

Аннотация

Данный проект посвящен актуальной теме « Геофизические исследования скважин с целью оценки нефтеносности разрезов Средневасюганского нефтяного месторождения (Томская область)» и состоит из следующих частей: общей, проектной, специальной, технико-экономической и части, в которой рассмотрены производственная и экологическая безопасность при проведении геофизических работ.

Общая часть содержит сведения о географическом положении, климатических особенностях района, на территории которого расположено месторождение, дана характеристика района и его геологическое строение.

В проектной части производится выбор комплекса геофизических методов и его обоснование. Также рассматривается методика и техника проведения геофизических исследований в скважинах, методика калибровки оборудования и интерпретация геофизических данных.

Специальная часть посвящена петрофизическим типам коллекторов пласта Ю₁ Средневасюганского месторождения.

Технико-экономическая часть включает главы, которые отражают организационно-экономические вопросы проведения геофизических работ, расчет и обоснование стоимости проекта, а так же производственная и экологическая безопасность при проведении геофизических работ, приведены меры безопасности жизнедеятельности при выполнении работ.

Содержание

Геологическое задание	7
Введение	9
1. ОБЩАЯ ЧАСТЬ	
1.1. Географо-экономический очерк района работ	11
1.2. Краткая геолого-геофизическая изученность	12
1.3. Геологическое строение района	13
1.3.1. Стратиграфия	13
1.3.2. Тектоника	17
1.3.3. Нефтеносность	19
1.4. Физические свойства горных пород	20
1.5. Анализ основных результатов геофизических работ прошлых лет	22
2. ПРОЕКТНАЯ ЧАСТЬ	
2.1. Выбор участка работ	30
2.2. Априорная ФГМ объекта и задачи работ	30
2.3. Выбор методов и обоснование геофизического комплекса	35
2.4. Методика и техника полевых работ	40
2.5. Метрологическое обеспечение проектируемых работ	45
2.6. Интерпретация геофизических данных	46
3. СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ (спецглава)	
3.1. Актуальность и цель исследования	51
3.2. Литология и типы коллекторов продуктивных отложений	51
3.3. Определение фильтрационно-емкостных свойств и нефтенасыщенности коллекторов	58
3.4. Типы коллекторов	59
3.5. Заключение	60
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
4.1. Организационно - экономический раздел	63
5. Социальная ответственность	67
5.1. Производственная безопасность	67
5.2. Пожарная и взрывная безопасность	76
5.3. Экологическая безопасность	78
5.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	80
Список использованных источников	82
Приложения	84

Введение

Развитие нефтяной промышленности сопровождается последовательным увеличением эксплуатационного фонда скважин. Оперативную и систематизированную информацию о скважинах и пластах, необходимую для проведения геолого-технических мероприятий и управления процессами разработки нефтяных залежей, получают в результате геофизических исследований как в процессе их строительства, так и в эксплуатации.

Целью данного дипломного проекта является изучение Средне-васюганского нефтяного месторождения, а так же проектирование на данном участке работ дополнительных скважин.

2. ПРОЕКТНАЯ ЧАСТЬ

2.1. ВЫБОР УЧАСТКА РАБОТ.

Проектом предусматривается проведение ГИС в двух скважинах, которые будут пробурены в западной части Среднеvasюганского месторождения (рис 4.).

Судя по геологическому разрезу месторождения (рис.4), нефтеносная часть пласта вскрыта скважинами 5 и 8. В следующих к западу и востоку скважинах (6 и 12) нефтеносная часть пласта выклинилась. Для точного определения границ нефтеносности пласта Ю1 будут проектированы две скважины. Геофизические исследования по ним позволят точно определить положение ВНК и ограничить нефтяную залежь. Положение проектных скважин – на рис. 4.

2.2. ФГМ ОБЪЕКТА

Нефтеносность месторождения связана с пластом Ю₁² васюганской свиты, который сформировался в пределах шельфовой зоны западного склона Среднеvasюганского мегавала на аккумулятивном Красноярском поднятии приливно-отливными течениями моря. Эти условия формирования пласта Ю₁² предопределили развитие его мощности от 10 м на западном склоне Красноярского поднятия до 2 м в центральной его части и восточном склоне и, соответственно, его фильтрационно-емкостных свойств, пористости от 28-20 до 18-13%, проницаемости от 40-200·10⁻¹⁵ м² до 0,01-8·10⁻¹⁵ м². И, естественно, структура поровых каналов песчаного пласта Ю₁², обеспечила формирование капиллярно-экранированной залежи нефти при миграции.

Для нахождения петрофизических зависимостей были использованы обобщенные алгоритмы для средне васюганского мегавала. (см табл.1)

На основе эталонной скважины, была построена физико-геологическая модель Среднеvasюганского месторождения. (см рис. 6)

Пласт Ю₁². Представлен мелко-среднезернистыми и мелко-тонкозернистыми кварц-полевошпатовыми песчаниками с примесью алевроитовой фракции. Отмечается внутризерновая пористость по полевым шпатам. Состав цемента каолинитовый, содержание до 20%, тип цементации пленочный, поровый, участками базальный.

Разрез был изучен пятью методами:

- Боковой каротаж
- Индукционный каротаж
- Гамма каротаж
- Нейтронный гамма каротаж
- Методом собственных потенциалов

После интерпретации он был расчленен на следующие литологические разности:

- Битуминовые аргиллиты
- Глина
- Песчаник
- Алевролит
- Уголь
- Карбонатизированный песчаник

Приведенные данные литологического строения разреза и соответствующие литологическим единицам геофизические аномалии составляют содержание физико-геологической модели продуктивной части разреза Среднеvasюганского месторождения (рис.6).

По анализируемому разрезу скважины глины выделяются высокими значениями естественной радиоактивности I_γ , положительными аномалиями ПС и низкими значениями сопротивлений, нейтронного каротажа.

Угли выделяются очень низкими значениями радиоактивности и высокими значениями сопротивлений.

Карбонатизированные песчаники выделяются низкими значениями ГК, ПС и высокими значениями сопротивлений и нейтронного каротажа.

Песчаники выделяются низкими значениями естественной радиоактивности I_{γ} , отрицательными аномалиями ПС, а в зависимости от их насыщения, низкими значениями сопротивлений если песчаник водонасыщенный, и высокими значениями сопротивлений если песчаник нефтенасыщенный.

Битуминозные аргиллиты характеризуются аномально повышенными значениями естественной радиоактивности и высоким сопротивлением.

Таблица 3. Алгоритмы обработки материалов ГИС СРВ месторождения

Параметры	Ю1-2	Ю1-3
Температура пласта, °С	88 ⁰	
Минерализация пласт. воды, г/л	53	
Сопротивление пласт. воды, Омм	0,0569	
Граничные значения: Кп_гр, %	11.7	
Кпр_гр,мД	1.6	
αпс_гр	0.40	
Пористость по ПС, доли ед.	$K_{пс}=0.19677\alpha_{пс}+0.02835$ (Тип 1,2) $K_{пс}=0.125\alpha_{пс}+0.058793$ (Тип 3,4) (преимущественно 2 тип коллектора)	$K_{пс}=0.19677\alpha_{пс}+0.02835$ (Тип 2) $K_{пс}=0.125\alpha_{пс}+0.058793$ (Тип 3,4) (преимущественно 3 тип коллектора)
Пористость по АК, доли ед.	$K_{ра}=0.01148*((ДТн-180)*(1.482*Арс+0.404))^0.588$ (Тип1,2) $K_{ра}=0.01148*((ДТн-196)*(1.482*Арс+0.404))^0.588$ (Тип 3,4)	
Глинистость по Стайберу, доли ед.	$K_{гл_пс}=(0.5*(1-Апс))/(1.5-(1-Апс))$	
Глинистость по Ларионову, доли ед.	$K_{гл_гк}=0.8* Dgk^{**}1.4$	
Параметр пористости (Рп)	$R_{п}=1.201/K_{п}^{1.522}$ (Тип 2) $R_{п}=1.0929/K_{п}^{1.7399}$ (Тип 1,3,4)	$R_{п}=1.0567/K_{п}^{1.7995}$
Нефтенасыщенность, доли ед.	$R_{н}=R_{р}/R_{вп}$ $K_{в}=(1,0116/R_{н})^{(1/1.949)}$	$R_{н}=R_{р}/R_{вп}$ $K_{в}=(1,281/R_{н})^{(1/1.6401)}$

Продолжение таблицы 3

<p>Проницаемость, МД</p>	<p>$K_{пр} = EXP((K_{п}-8.4699)/1.9285)$ (Тип 1) $K_{пр} = EXP((K_{п}-11.698)/1.7019)$ (Тип 2) $K_{пр} = EXP((K_{п}-14,505)/1.7014)$ (Тип 3,4)</p>	<p>$K_{пр} = EXP((K_{п}-11.421)/1.5969)$ (Тип2) $K_{пр} = EXP((K_{п}-13.439)/1.9748)$ (Тип3)</p>
<p>Критическая водонасыщенность, (%), (по капилляриметрии Катильгинского м-я):</p> <ul style="list-style-type: none"> - $K_{всв}$ – коэффициент связанной (остаточной) водонасыщенности; - $K_{в*}$ – коэффициент водонасыщенности при 1% обводненности (начало двух фазного потока нефти и воды); - $K_{вкр}$ – коэффициент водонасыщенности при равенстве фазовых проницаемостей по нефти и воде – условный ВНК; - $K_{в**}$ – коэффициент водонасыщенности при 99% обводненности (начало однофазного потока воды – остаточная нефтенасыщенность); 	<p>$K_{всв} = 5318.9 / K_{п}^{1.7826}$ $K_{в*} = 1722.9 / K_{п}^{1.3106}$ $K_{вкр} = 441.58 / K_{п}^{0.7385}$ $K_{в**} = 136.19 / K_{п}^{1.2495}$</p>	<p>$K_{всв} = 5318.9 / K_{п}^{1.7826}$ $K_{в*} = 1722.9 / K_{п}^{1.3106}$ $K_{вкр} = 441.58 / K_{п}^{0.7385}$ $K_{в**} = 136.19 / K_{п}^{1.2495}$</p>
<p>Тип коллектора:</p>	<p>1 тип – $D_{гк} < 0.06$, $A_{пс} > 0.9$; 2 тип – $0.06 \leq D_{гк} \leq 0.2$, $A_{пс} \geq 0.75$; 3 тип – $0.2 < D_{гк} \leq 0.41$, $0.7 \leq A_{пс} < 0.9$; 4 тип – $D_{гк} > 0.41$, $0.4 \leq A_{пс} < 0.8$;</p>	

2.3. ВЫБОР МЕТОДОВ И ОБОСНОВАНИЕ ГЕОФИЗИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА.

Проектом предусматривается проведение ГИС в двух скважинах в северо-западной части Среднеवासюганского месторождения. На запроектированном участке работ перед ГИС стоят следующие геологические задачи:

- 1) Литологическое расчленение разреза;
- 2) Выделение коллекторов;
- 3) Оценка фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) коллекторов;
- 4) Оценка характера насыщения коллекторов;
- 5) Определение водонефтяного контакта.

Поставленные геологические задачи решаются с помощью следующих геофизических методов: ПС, БК, МБК, МКЗ, БЭЗ, ИК, ГК, НГК, АК, кавернометрия, резистивиметрия, инклинометрия.

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

Таблица 4. Проектный комплекс ГИС для решения геологических задач в открытом стволе скважины

Метод ГИС	Вид исследований	Интервал исследований, м
A2.0M0.5N	Общие (1:500)	50 - 2400
A2.0M0.5N, N11M0.5N, профилеметрия	Общие (1:500)	600 - 2400
ГК, НКТ	Общие (1:500)	0 - 2400
A2.0M0.5N, ИК, профилеметрия	Общие (1:500)	1900 - 2400
A2.0M0.5N, ИК, БК	Детальные (1:200)	1900 - 2400
Резистивиметрия	Детальные (1:200)	1900 - 2400
РК (НГК+ГК)	Детальные (1:200)	1900 - 2400

Акустический каротаж	Детальные (1:200)	1900 - 2400
A2.0M0.5N, N11M0.5A,ИК, профилеметрия	Общие (1:500)	1900 - 2400
ПС	Общие (1:500)	0-2400
ПС	Детальные (1:200)	0-2400

Литологическое расчленение разреза и выделение коллекторов будет проводиться с помощью следующих методов:

- Метод ПС.** Метод основан на измерении в скважине потенциалов самопроизвольной поляризации. Происхождение естественных потенциалов в скважине обусловлено главным образом диффузионно-адсорбционными, фильтрационными и окислительно-восстановительными процессами, возникающими на границах пластов, различающихся по своим литологическим свойствам (в основном глинистости пород), и на контакте промывочной жидкости в скважине и пластов, поры которых заполнены водой той или иной минерализации. Песчано-глинистый разрез наиболее благоприятен для изучения его по кривой ПС. Пески, песчаники, алевриты и алевролиты легко отличаются по кривой ПС от глин. При $\rho_{\phi} > \rho_v$ (прямые ПС) песчано-алевролитовые пласты (которые в основном являются коллекторами) отмечаются минимумами потенциала. С увеличением в песчаном пласте количества глинистого материала, уменьшается отклонение кривой ПС против него.
- Метод МКЗ.** Заключается в детальном расчленении разреза, выделении в нем проницаемых и непроницаемых прослоев. В качестве зондовой установки служит резиновый “башмак”, на котором установлены три точечных электрода на расстоянии 2.5 см друг от друга. Они образуют два зонда: микроградиентзонд (МГЗ) и микропотенциалзонд (МПЗ). Радиус исследования градиент-микрозонда равен его длине, а потенциал-микрозонда в 2,0 – 2,5 раза больше ее, то их глубинность составляет соответственно 4 и 10 – 12 см.

если против проницаемого пласта образуется глинистая корка (которую можно определить по данным кавернометрии, см. ниже), кажущиеся сопротивления, измеряемые потенциал-микрозондом, значительно выше сопротивлений измеренных одновременно против тех же пластов градиент-микрозондом с заметно меньшим радиусом исследования. Такое превышение сопротивления получило название положительного расхождения (приращения). Оно характерно для проницаемых пластов (коллекторов). Непроницаемые пласты характеризуются отрицательным расхождением кривых. Если отрицательное расхождение превышает 20 %, то по данным одного микрокаротажа нельзя определить, проницаема ли горная порода. Для преодоления затруднений, встречающихся при использовании микрозондов, часто применяют данные ПС. Если отклонение кривой ПС положительно, то пласт можно считать непроницаемым. Микрозонды точно отбивают границы пласта. Если, наоборот, отклонение кривой ПС отрицательное, пласт можно считать проницаемым.

- *Метод ГК.* Основан на измерении естественной радиоактивности горных пород, которая определяется присутствием в них радиоактивных изотопов урана, калия и тория. Максимальной радиоактивностью обладают глины, минимальной - чистые кварцевые песчаники. Полимиктовые песчаники даже при малой глинистости обладают значительной радиоактивностью, поскольку у них часть зерен скелетной фракции представлена калийсодержащими минералами - полевыми шпатами, микроклинами, глауконитом. Радиоактивность песчаников и алевролитов возрастает с увеличением глинистости. Радиоактивность карбонатных пород, как правило, низкая. Низкой радиоактивностью обладает большинство хемогенных пород, за исключением калийных солей, которые обладают повышенной радиоактивностью. Радиоактивность природных солей

обычно низкая. Высокую радиоактивность, благодаря содержанию в них урана, имеют природные битумы и битуминозные породы. Особенно важна роль ГМ как метода глинистости при изучении разрезов скважин, заполненных соленым раствором, когда метод ПС малоинформативен.

- *Кавернометрия.* Заключается в измерении среднего диаметра скважины. Изменение диаметра скважины, при прочих равных условиях, зависит от литологии пород, вскрываемых скважиной. Увеличением диаметра характеризуются глины, уменьшением (за счет образования глинистой корки) – породы-коллекторы. Против плотных слабопроницаемых песчаников и карбонатных пород фактический диаметр скважины соответствует его номинальному значению.
- *Метод БЭЗ.* БЭЗ - электрический каротаж с использованием нескольких однотипных не фокусированных зондов Боковое каротажное зондирование применяют для исследований всех типов разрезов с целью определения радиального градиента электрического сопротивления пород и выделения на этой основе пород-коллекторов, в которые происходит проникновение промывочной жидкости, определения удельного электрического сопротивления (УЭС) неизменённой части пластов, зон проникновения и оценки глубины проникновения. Не выполняется в скважинах с промывочной жидкостью на непроницающей основе.
- *Метод АК.* В акустическом методе исследуются скорость распространения и энергия упругих волн, возбуждаемых в скважине и породах. Основными параметрами, используемыми для интерпретации являются интервальное время пробега ΔT_r и коэффициент ослабления амплитуды продольной волны α_r . В терригенном разрезе максимальные значения ΔT_r и α_r соответствуют глинам, минимальные – плотным песчаникам и алевролитам неколлекторам, промежуточные

значения соответствуют песчаникам и алевролитам с различной пористостью и глинистостью.

Оценка фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) коллекторов будет проводиться по следующим методам:

- *Метод ПС.* Определение глинистости основано на зависимости адсорбционной активности, α , следовательно, и глубины аномалии ПС над коллекторами от содержания в них глинистого материала. Для определения используют эмпирические зависимости относительной амплитуды аномалии $\alpha_{ПС}$ от глинистости. Проницаемость определяется из петрофизической зависимости относительной амплитуды аномалии $\alpha_{ПС}$ от проницаемости, установленной на модели пород для данного месторождения. Определение пористости основано на использовании статистической связи между коэффициентом пористости $K_{П}$ и амплитудой аномалии ПС, установленной путем сопоставления диаграмм ПС с результатами лабораторных исследований керна.
- *Метод ГМ.* В геологии нефти, газа и угля диаграммы ГМ используют для определения глинистости в терригенных породах. Для определения глинистости используется петрофизическая зависимость двойного разностного параметра ГК от глинистости.
- *Методы сопротивлений (БК, БЭЗ, ИК, МБК, МКЗ).* Применяют для определения $K_{П}$ межзерновых коллекторов и основан на зависимости между коэффициентом пористости и параметром пористости $P_{П}$. По микрозондам легче определить сопротивление жидкости в порах зоны проникновения, т.е. фильтраата бурового раствора. Определение коэффициента проницаемости производят по известной величине параметра нефтенасыщенности P_n и коэффициента пористости $k_{П}$. Эти определения основываются на наличии корреляционной зависимости между содержанием в пласте связанной воды и величиной коэффициента проницаемости. Также по методу БЭЗ, которым можно

определить диаметр зоны проникновения, проницаемость тем выше, чем больше диаметр зоны проникновения.

- *Метод НГК.* Пористость определяется в основном за счет водородосодержания исследуемой среды, т.к. жидкость содержится в основном в порах пород, и определяется по петрофизической зависимости водородосодержания от пористости с учетом поправки за глинистость.
- *Метод АК.* По диаграммам ΔT определяют пористость пород в карбонатном и терригенном разрезе. Петрофизической основой определения коэффициента пористости по величине ΔT является уравнение среднего времени:

$$\Delta T = \Delta T_{ск}(1-Kп) + \Delta T_{жКп}, \quad \text{где}$$

$\Delta T_{ск}$, $\Delta T_{ж}$ – интервальное время пробега продольной волны соответственно в минеральном скелете породы и в жидкости, насыщающей поры.

Оценка характера насыщения будет проводиться по следующим методам:

- *Методы сопротивления (БК, БЭЗ, ИК, МБК, МКЗ).* Нефтегазовые коллекторы обладают высокими значениями сопротивлений, т.к. нефть или газ в равной степени неэлектропроводные и являются диэлектриками, а их значения сопротивлений приравнивают к сопротивлению полностью промытых пород. Водонасыщенные коллекторы отмечаются низкими значениями сопротивлений, т.к. они обладают высокой проводимостью.

Определение водонефтяного контакта можно определить по следующим методам:

осуществляется методами сопротивлений (БЭЗ, БК, МБК, ИК), а также методом АК при условии, что зона проникновения не больше 10 см.

- В методе сопротивлений контакт на диаграммах выделяется как граница между пластами высокого и низкого сопротивлений, но

только в случае если в пласте переход от предельно нефтенасыщенной к водонасыщенной части коллектора достаточно резкий.

- По АК контакт выделяется по различию акустических свойств флюидов [7].

Все вышеперечисленные методы и примеры решаемых ими задач наглядно показаны на 15 скважине изучаемого месторождения (рис. 8).

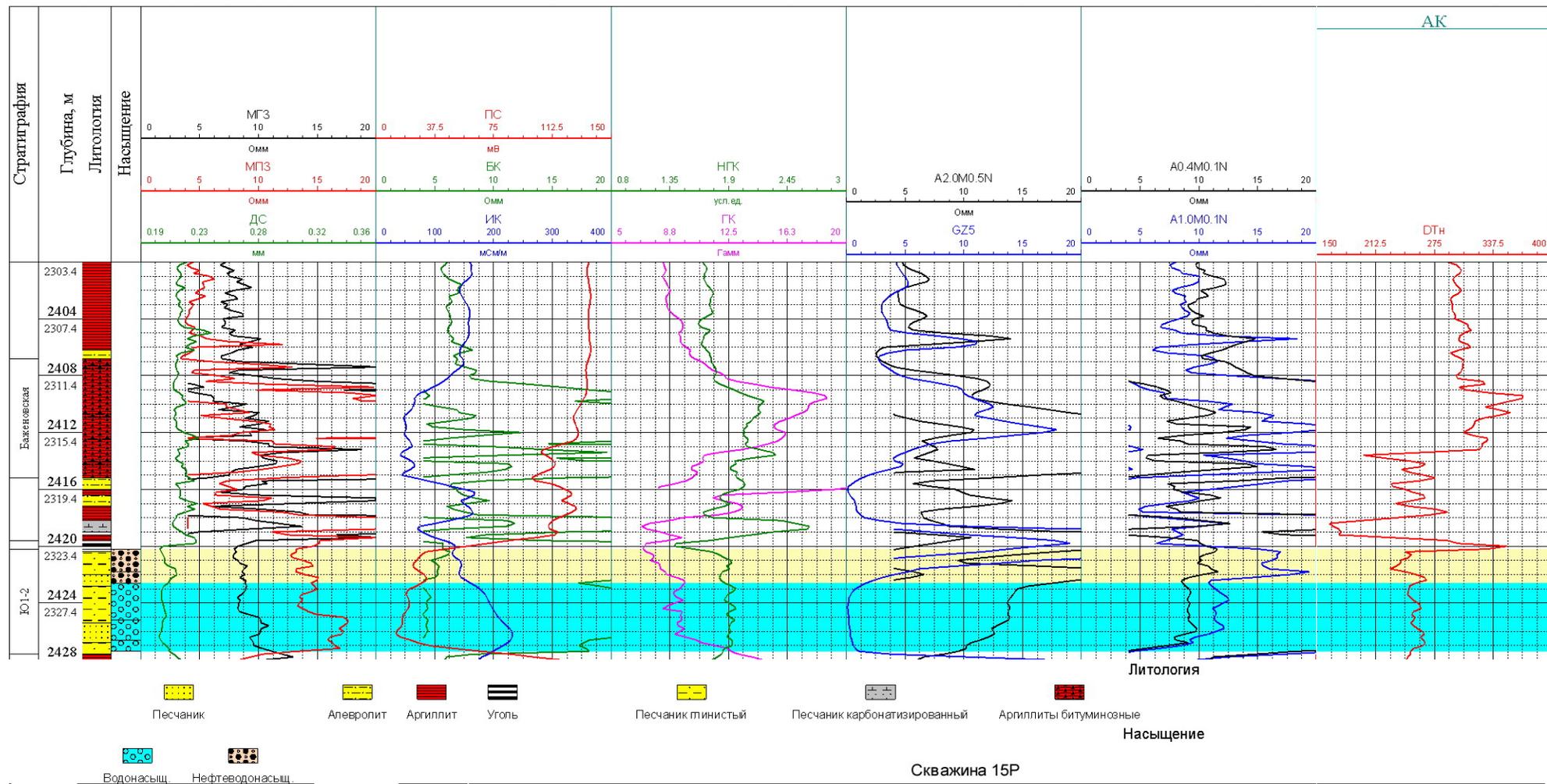


Рис. 8. Литолого – стратиграфический (с данными ГИС) разрез 15 скважины Средневасюганского месторождения.

2.4 МЕТОДИКА И ТЕХНИКА ПОЛЕВЫХ РАБОТ.

Проведение геофизических исследований на Среднеvasюганском месторождении будут производиться в соответствии с руководящим документом РД 153-39.0-072-01 «Техническая инструкция по проведению геофизических исследования и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах» дата введения 2001-07-01.

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

Каротаж методами ПС, 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 N0.5М2.0А и кровельным потенциал-зондом N11М0.5А. 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.

Масса прибора – не более 80 кг.

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 горных пород	10 ÷ 2500 мСм/м (для зонда индукционного каротажа)	±10%

Габаритные размеры:

- диаметр прибора – не более **75 мм**;
- длина жесткой части - **3900 мм**.
- длина гибкого зонда - не более **17 000 мм**.

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.

ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ прибора К1А-723-М

Гарантийный срок эксплуатации **12 мес.** со дня отгрузки потребителю.

МКЗ, МБК, 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 **88 мм**;
- длина электронного блока, не более **1450 мм**.
- длина электромеханического блока, не более **2360 мм**.
- длина сборки - **3700 мм**

Масса сборки не более **100 кг**.

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	

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

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

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.

Условия эксплуатации:

Максимальная рабочая температура – **120⁰С.**

Максимальное рабочее давление – **60 МПа.**

Габаритные размеры:

- диаметр охранного кожуха не более **75 мм;**
- длина модуля не более - **3550 мм;**

Масса не более **65 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 3ННК 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.

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

Инклинометрия проводится прибором ИОН-1, позволяющим проводить как не прерывную запись, так и запись по точкам через 10 м. Скорость записи – 600 м/ч.

Условия эксплуатации:

Температура окружающей среды: от - 10⁰С до + 120⁰С.

Максимальное гидростатическое давление: 80 МПа.

Измеряемые параметры:

Диапазон измерения магнитного азимута: от 0° до 360°.

Диапазон измерения угла поворота: от 0° до 360°.

Диапазон измерения зенитного угла скважины: от 0° до ±180°.

Пределы допускаемой основной погрешности.

При измерении магнитного азимута: ±3° (в диапазоне зенитных углов от 3° до 7°).

±1,5° (в диапазоне от 7° до 120°).

При измерении угла поворота: ±3°.

При измерении зенитного угла: ±0,25° (в диапазоне от 0° до 120°).

Наибольшее допускаемое изменение погрешности, вызванное изменениями температуры окружающей среды скважинного прибора от нормального значения от -10° и до +90°С.

При измерении азимута и угла поворота: ±1,5°.

При измерении зенитного угла:	±0,25°.
<u>Габаритные размеры, не более:</u>	
Приемника:	197×178×358 , масса (без ПЭВМ) 5,5 кг.
Скважинного прибора:	Ø73 мм, длина 2 720 мм, масса 24 кг.
Наконечника:	Ø73 мм, длина 1000 мм, масса 12 кг.
Точка записи:	2500мм.
«Мертвый конец»	220мм.

Питание инклинометра:

1) приемник: напряжением переменного тока **220 (+22;-33) В** с частотой (50±1) Гц;

2) скважинный прибор: от приемника постоянным током **73 (+5; -10) мА**, при напряжении **(56±5) В**.

Для спуска и подъема скважинных приборов будет использоваться подъемник каротажный самоходный ПКС-3,5М, а для регистрации и обработки информационных сигналов – станция семейства КЕДР-02.

Подъёмник каротажный самоходный ПКС-3,5М

Подъёмник предназначен для проведения спуско-подъемных операций скважинной аппаратуры в процессе геофизического исследования нефтяных и газовых скважин глубиной до 3500 м. Подъёмник представляет собой единый кузов, установленный на шасси автомобиля УРАЛ 4320-1912-30, разделенный теплоизолирующей перегородкой на два отсека: *лабораторный* и *лебёдочный*.

Лебёдочный отсек укомплектован спускоподъёмным агрегатом, здесь же размещены агрегаты привода СПА и вспомогательное устьевое оборудование. Кроме того, отсек имеет контейнеры для крепления и транспортирования скважинной аппаратуры.

Технические характеристики:

Вместимость барабана лебедки СПА	3500м
Максимальное тяговое усилие кабеля на первых двух рядах намотки барабана СПА	60 кН
Наибольшая глубина исследования скважин	3500м
Наибольший диаметр каротажного кабеля, наматываемого на барабан спуско-подъемного агрегата (СПА)	12,5 мм
Диапазон скоростей движения кабеля на среднем диаметре намотки на барабан лебедки СПА	от 80 до 10000 м/ч
Способ укладки кабеля	с помощью спулера
Тип привода лебедки СПА	механический
Питание электрических цепей:	
Напряжение	220 ⁺²² ₋₃₃ В
Род тока	переменный
Потребляемая мощность	не более 3 кВт
Длина силового кабеля для подключения подъемника к системе электроснабжения буровой установки	50м
Габаритные размеры, не более:	
Длина	9350 мм
Ширина	2500 мм
Высота	3600 мм
Масса полностью укомплектованного подъемника	17150 кг

Станция КЕДР-02

Лаборатория обеспечивает прием и обработку информационных сигналов (аналоговых и цифровых) поступающих по одножильному или трехжильному геофизическому кабелю от скважинной аппаратуры без наземных панелей, а также от датчика глубины импульсного типа и датчиков магнитных меток глубины.

Лаборатория в базовой конфигурации обеспечивает проведение ГИС методами радиоактивного, электрического, индукционного, акустического, электромагнитного и других видов исследований.

Станции семейства **КЕДР-02** включает (рис. 9): блок геофизический (**БГФ**), блок коммутации (**БК**), плоттер, универсальный источник питания

(УИП), источник бесперебойного питания (ИБП), блок глубины (БГ), датчик глубины импульсный (ДГИ-1), датчик меток глубины (ДМГ-1), компьютер.

Блоки БГФ, БК, УИП, плоттер подключаются к сети ~220В через источник бесперебойного питания.

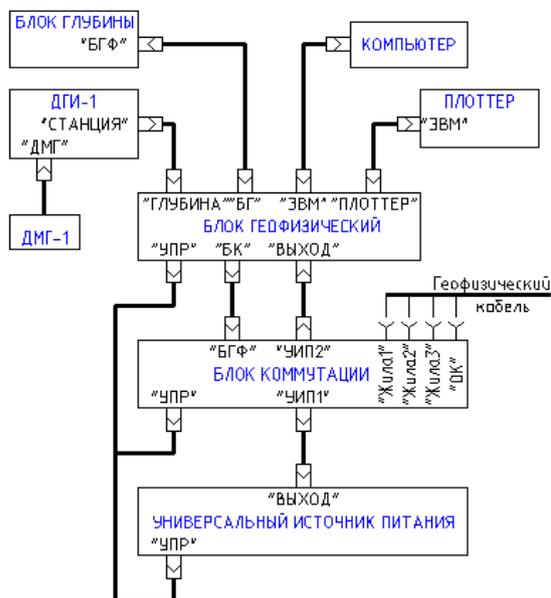


Рис. 9. Блок-схема «Кедр-02»

Рис. 10. Станция

Управление процессами исследований, обработка информации и оперативная визуализация осуществляется при помощи установленного на компьютере программного обеспечения с интуитивно понятным интерфейсом. Программное обеспечение работает с пользователем в многозадачном диалоговом режиме под управлением операционной системы Windows – NT.

Программное обеспечение поддерживает:

- цифровую регистрацию параметров с одновременной визуализацией;
- визуализацию и обработку сохраненной ранее информации;
- обмен информацией в форматах LAS, LIS, PLIS на дискетах, на магнитооптических дисках или через стандартные каналы обмена;

– выдачу протокола работы на скважине с регистрацией времени и технологических параметров.

Аппаратура лаборатории выполнена в блочном исполнении, каждый блок представляет функционально законченное устройство (см. рис. 10).

Блок геофизический (БГФ) обеспечивает непрерывный автоматический сбор телеметрической информации от скважинного прибора и ее декодирование. БГФ также выполняет измерение глубины и ее коррекцию по магнитным меткам с учетом коррекции ролика, вычисляет скорость движения скважинного прибора, а также регистрирует натяжения кабеля. Лаборатория работает с датчиками глубины импульсного типа (Кедр ДГИ-1) или сельсином. При работе с сельсином он питается от самой лаборатории напряжением 12 В, при этом информация с него принимается без использования сельсин-приемника. Входные аналоговые сигналы оцифровываются быстродействующим 14-разрядным аналого-цифровым преобразователем с максимальной частотой выборки 3МГц. После этого сигнал поступает на вход сигнального процессора, где он декодируется и передается для регистрации на компьютер. Кроме того, в БГФ находится источник управляющих напряжений (ИУН), представляющий собой источник постоянного тока с диапазоном выходного напряжения ± 250 В и тока ± 511 мА. Команды оператора на другие блоки транслируются также через БГФ по последовательному межблочному каналу обмена.

Универсальный источник питания (УИП), разработанный в фирме "Геофизмаш" является "самым универсальным" из всех известных в настоящее время источников питания геофизической аппаратуры. Он обеспечивает формирование стабилизированного постоянного, переменного (синусоидальной или прямоугольной формы) напряжения или тока, или смесь (переменный ток со сдвигом на постоянную составляющую).

Блок коммутации. Осуществляет необходимые коммутации между тремя жилами кабеля, двумя источниками питания и входами АЦП блока

геофизического, а также формирует кодовые импульсы, необходимые для управления некоторыми скважинными приборами.

Плоттер. Представление результатов измерений и обработки информации в виде каротажных диаграмм обеспечивает термоплоттер со следующими параметрами:

Ширина бумаги:	210...216 мм.
Разрешающая способность:	200 точек/дюйм.
Скорость вывода:	0,8 м/мин.

2.5. МЕТРОЛОГИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ПРОЕКТИРУЕМЫХ 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 высокочастотного изопараметрического индукционного каротажного зондирования ВИКИЗ осуществляется с применением специального набора тестирующих колец, по методике разработанной фирмой-изготовителем скважинной аппаратуры.

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 инклинометрии.

Метрологическая поверка и градуировка инклинометра *ИОН-1*, производится поверочной установкой УПИ-1.

Основным достоинствами установки являются пониженные требования к однородности магнитного поля Земли в месте ее расположения. Это достигается за счет конструктивных особенностей установки, обеспечивающих расположение датчика азимута инклинометра в одном месте при любых положениях скважинного прибора.

Установка обеспечивает:

- воспроизведение зенитных углов в диапазоне от 0° до 120° , с основной погрешностью 8 мин.
- воспроизведение азимута в диапазоне от 0° до 360° , с основной погрешностью 25 мин.
- воспроизведение угла ориентации корпуса скважинного прибора в диапазоне от 0° до 360° с основной погрешностью 30 мин.

Для размещения поверочных установок построено специальное здание из дерева на немагнитном фундаменте, все системы жизнеобеспечения также изготовлены из немагнитных материалов, все это обеспечивает высокую точность проведения поверки по магнитному полю Земли.

Метрологическое обеспечение разметки геофизического кабеля.

Осуществляется с помощью метрологической установки разметки кабеля УРС-10-10, позволяющей наносить магнитные метки глубины на броню геофизического кабеля на строго определенной мерной базе, с регулируемой величиной натяжения кабеля в процессе его промера. Установка автоматизирована и позволяет оперативно промерить геофизический кабель. Промер кабеля проводится с заданной периодичностью, исключающей ошибки в глубине связанные с вытяжкой кабеля.

При проведении ГИС на “обособленных” разведочных скважинах для разметки кабеля применяются мобильные установки ЛОТ-7М производства ЗАО “ГК Дельта-ЛОТ”.

Метрологическое обеспечение аппаратуры радиоактивного каротажа.

– Базовая поверочная установка УПК-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 предусматривает решение основных геологических задач, таких как литологическое расчленение разреза, выделение пластов-коллекторов, определение характера насыщения пластов и решение других задач исследования. Интерпретация будет проводиться с использованием петрофизических зависимостей Средневасюганского месторождения (Таблица 3).

Интерпретация диаграмм ПС.

По кривой ПС терригенные разности расчленяют на песчанистые и глинистые. Песчаникам соответствуют отрицательные аномалии $\Delta U_{ПС}$. Глинам соответствуют положительные аномалии $\Delta U_{ПС}$. С увеличением глинистости величина $\Delta U_{ПС}$ уменьшается.

Проницаемым породам так же соответствуют отрицательные аномалии $\Delta U_{ПС}$.

Определение глинистости:

Определялась по уравнению Стайбера:

$$K_{г\text{л_ст}} = 0.5 * (1 - \alpha_{ПС}) / (1.5 - (1 - \alpha_{ПС}));$$

$$\text{где } \alpha_{ПС} = \frac{\Delta U_{ПС}}{\Delta U_{ПС}^{max}}, \text{ доли ед.}$$

Определение пористости:

Пористость по ПС коллекторов горизонта Ю1 определялась с помощью связей типа керн – ГИС:

$$K_{п}=0.19677 \cdot A_{пс} + 0.022835 \quad R^2=0.93 \quad (1-2 \text{ тип коллектора});$$

$$K_{п}=0.125 \cdot A_{пс} + 0.058793 \quad R^2=0.92 \quad (3-4 \text{ тип коллектора});$$

Определение проницаемости:

Для определения проницаемости используется уравнение коллекторов Среднеvasюганского месторождения (табл.3).

Интерпретация методов электрического сопротивления.

УЭС пластовых вод ρ_v определяется их минерализацией, химическим составом, температурой и другими факторами. Этот параметр можно оценить непосредственно измерением в лабораторных условиях с внесением поправки за температуру, и используя метод ПС.

УЭС фильтрата промывочной жидкости $\rho_{ф}$ оценивается по сопротивлению ПЖ $\rho_{пж}$ с учетом температуры. Для утяжеленных растворов вносят поправки.

УЭС углеводородной фазы значительно превышают удельное сопротивление поровых растворов, поэтому электропроводность можно условно считать практически равной нулю.

УЭС чистых неглинистых пород $\rho_{вп}$ при 100%-ном заполнении пор УЭС ρ_v определяется соотношением $\rho_{вп} = P_{п} \cdot \rho_v$, где $P_{п}$ – параметр пористости, связанный с коэффициентом пористости породы $k_{п}$ и зависящий от литологического состава.

Интерпретация диаграмм БКЗ. БКЗ заключается в исследовании разрезов скважин комплектом однотипных зондов КС разной длины, с целью определения УЭС неизменной части пласта и параметров промежуточной зоны – ее диаметра. Принцип интерпретации результатов БКЗ состоит в построении фактической кривой БКЗ и сопоставлении ее с теоретическими кривыми, полученными для определенных параметров. Для

построения фактической кривой БКЗ необходимо выделить наиболее однородные пласты, для которых возможна количественная интерпретация. Толщину пластов определяют обычным способом по кривым КС с использованием малого зонда.

Интерпретация диаграмм БК.

Процесс обработки диаграмм БК проводится поэтапно:

а) проверка качества диаграмм. Заключается, прежде всего, в проверке записи нулевых и градуировочных сигналов, контрольных повторных замеров и перекрытий.

б) выделение объектов интерпретации. Особенности форм кривых сопротивления описаны в соответствующих руководствах .

в) снятие характерных значений ρ_k . Проводят способами, зависящими от строения пласта. Если пласт однородный по ρ , то против пласта отсчитывают средневзвешенное по толщине кажущееся сопротивление $\rho_{k.c.p.}$. Если пласт считается неоднородным, то против пласта отсчитывают продольное кажущееся сопротивление ρ_{kt} . Принцип определения истинного удельного сопротивления основан на изучении характера распределения электрического поля экранированного зонда БК.

г) введение поправки за влияние эксцентриситета зонда в скважине. Ее вводят в показания экранированных зондов с малым радиусом исследования. Показания зондов БК со средним и большим радиусом исследования не зависят от положения прибора в скважине.

д) введение поправки за ограниченную толщину пласта.

е) введение поправки за толщину пласта.

ж) введение поправки за влияние скважины.

з) введение поправки за влияние зоны проникновения фильтрата ПЖ.

Интерпретация диаграмм микрозондов.

Диаграммы микрозондов используют в основном для целей качественной интерпретации. Однако существует и принципиальная возможность количественного определения УЭС. Плотные непроницаемые

породы характеризуются общим высоким уровнем и изрезанностью кривой ρ_K , связанной с шероховатостью стенок скважины и неравномерностью прижатия электродов к породе. В пластах, образующих каверны, ρ_K получаемое микрзондами близко к сопротивлению ПЖ.

Интерпретация диаграмм индукционных зондов.

Метод служит для определения удельной электрической проводимости пород и основан на изучении вторичного электромагнитного поля, возникновение которого обусловлено вихревыми токами, индуцированными в породах с помощью искусственного электромагнитного поля.

Важным свойством индукционных зондов являются радиальные и вертикальные характеристики, показывающие изменение геометрических факторов участков среды по мере удаления их от зонда. Радиальные характеристики определяют радиус исследования зонда и степень влияния на его показания скважины, зоны проникновения и неизменённой части пласта. Вертикальная характеристика зонда даёт представление о степени влияния на его показания вмещающих пород.

Обработка и интерпретация диаграмм включает в себя следующие основные этапы:

а) проверка качества материалов. Качество диаграмм предварительно оценивают в соответствии с требованиями технических инструкций. Расхождения между данными БКЗ и величинами сопротивления, определёнными по ИК с внесением поправки за скважину и скин-эффект, не должны быть более + 10% для всех опорных пластов;

б) выделение объектов интерпретации и снятие значений кажущейся электрической проводимости. Базируется на анализе кривых кажущейся удельной проводимости σ_K , полученных для изучаемой среды разного строения.

Для пласта ограниченной толщины, залегающего в породах, имеющих одинаковое сопротивление снизу и сверху пласта, кривые σ_K имеют симметричную форму относительно середины пласта. При толщине пласта

более 2 метров его границы проводят по точкам, соответствующим середине аномалии σ_K ;

в) учет влияния скважин. Проводят при помощи палеточной зависимости геометрического фактора скважины G_C от её диаметра d_C ;

г) учёт влияния скин-эффекта. Позволяет перейти от снятого с диаграммы значения σ_K к значению ρ_K для того же пласта. Поправку за скин-эффект вводят после введения поправки за влияние скважин;

д) учёт влияния ограниченной толщины пласта. Необходим для приведения показаний индукционного метода к условиям пласта неограниченной толщины;

Интерпретация ГК

Гамма-метод позволяет судить о радиоактивности горных пород и используется для расчленения геологического разреза, оценки глинистости, выделения и оценки радиоактивности пород. Скважинный прибор ГК содержит детектор и электронную схему для регистрации числа импульсов за единицу времени. Показания прибора зависят от содержания U, Th, K в породе и среде, заполняющей скважину, от толщины и материала корпуса прибора, спектральной чувствительности детектора.

Важнейшие особенности кривой интенсивности гамма-излучения I_γ : аномалия симметрична, при $h > 1m$ I_γ в середине пласта практически равна показаниям I_γ^∞ при $h = \infty$. Влияние скважины на результаты ГК обусловлено поглощением излучения пласта скважины и вкладом в I_γ квантов, возникающих в скважине. Это влияние определяется коэффициентом линейного поглощения раствора μ_R , его плотность δ_R и удельной активности. Кроме поправки за скважину в измеренные значения вводят поправку за глинистую корку и исключают фон прибора.

Интерпретация данных НГК

При интерпретации данных НКТ выделение пластов, отсчет показаний и их исправление за влияние интегрирующей ячейки (поправка за $v\tau_j$)

проводят так же, как и при ГК. Затем вычитают естественный фон, определяют кажущуюся пористость пласта по палеткам зависимости I/I_B от $k_{П}$ для чистого водоносного известняка и соответствующего диаметра скважины, учитывают нестандартность скважинных условий (учитывается влияние ПЖ которое складывается из различных параметров: водородного индекса раствора ω_p , его плотности δ_p , излучающей способности ν_p и сечения поглощения тепловых нейтронов, зависящего в основном то содержания хлора и железа, влияние промежуточного слоя - глинистая корка или отход прибора от стенки), учитывают особенности пласта (вводится поправка за основной минеральный состав скелета, за примеси элементов с высоким сечением поглощения нейтронов, за влияние остаточного газонасыщения в зоне проникновения, за температуру и давление в пласте и скважине).

Количественное определение коэффициентов газонасыщенности по данным стационарного НМ основано на использовании уравнения

$$k_{Г} = (k_{П} - k_{П,K} + k_{ГЛ} \omega_{ГЛ} + \Delta\omega_{ПЛ}) / [k_{П}(1 - \omega_{Г})].$$

Погрешность определения $k_{п}$ по стационарным нейтронным методам в разных условиях составляет примерно 1,5 - 3,5 %.

Интерпретация данных АК.

Определение коэффициента пористости.

$$K_{па} = 0.01148 * ((D_{Тн} - 180) * (1.482 * A_{ps} + 0.404))^{0.588} \text{ (Тип 1,2)}$$

$$K_{па} = 0.01148 * ((D_{Тн} - 196) * (1.482 * A_{ps} + 0.404))^{0.588} \text{ (Тип 3,4)}$$

Характер насыщения коллекторов

Определение насыщения по АК зависит от изменения скорости и затухания упругих волн. Газоносные коллекторы отмечаются большими затуханиями упругих волн, чем в коллекторах, содержащие флюид, а нефтеносные коллектора меньшими скоростями, по-сравнению с водоносными.

Определение водонефтяного контакта

По АК контакт выделяется по различию акустических свойств флюидов. Газ и нефть отмечаются быстрым затуханием и низкими скоростями упругих волн соответственно.

3. СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

Петрофизические типы коллекторов пластов Ю1 Средневазюганского нефтяного месторождения

3.1. АКТУАЛЬНОСТЬ И ЦЕЛЬ ИССЛЕДОВАНИЯ

Месторождения углеводородов юго-востока Западно-Сибирской плиты характеризуются сложным строением коллекторов. В ряде случаев, в границах одного пласта выделяются две-три неоднородности, отличающиеся по фильтрационно-емкостным свойствам (ФЕС) коллекторов. Использование в этом случае обобщенных для всего пласта петрофизических уравнений, полученных без учета неоднородности пласта, может привести к ошибкам интерпретации данных геофизических исследований скважин (ГИС). Выявление неоднородностей (типов) коллекторов, определение для них частных петрофизических уравнений является *актуальной задачей*.

Цель исследования – выявить петрофизические типы коллекторов пласта Ю1 Средневазюганского нефтяного месторождения, оценить для них применимость петрофизических уравнений.

Исходными материалами для исследования послужили литологическое описание и результаты определения ФЕС (пористость, проницаемость, остаточная водонасыщенность) пласта Ю1 Средневазюганского нефтяного месторождения, полученные ООО «Томскгазпромгеофизика».

3.2. ЛИТОЛОГИЯ И ТИПЫ КОЛЛЕКТОРОВ ПРОДУКТИВНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

По пластам Ю₁², Ю₁³ были изучены гранулометрический и петрографический составы, физические свойства (пористость, проницаемость, остаточная водонасыщенность).

Поровое пространство в песчаниках сформировано сложным сочетанием свободных межзерновых пор, внутризерновых пор выщелачивания и микропор между пакетами каолинита /2ф/.

Пласт Ю₁². Представлен мелко-среднезернистыми и мелко-тонкозернистыми кварц-полевошпатовыми песчаниками с примесью алевритовой фракции. Отмечается внутризерновая пористость по полевым шпатам. Состав цемента каолинитовый, содержание до 20%, тип цементации пленочный, поровый, участками базальный.

Пласт Ю₁³. Представлен кварц-полевошпатовыми песчаниками, преимущественно мелкозернистыми с примесью тонкозернистых фракций. Алевролитами серыми, песчанистыми, разнослоистыми. Состав цемента каолинитовый, содержание до 30%, тип цементации пленочный, поровый, участками базальный.

Типы коллекторов. Определение типов коллекторов горизонта Ю1 Среднеvasюганского месторождения было проведено по всей имеющейся геолого-геофизической информации. По описанию керна и шлифов установлено, что во всех пластах горизонта Ю1 отмечаются песчаники от мелко-среднезернистых до тонкозернистых и алевролитов. Отмечается внутризерновая пористость по полевым шпатам.

По гистограммам распределения пористости, проницаемости, остаточной водонасыщенности (рис.11, 12, 13) западный купол обладает лучшими фильтрационно-емкостными свойствами. Практически во всех скважинах при довольно высокой средней пористости (18-19%) отмечается повышенное содержание остаточной водонасыщенности, что не характерно для таких величин пористости. Повышенное содержание остаточной водонасыщенности объясняется внутризерновой пористостью измененных ПШ и глинистых минералов, которая установлена по описанию шлифов.

Изучение литолого-физических свойств коллекторов, статистический анализ кернового материала горизонта Ю1 Среднеvasюганского месторождения позволили выделить четыре типа коллекторов:

- **1 *тип*** коллектора – мелко-среднезернистые песчаники;
- **2 *тип*** коллектора – мелко-среднезернистые песчаники с внутризерновой пористостью полевых шпатов;

- **3 тип** коллектора - тонкозернистые песчаники.
- **4 тип** коллектора - песчаники с высокой остаточной водонасыщенностью и низкой проницаемостью.

Для реализации компьютерной обработки введен дополнительный тип:

0 тип- отсутствие коллектора.

Первый тип коллектора характеризуется: пористостью 17-20%, остаточной водонасыщенностью 18-30%, проницаемостью 20 - 300 мД.

Второй тип коллектора характеризуется: пористостью 13-22%, остаточной водонасыщенностью 30-53%, проницаемостью до 200 мД.

Третий тип коллектора характеризуется: пористостью 12-17%, остаточной водонасыщенностью 53-65%, проницаемостью до 3 мД.

Четвертый тип коллектора характеризуется: пористостью до 15%, остаточной водонасыщенностью больше 65%, проницаемостью меньше 1 мД.

Первый тип коллектора относится к не измененным породам и встречается редко. Второй тип коллектора отличается от первого наличием внутризерновой пористости и приурочен преимущественно к пласту Ю₁², третий и четвертый типы коллекторов носят подчиненный характер. В пласте Ю₁³ развит преимущественно третий тип коллектора, а второй тип коллектора носит подчиненный характер.

На графиках сопоставления пористости с проницаемостью и пористости с остаточной водонасыщенностью по пласту Ю₁² (рис.14) выделяются 3 тренда:

$$K_{по} = 1.9285 * \ln(K_{пр}) + 8.4699 \quad R^2 = 0.88 \text{ (Тип 1);}$$

$$K_{по} = 1.7019 * \ln(K_{пр}) + 11.698 \quad R^2 = 0.86 \text{ (Тип 2);}$$

$$K_{по} = 1.7041 * \ln(K_{пр}) + 14.505 \quad R^2 = 0.88 \text{ (Тип 3, 4);}$$

$$K_{во} = 1550.8 / K_{по}^{1.2966} \quad R^2 = 0.74 \text{ (Тип 1);}$$

$$K_{во} = 27202 / K_{по}^{2.4499} \quad R^2 = 0.5 \text{ (Тип 2);}$$

$$K_{во} = 771.69 / K_{по}^{0.9473} \quad R^2 = 0.8 \text{ (Тип 3);}$$

Четвертый тип коллектора выделен условно из третьего при проницаемости (K_{пр}) меньше 1 мД. Параллельный сдвиг графиков 1 и 2

типов объясняется наличием внутризерновой пористости в полевых шпатах. Внутризерновая пористость увеличивает пористость на 2-3 %, остаточную водонасыщенность до 10%. Вторичные изменения в песчанике на проницаемость повлияли незначительно.

По пласту Ю₁³ графики сопоставления К_{по} и К_{пр} представлены на рисунке 15:

$$K_{по} = 1.5969 * \ln(K_{пр}) + 11.421 \quad R^2 = 0.76 \text{ (Тип 2);}$$

$$K_{по} = 1.9748 * \ln(K_{пр}) + 13.439 \quad R^2 = 0.85 \text{ (Тип 3);}$$

Из данных рис. 4 и 5 можно заключить, что объективность выделения петрофизических типов коллекторов лучше всего видно по корреляционным зависимостям между фильтрационно-емкостными свойствами коллектора – пористостью, проницаемостью и остаточной водонасыщенностью. Экспериментальные точки и линии тренда отдельных типов обособлены, не перекрываются. Чаще всего линии тренда имеют одинаковый наклон, но располагаются или друг под другом (К_{ов}-К_п), или сдвигаются по одной из осей, чаще всего по оси проницаемости.

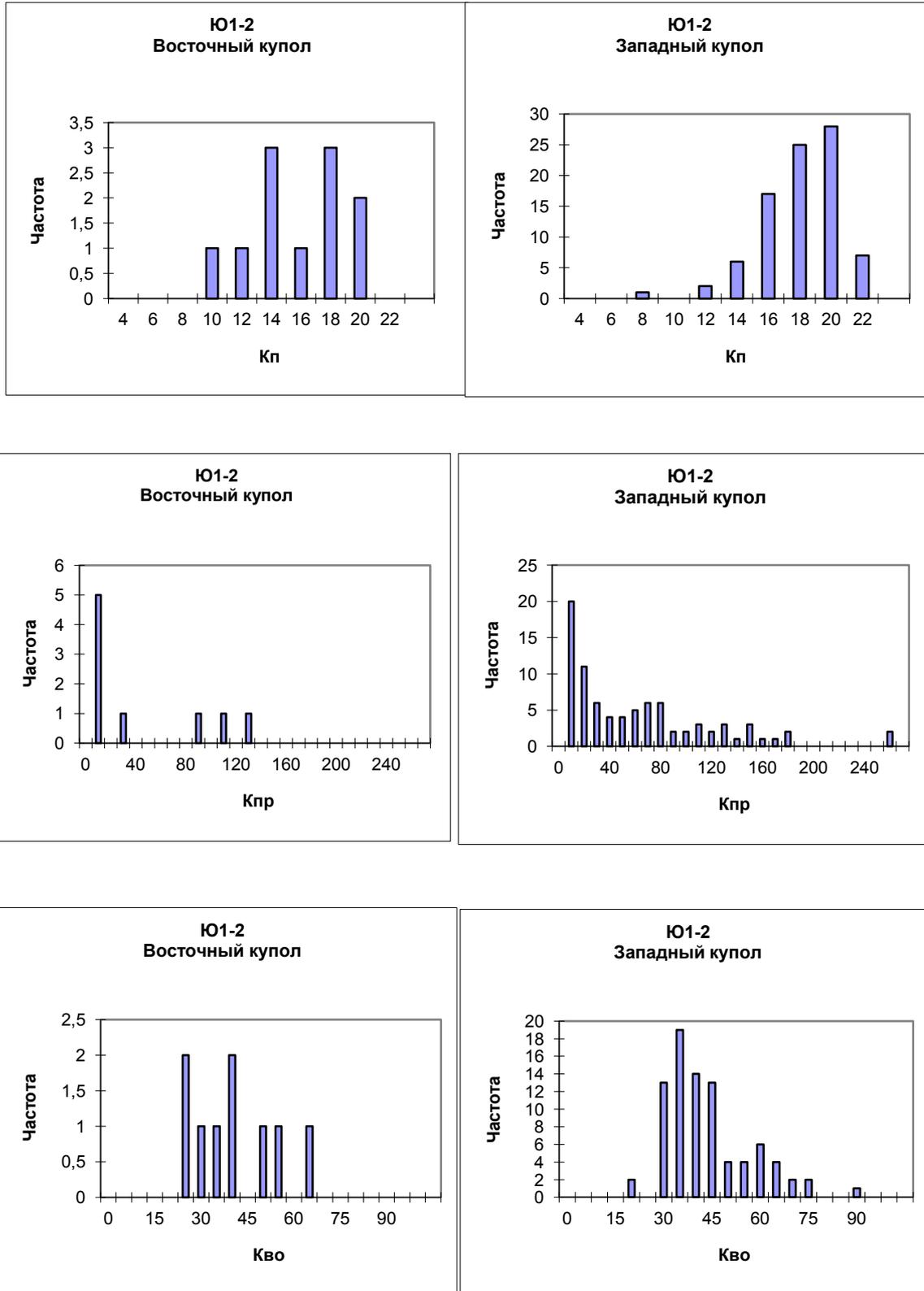


Рис.11. Гистограммы распределения пористости, проницаемости, остаточной водонасыщенности пласта Ю1-2 по куполам.

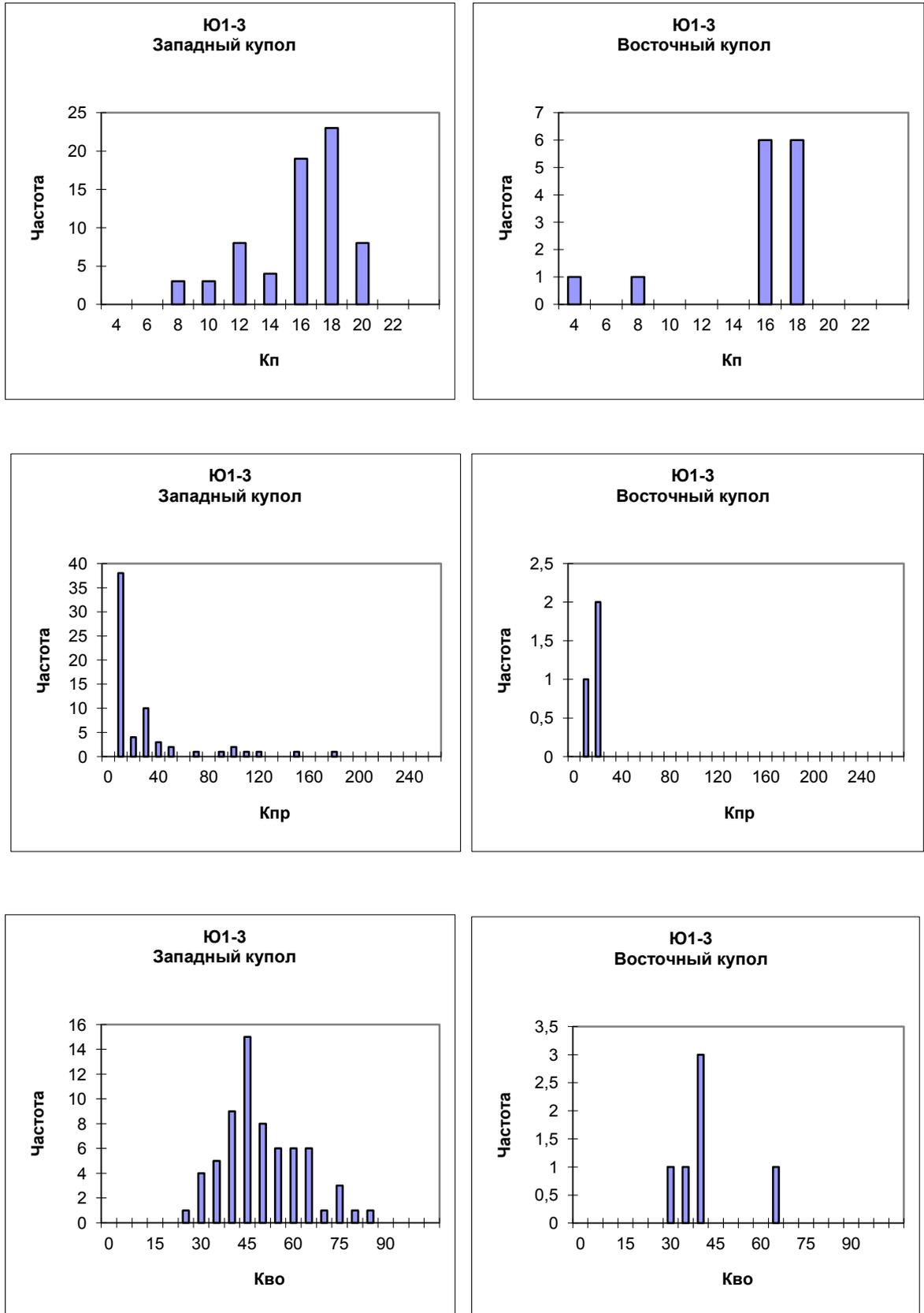


Рис. 12. Гистограммы распределения пористости, проницаемости, остаточной водонасыщенности пласта Ю1-3 по куполам.

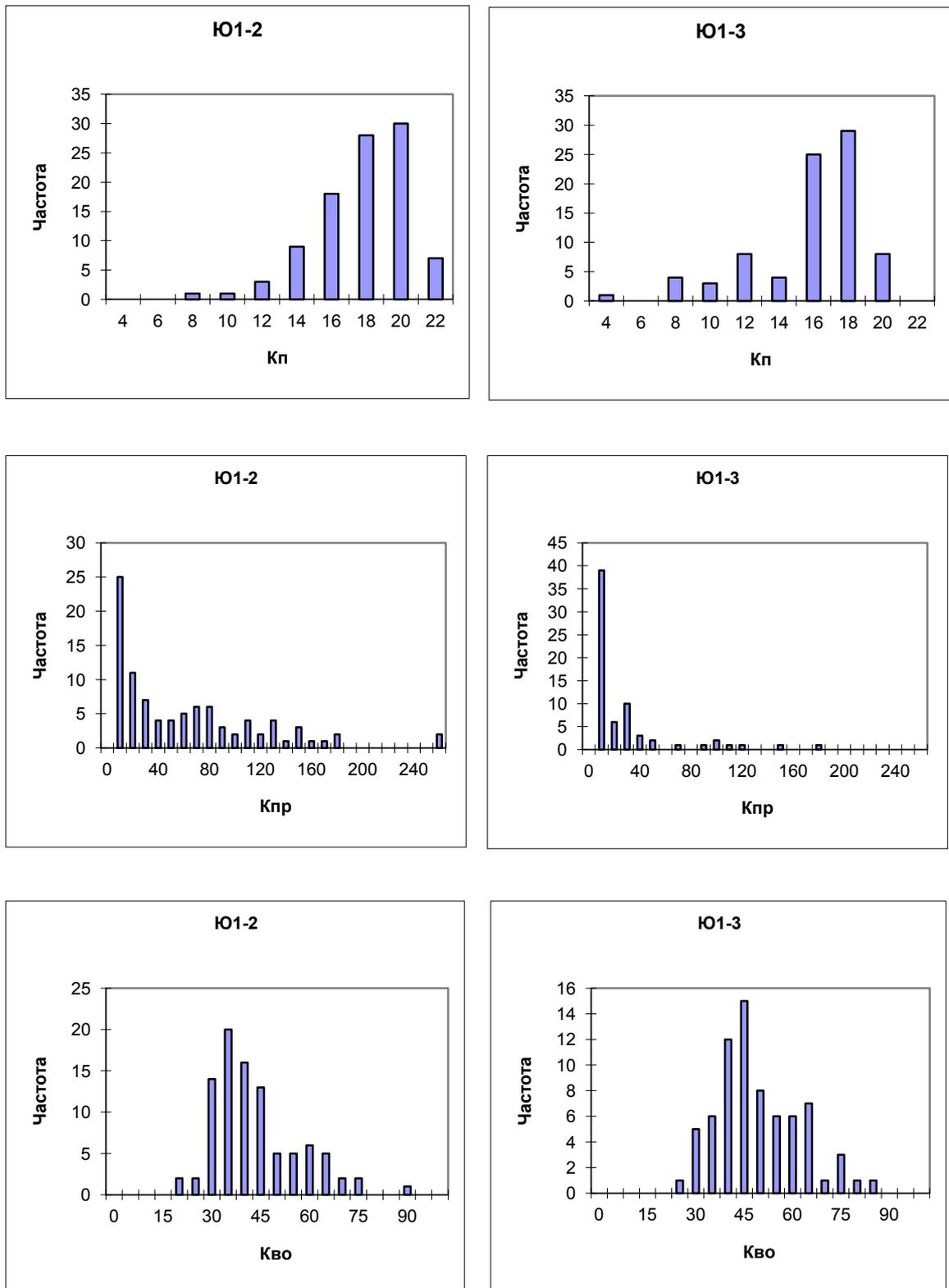


Рис. 13. Гистограммы распределения пористости, проницаемости, остаточной водонасыщенности пластов Ю1-2 и Ю1-3 по месторождению.

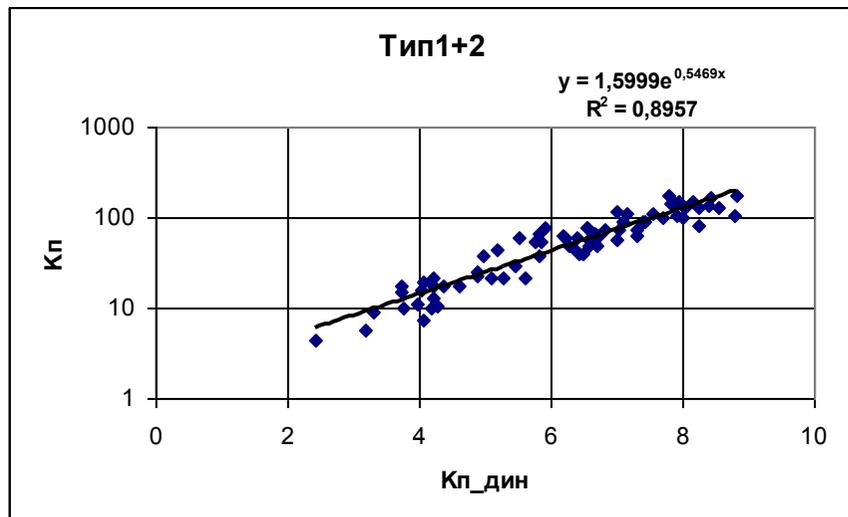
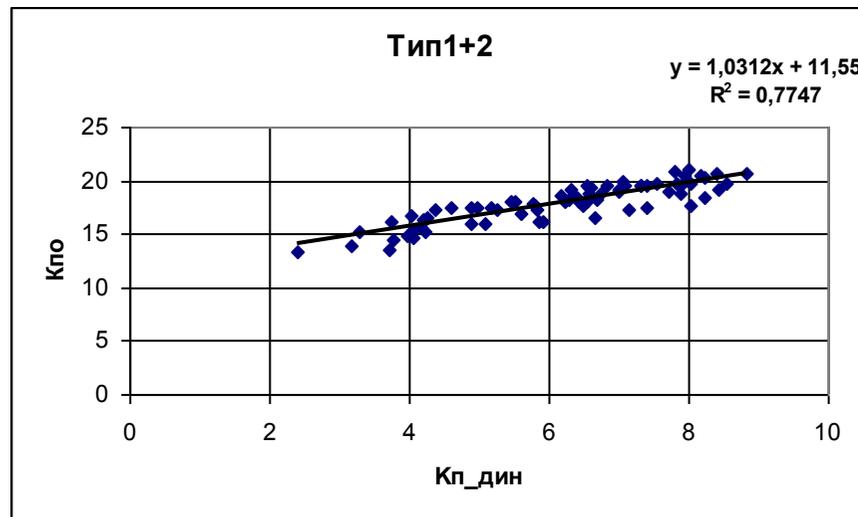
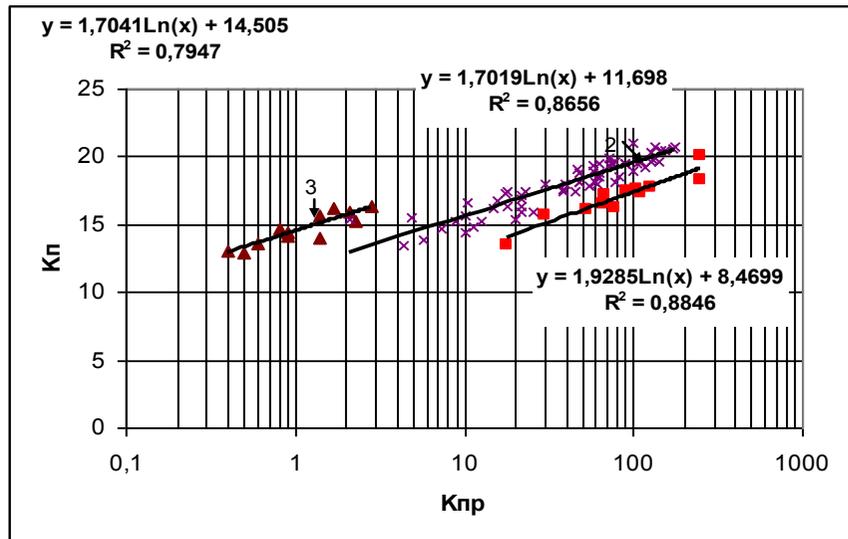
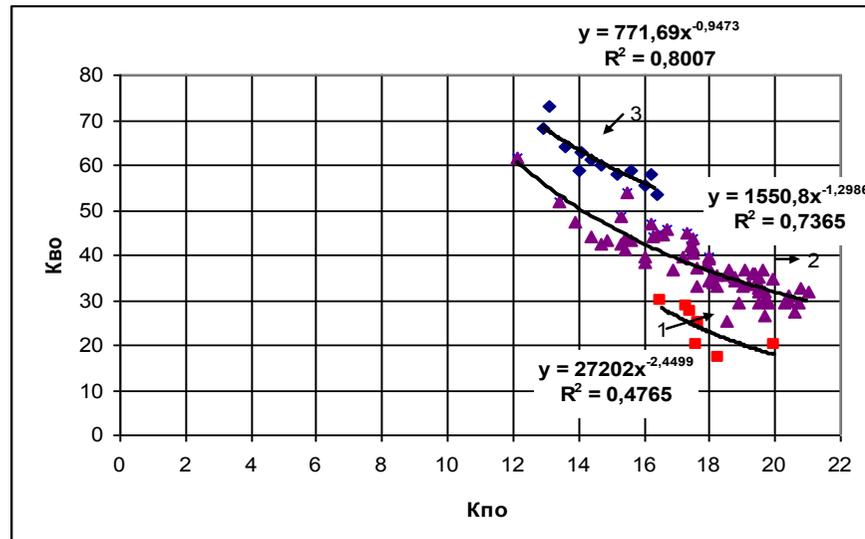


Рис. 14. Сопоставление коллекторских свойств по пласту Ю1-2 и определение предела коллектора по динамической пористости.

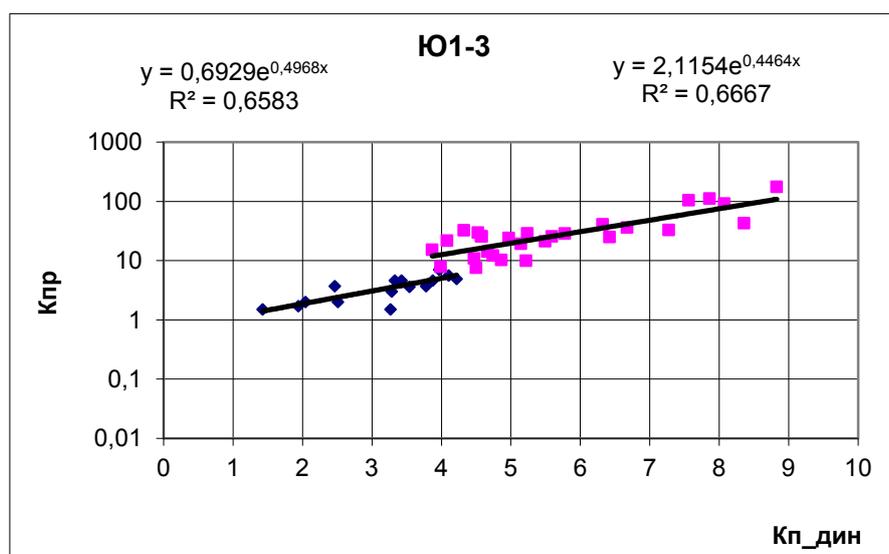
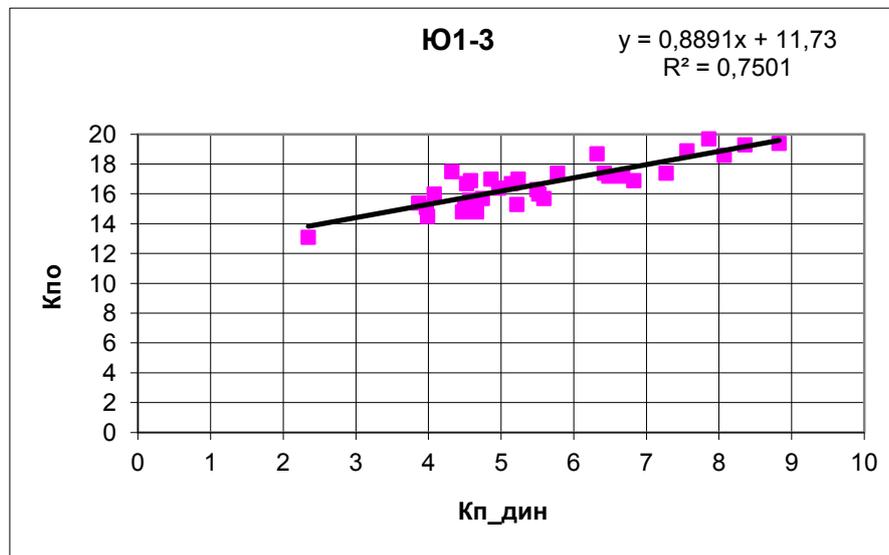
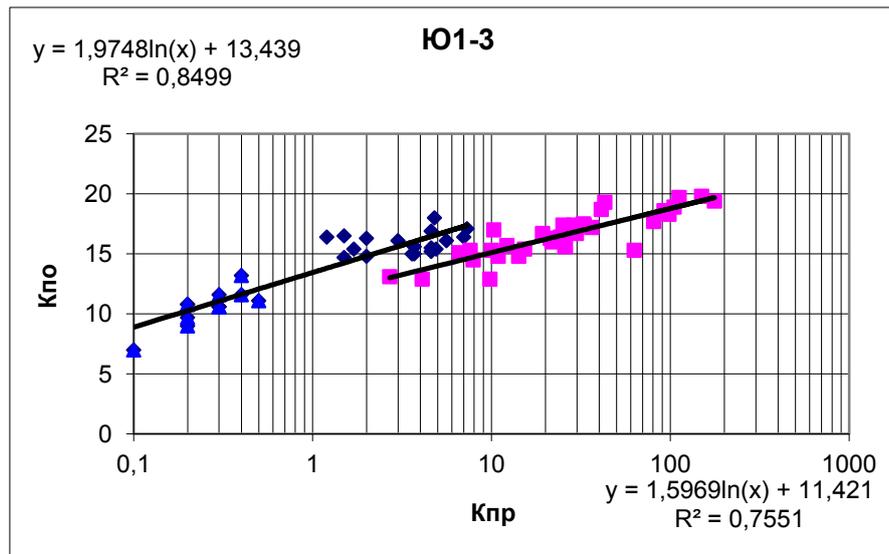


Рис. 15. Сопоставления $K_{по}$ и $K_{пр}$ по пласту Ю1-3 и определение граничных значений по динамической пористости.

3.3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ И НЕФТЕНАСЫЩЕННОСТИ ПЛАСТОВ

Фильтрационно – емкостные свойства и нефтегазонасыщенность пластов по данным ГИС определяются с применением петрофизических связей между свойствами коллекторов, с одной стороны, и геофизическими параметрами, с другой. Поскольку ФЕС у выделенных типов коллекторов разные, то петрофизические уравнения будут различаться для разных типов коллекторов, что можно видеть из ниже приведенных уравнений.

Пористость. Для определения пористости (K_p) использованы методы ПС и АК (акустический каротаж).

Пористость по ПС коллекторов горизонта Ю1 определялась с помощью связей типа керн – ГИС (рис. 16):

$$K_{пс} = 0.19677 * A_{пс} + 0.022835 \quad R^2 = 0.93 \quad (1-2 \text{ тип коллектора});$$

$$K_{пс} = 0.125 * A_{пс} + 0.058793 \quad R^2 = 0.92 \quad (3-4 \text{ тип коллектора});$$

Пористость по АК определялась по формуле Фоменко:

$$K_{пак} = 0.01 * ((DT - 180) * (1.482 * A_{пс} + 0.404)) * 0.588. \quad (1-2 \text{ тип коллектора})$$

$$K_{пак} = 0.01 * ((DT - 196) * (1.482 * A_{пс} + 0.404)) * 0.588. \quad (3-4 \text{ тип коллектора})$$

Нейтронный гамма каротаж для определения пористости не использовался ввиду повышенной алевритовости и углистости разреза.

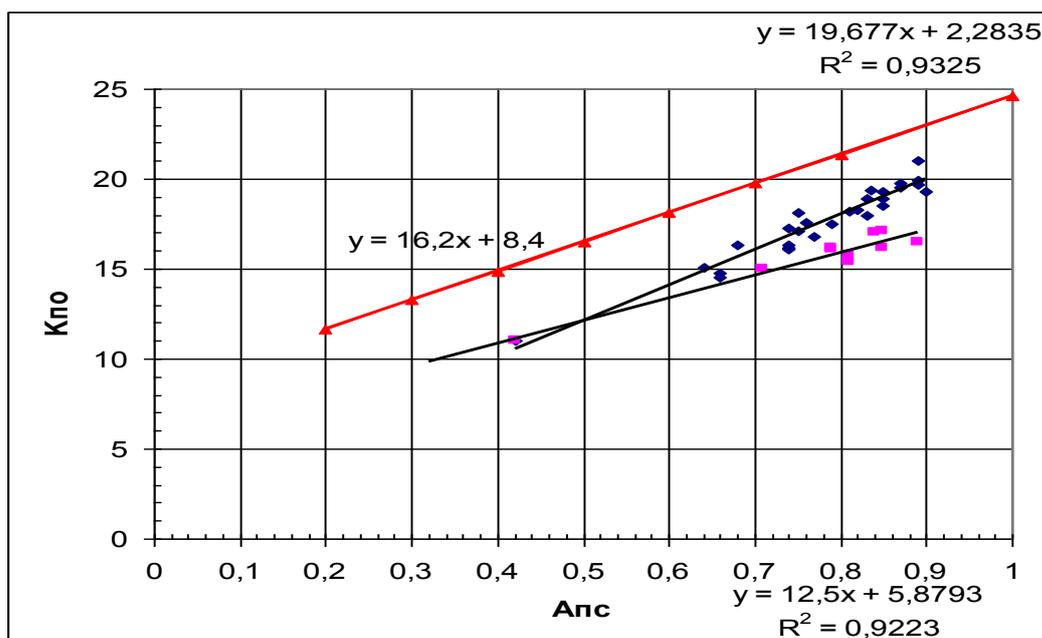


Рис. 16. Зависимость относительной амплитуды ПС ($A_{пс}$) от пористости для 2-го и 3-го типов коллекторов. Красной линией показана зависимость из отчета 2003 года.

Глинистость. Глинистость пластов определялась по методу ПС, по уравнению Стайбера:

$$K_{гл_ст}=0.5*(1-A_{пс})/(1.5-(1-A_{пс}));$$

и по методу ГК по уравнению Ларионова:

$$K_{гл_лар}=0.8*D_{гк}^{**1.4}$$

Коэффициент нефтенасыщенности. Для определения коэффициента нефтенасыщенности применена стандартная методика. При этом использованы петрофизические связи, полученные на керновом материале.

Вычисления проводились по зависимостям в следующей последовательности:

1. Определяется параметр пористости ($P_{п}$) по коэффициенту пористости:

$$P_{п}=1.201/K_{п}^{1.522} \text{ (Ю}_1^2, \text{ тип 2);}$$
$$P_{п}=1.0929/K_{п}^{1.7399} \text{ (Ю}_1^2, \text{ тип 1, 3, 4);}$$
$$P_{п}=1.0567/K_{п}^{1.7995} \text{ (Ю}_1^3)$$

Определяется УЭС пласта при 100% - м водонасыщении: $\rho_{вп} = P_{п} \rho_{в}$. УЭС пластовой воды ($\rho_{в}$) по данным анализа пластовых вод равно 0,0569 Омм.

2. Определяется параметр насыщения $P_{н} = \rho_{п} / \rho_{вп}$.
3. Коэффициент водонасыщенности ($K_{в}$) рассчитывается по зависимости:

$$P_{н}=1.0116/K_{в}^{1.949} \text{ (Ю}_1^2);$$
$$P_{н}=1.281/K_{в}^{1.6401} \text{ (Ю}_1^3).$$

Коэффициент нефтегазонасыщенности $K_{нг} = 1 - K_{в}$.

В приведенных выше формулах значения $K_{п}$, $K_{в}$, $K_{нг}$ выражены в долях единицы.

Коэффициент проницаемости. Для определения проницаемости коллекторов использовался график зависимости между проницаемостью и пористостью (рис. 14, 15).

Для пласта Ю₁²: $K_{пр} = \text{EXP}((K_{п} - 8.4699)/1.9285)$ (Тип 1);

$$K_{пр} = \text{EXP}((K_{п} - 11.698)/1.7019)$$
 (Тип 2);

$$K_{пр} = \text{EXP}((K_{п} - 14,505)/1.7014)$$
 (Тип 3,4).

Для пласта Ю₁³: $K_{пр} = \text{EXP}((K_{п} - 11.421)/1.5969)$ (Тип2);

$$K_{пр} = \text{EXP}((K_{п} - 13.439)/1.9748)$$
 (Тип3).

3.4. ТИПЫ КОЛЛЕКТОРОВ.

Для построения связей ГИС-керна Среднеvasюганского месторождения, позволяющих проводить оценку типов коллекторов, имеющегося количества анализов по методам ядерного материала недостаточно (отсутствуют анализы зерна по гранулометрии, гамма-активности и АДА образцов). Сопоставление зерн – ГИС (вынесение зерна на планшеты) показало, что метод ГК наиболее дифференцирует типы коллекторов. На примере скважины 14Р в пласте Ю1-2 по зерну выделяются 3 типа коллекторов (рис 17):

- 2418.2-2418.8 - II тип коллектора, Дгк от 0.01 до 0.2, Апс от 0.85 до 0.916;

- 2419.4- 2420.8 - IV тип коллектора, Дгк до 0.4, Апс до 0.82;

- 2422.2-2426 - III тип коллектора, Дгк от 0.24 до 0.37, Апс от 0.825 до 0.9.

Четвертый тип коллектора выделяется, совместно с ГК и ПС, по характерному снижению УЭС до значения вмещающих глин или нижележащего водонасыщенного пласта. Второй и третий типы различаются аналогично пластам Ю1-3а и Ю1-3б незначительным уменьшением ΔУпс, уменьшение аномалии ГК. Первый тип коллектора в разрезе скважин встречается редко, примером может служить пропласток в кровле пласта Ю₁², скважины 8Р.

Для определения граничных значений **Дгк** для типов коллекторов была использована связь **Дгк** с медианным диаметром зерна и на ее основе составлена таблица характеристики типов коллекторов (табл.5):

$$\mathbf{Дгк = - 0.1534*Ln(D_zerna) - 0.0546;}$$

Петрофизические и геофизические критерии отнесения коллекторов к определенному типу .

Тип	Кп % (кern)	Кпр mD (кern)	Кво % (кern)	Апс	Дгк	БК	Примечание
I	17-20	20-300	18-30	>0.9	0-0.06		
II	13-22	4-200	25-53	>0.75	0.06-0.2		
III	12-17	1-4	53-65	0.7-0.9	0.2-0.41		
IV	<15	<1	>65	<0.8	>0.41	низкое	БК снижение значения до вмещающих глин

Песчаники пласта Ю1-2 преимущественно относятся к II типу коллектора, а пласта Ю1-3 к III типу коллектора.

3.5. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Таким образом, проведенное исследование показало:

1. Пласт Ю1 на Среднеvasюганском нефтяном месторождении неоднороден, в его границах выделяется четыре типа коллекторов.

2. Различные типы коллекторов различаются значениями ФЕС (пористости, проницаемости, остаточной водонасыщенности), корреляционными зависимостями между вышеперечисленными параметрами, уравнениями связи пористости с Апс и электрическим параметром пористости.

3. Выявлены геофизические критерии (ПС, ГК, БК) отнесения коллектора к определенному типу.

4. Разделение коллектора Ю1 на типы и использование уравнений связи «геофизический параметр – свойства коллектора» для конкретных типов позволит увеличить однозначность интерпретации данных ГИС при оценке ФЕС и насыщения коллекторов.

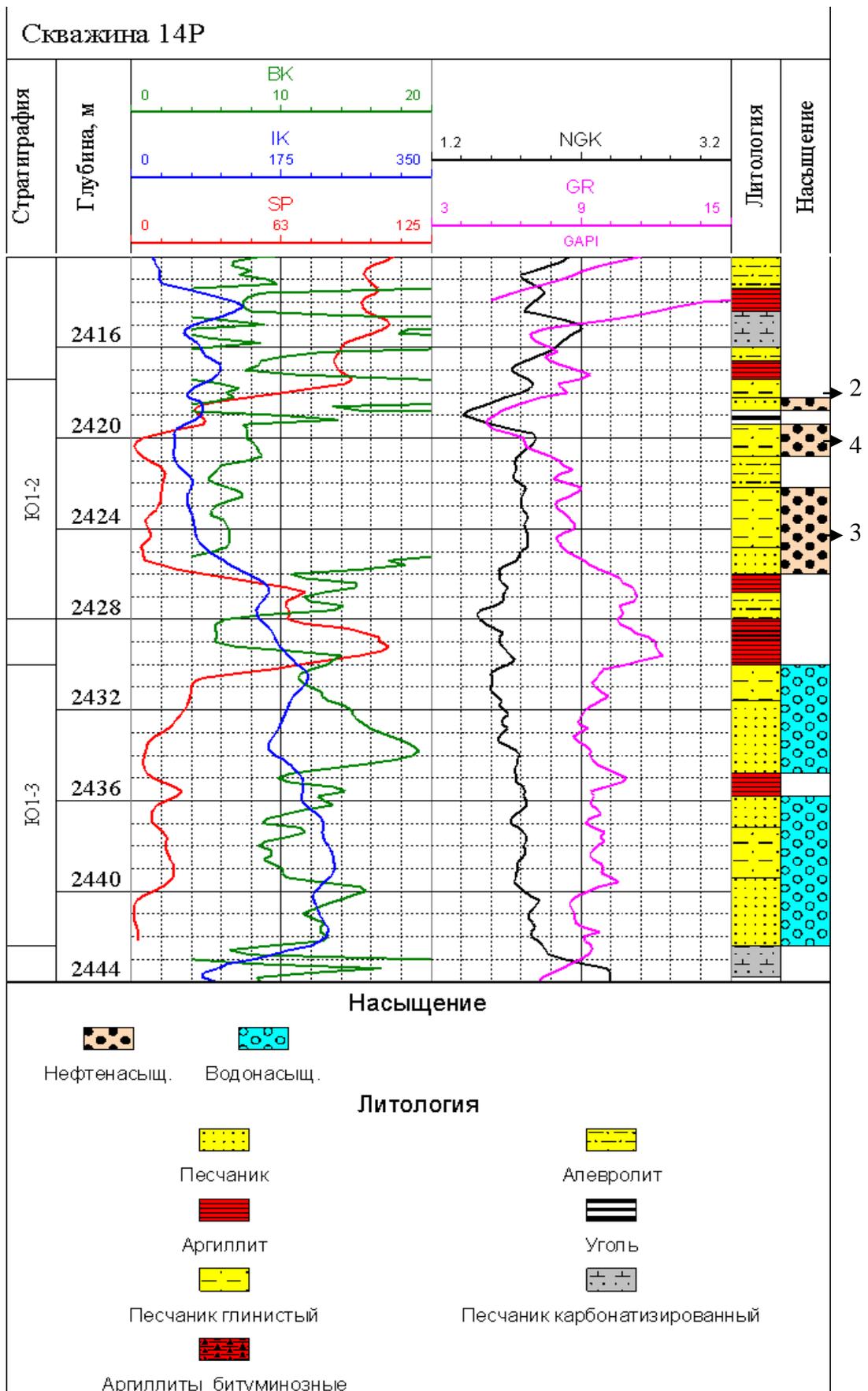


Рис. 17. Выделение типов коллекторов на примере скв.14. Цифры у колонки насыщения – типы коллектора.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Безопасность жизнедеятельности. Безопасность технологических процессов и производств (Охрана труда). Учеб. пос. для вузов// П. П. Кукин, В. Л. Лапшин и др.-М.: Высш. Шк., 1999г.-318 с.
2. Безопасность жизнедеятельности. Учебник для вузов/ С.В. Белов, А.В. Ильницкая, А.Ф. Козьянов и др.: Под общ. ред. С.В.Белова. 2-е изд., испр. и доп.- М.: высш.шк., 1999г.-448с.
3. Бувевич А.С. Компьютеризированный аппаратно-методический комплекс для геофизических исследований, действующих скважин.- Тверь.: Тверьгеофизика,1998г.
4. Геофизические методы исследования / под ред. В.К. Хмелевского. - М.: Недра, 1988г.
5. Дахнов В.Н. "Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщение горных пород". М., Недра, 1975г.
6. Ерофеев Л.Я., Вахромеев Г.С, Зинченко В.С., Номоконова Г.Г. Физика горных пород: учебник для вузов. – Томск: Изд-во ТПУ, 2006г.
7. Итенберг С.С., Дахкильгов Т.Г. Геофизические исследования в скважинах. М., Недра, 1982г.
8. Итенберг С.С. Интерпретация результатов геофизических исследований скважин. М.: Недра, 1987г.
9. Интерпретация результатов геофизических исследований нефтяных и газовых скважин. Справочник. Под ред. В.М. Добрынина. – М.: Недра 1998г.
10. Комплексование методов разведочной геофизики: Справочник геофизика/Под ред. В.В.Бродового, А.А. Никитина. – М.: Недра, 1984г.
11. ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
12. ГОСТ 12.1.019-79 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
13. ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Защитное заземление, зануление.
14. ГОСТ 12.2.062-81 ССБТ. Оборудование производственное. Ограждения защитные.
15. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.
16. ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
17. ГОСТ 12.4.125-83 ССБТ. Средства коллективной защиты работающих от воздействия механических факторов. Классификация.
18. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны (01.01.89).
19. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
20. ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования (01.07.92).
21. ОСПОРБ – 99. Основные санитарные правила обеспечения радиационной безопасности.
22. ППБ 01-03. Правила пожарной безопасности в Российской Федерации. – М.: Министерство Российской Федерации по делам гражданской обороны, чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий стихийных бедствий, 2003.
23. ПУЭ. Правила устройства электроустановок. 7-е изд. с изм. и дополн. – Новос: Сибирс. универ. изд-во, 2006. – 512 с.
24. СНиП 2.04.05-91. Отопление, вентиляция и кондиционирование.
25. СНиП 23-05-95. Естественное и искусственное освещение.
26. СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.

27. СН 2.2.4/2.1.8.562-96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки. М.: Минздрав России, 1997.
28. СНиП 21-01-97. Пожарная безопасность зданий и сооружений. М.: Гострой России, 1997. – с. 12.
29. СанПиН 2.2.2/2.4. 1340-03. Санитарно-эпидемиологические правила и нормативы «Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы». – М.: Госкомсанэпиднадзор, 2003.
30. Техническая инструкция по проведению геофизических исследований в скважинах - М.: Недра, 2001.
31. Е. В. Семенов, Т. Е. Крутова, Р. Р. Галеев и др. Литолого-плотностной каротаж двухзондовыми установками гамма-гамма-каротажа // НТВ «Каротажник». Тверь: Изд. АИС. 2005. Вып. 137-138.
32. В. Р. Хаматдинов, В. А. Велижанин и др. Спектрометрическая аппаратура литолого-плотностного гамма-гамма-каротажа серии СГПЛ: технологические особенности и результаты производственных испытаний // НТВ «Каротажник». Тверь: Изд. АИС. 2005. Вып. 129.
33. В. Р. Хаматдинов, В. А. Велижанин и др. Спектрометрическая аппаратура литолого-плотностного гамма-гамма-каротажа нефтегазовых скважин // НТВ «Каротажник». Тверь: Изд. АИС. 2005. Вып. 141.

