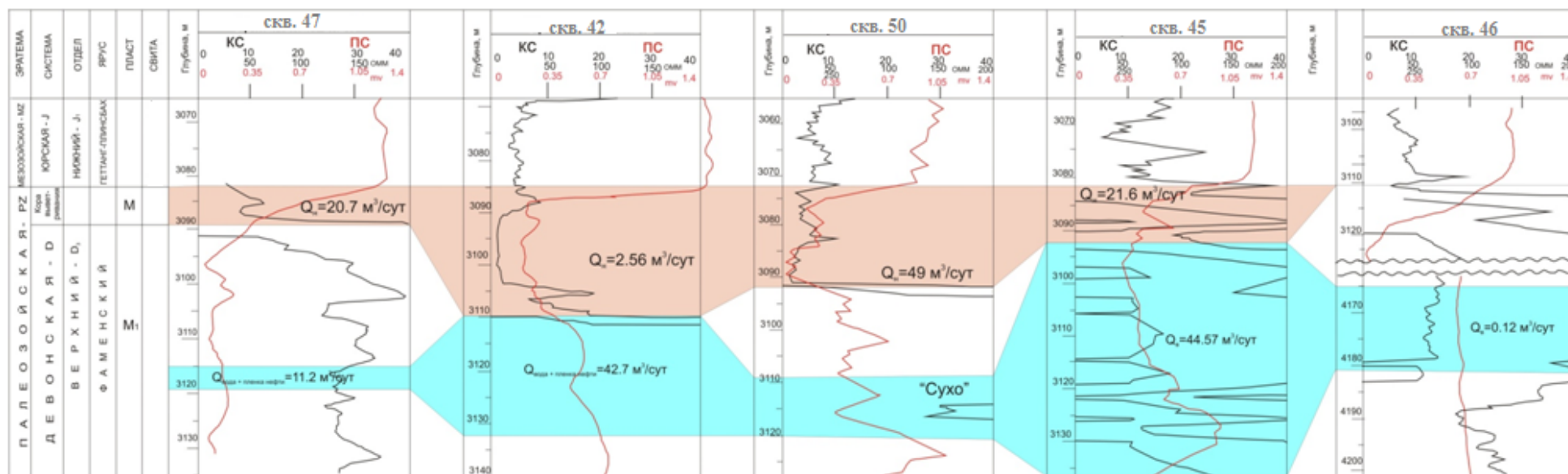


Рисунок 13. Корреляционная схема по линии разреза II - II

Список литературы

1. Геофизические исследования скважин: справочник мастера по промысловой геофизике, Инфра-Инженерия 2009г.
2. В.М.Тищенко, Т.А.Гайдукова и др. Проект разведки Арчинского месторождения нефти, ГГП Томскнефтегазгеология 1992г.
3. «Правила геофизических исследований и работ в нефтяных и газовых скважинах», М., 1999; (Утверждены совместным приказом Министерства топлива и энергетики России и Министерства природных ресурсов России от 28 декабря 1999г. №455/323.)
4. Дахнов В.Н. Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщения горных пород, Недра 1985г.
5. Биджаков В.И., Волков В.И., и др. Анализ результатов геологоразведочных работ на нефть и газ, проведенных на территории деятельности объединения "Томскнефть", ТомскНИПИнефть 1992г.
6. РД 153-39.0-072-01. «Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ на кабеле в нефтяных и газовых скважинах», М., 2001
7. Конторович А. Э. Геология нефти и газа Западной Сибири / А. Э. Конторович, И. И. Нестеров, Ф. К. Салманов. – М.: Недра, 1975.-662 с.
8. Конторович А. Э. Западная Сибирь//Геология и полезные ископаемые России. В шести томах. Т. 2 / Гл. ред. В. П. Орлов. Ред. 2-го тома: А. Э. Конторович, В. С. Сурков. – СПб.: ВСЕГЕИ, 2000.-477 с.
9. Сурков В.С. Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западно-Сибирской плиты.- Новосибирск, 2002.-237 с.
10. Сурков В.С. Мегакомплексы и глубинная структура земной коры Западно-Сибирской плиты / Под ред. чл-кор. АН СССР В.С. Суркова. - М.: Недра, 1986.-149 с.
11. Костырева Е.А. Геохимия и генезис палеозойских нефтей юго-востока Западной Сибири / Науч. Ред. Академик А.Э. Конторович. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «Гео», 2005.-183 с.

12. Киркинская В.Н. Карбонатные породы-коллекторы нефти и газа. – Л.: «Недра», 1981. - 255 с.
13. Ежова А.В. Геологическая интерпретация геофизических данных: учебное пособие/А.В. Ежова; Томский политехнический университет.- 3-е изд.- Томск: Изд-во Томского политехнического университета; 2012 – 116с.
14. Косков В.Н. Геофизические исследования скважин и интерпретация данных ГИС: учеб. пособие / В.Н. Коснов, Б.В. Коснов. – Пермь: Изд-во Перм. гос. техн. ун-та, 2007. -317 с.
15. Померанц Л.И. Аппаратура и оборудование геофизических методов исследования скважин. - М.: Недра, 1985 г. - 321 с.
16. Кривко Н.Н. Аппаратура геофизических исследований в скважинах. - М.; Недра, 1991 г.-425 с.
17. Багринцева К.Н., Дмитриевский А.Н., Бочко Р.А. Атлас карбонатных коллекторов месторождений нефти и газа Восточно-Европейской и Сибирской платформ./ Под. ред. К.И. Багринцевой.- М.,2003.-264 с.
18. Изучение карбонатных коллекторов методами промысловой геофизики [Электронный ресурс] – URL: <http://www.geokniga.org/bookfiles/geokniga-%D0%B8%D0%B7%D1%83%D1%87%D0%B5%D0%BD%D0%B8%D0%B5-%D0%BA%D0%B0%D1%80%D0%B1%D0%BE%D0%BD%D0%B0%D1%82%D0%BD%D1%8B%D1%85-%D0%BA%D0%BE%D0%BB%D0%BB%D0%B5%D0%BA%D1%82%D0%BE%D1%80%D0%BE%D0%B2-%D0%BC%D0%B5%D1%82%D0%BE%D0%B4%D0%B0%D0%BC%D0%B8-%D0%BF%D1%80%D0%BE%D0%BC%D1%8B%D1%81%D0%BB%D0%BE%D0%B2%D0%BE%D0%B9-%D0%B3%D0%B5%D0%BE%D1%84%D0%B8%D0%B7%D0%B8%D0%BA%D0%B8-%D0%B7%D0%BE%D0%BB%D0%BE%D0%B5%D0%B2%D0%B0.pdf>
(дата обращения 10.05.2016)
19. Каталог «Геофизика» // Техника и технологии [Электронный ресурс] – URL: <http://www.geo.oilru.ru/catalog/group/product/?2177> (дата обращения 12.05.2016)
20. ООО НПО Геопром [Электронный ресурс] – URL: <http://ooo-geoprom.ru/product4.html> (дата обращения 12.05.2016)
21. Акционерное общество ЭНЕРГОНЕФТЕМАШ // Комплекс инклинометрический ИОН-1 [Электронный ресурс] – URL:

<http://enm.omsk.ru/products/view-product.php?id=2>

(дата обращения

12.05.2016)

22. ООО «Газпромнефть-восток» [Электронный ресурс] – URL: <http://vostok.gazprom-neft.ru/>
23. Тищенко В.Е. Организация и планирование геологоразведочных работ на нефть и газ с учетом производственной и экологической безопасности.
24. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.
25. ГОСТ 12.3.009 - 76 ССБТ. Работы погрузочно-разгрузочные. Общие требования безопасности.
26. ГОСТ 12.4.125-83 - ССБТ. Средства коллективной защиты работающих от воздействий механических факторов. Классификация.
27. ГОСТ 12.2.062-81 - ССБТ. Оборудование производственное. Ограждения защитные.
28. ГОСТ 12.2.003-91 - ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности;
29. ГОСТ 12.0.003 - 74 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
30. ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
31. ГОСТ 12.1.004 - 91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования.
32. ГОСТ 12.1.005 - 88 ССБТ. Общие санитарно-технические требования к воздуху рабочей зоны.
33. ГОСТ 12.1.007 - 76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
34. СП 52.13330.2011. Естественное и искусственное освещение.
35. СНиП 2.04. 05-91. Отопление, вентиляция и кондиционирование
36. СНиП 21-01-97. Пожарная безопасность зданий и сооружений
37. СН 2.2.4/2.1.8.562-96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки.

Фондовая литература

38. Отчет по выполнению геологоразведочных работ за 2004 г., ЗАО «Арчинское» 2004г.

39. Тищенко В.М., Кривашеев Э.В., Краснополов В.М. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности восточной части Нюрольской впадины и западного склона Пудинского мегавала. Колпашево, 1989.- 149с.
40. Тищенко В.М., Кривашеев Э.В., Сысоев А.Т. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Лавровского наклонного вала и прилегающих к нему участков. Колпашево, 1993.- 156с.
41. Ли А.А., Крец Э.С, Муратов А.Ш., Щепелина Р.П. Подсчет промышленных, прогнозных запасов нефти и газа по Первомайскому, Оленьему, Калиновому, Весеннему и другим месторождениям Томской области. Томск, 1974.- 149с.
42. Чертенков В.Г. Геологический отчет о результатах бурения Урманской параметрической скважины № 6. Томск 1986. – 150 с.