

Планируемые результаты обучения

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>
<i>Универсальные компетенции</i>	
P1	Применять математические, естественнонаучные, социально-экономические и инженерные знания в профессиональной деятельности
P2	Анализировать основные тенденции правовых, социальных и культурных аспектов инновационной профессиональной деятельности, демонстрировать компетентность в вопросах здоровья и безопасности жизнедеятельности и понимание экологических последствий профессиональной деятельности
P3	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности
P4	Идентифицировать, формулировать, решать и оформлять профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий
<i>Профессиональные компетенции</i>	
P5	Разрабатывать технологические процессы на всех стадиях геологической разведки и разработки месторождений полезных ископаемых, внедрять и эксплуатировать высокотехнологическое оборудование
P6	Ответственно использовать инновационные методы, средства, технологии в практической деятельности, следуя принципам эффективности и безопасности технологических процессов в глобальном, экономическом, экологическом и социальном контексте
P7	Применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей документации на проведение геологической разведки и осуществления этих проектов
P8	Определять, систематизировать и получать необходимые данные с использованием современных методов, средств, технологий в инженерной практике
P9	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов на основе современных методов моделирования и компьютерных технологий
P10	Эффективно работать индивидуально, в качестве члена команды по междисциплинарной тематике, а также руководить командой для решения профессиональных инновационных задач в соответствии с требованиями корпоративной культуры предприятия и толерантности
P11	Проводить маркетинговые исследования и разрабатывать предложения по повышению эффективности использования производственных и природных ресурсов с учетом современных принципов производственного менеджмента, осуществлять контроль технологических процессов геологической разведки и разработки месторождений полезных ископаемых

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт природных ресурсов

Направление подготовки (специальность) 21.05.03 Технология геологической разведки, специальность «Геофизические методы поисков и разведки месторождений полезных ископаемых»

Кафедра геофизики

УТВЕРЖДАЮ:

Зав. кафедрой

(Подпись) _____ (Дата) Гусев Е.В.
(Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Дипломного проекта

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
2212	Бондаренко Владимиру Викторовичу

Тема работы:

Геофизические исследования скважин с целью выявления коллекторов и оценки их фильтрационно-емкостных свойств на Ватинском месторождении нефти (Ханты-Мансийский автономный округ)

Утверждена приказом директора (дата, номер) № 2322/С от 24.03.2016 г.

Срок сдачи студентом выполненной работы:

09.06.2016

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Материалы преддипломной геофизической практики, пройденной в нефтесервисной компании АО «ПГО «Тюменьпромгеофизика», а также опубликованная литература по теме проекта.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Географо-экономическая характеристика Ватинского месторождения нефти; геологическое строение пласта БВ8; петрофизические свойства пласта БВ8; построение физико-геологической модели; выбор методов и обоснование геофизического комплекса; методика проведения работ комплексной сборкой МЕГА-3; технология TLC по доставке геофизического комплекса в скважину; интерпретация каротажных диаграмм.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)	1. Обзорная схема района работ масштаба 1:1 500 000; 2. Стратиграфическая колонка; 3. Тектоническая карта района работ; 4. Корреляция пластов Ватинского месторождения по данным ГИС; 5. Выделение отложений кошайской свиты по боковому каротажу; 6. Показания микробокового каротажа и микрозондов на кавернах; 7. Показания каверномера и профилемера в разрезе скважины; 8. Корреляция пласта БВ8 по данным ГИС; 9. Анализ физических свойств пласта БВ8 по данным ГИС в вертикальном стволе (ПЖ на глинистой основе); 10. Физико-геологическая модель пласта БВ8 при горизонтальном положении скважины (ПЖ на полимерной основе); 11. Геолого-акустическая модель пласта БВ8 при горизонтальном положении скважины (ПЖ на полимерной основе); 12. Состав измерительного комплекса МЕГА-3; 13. Зависимость $K_p=f(b_p)$ для пласта БВ8; 14. Зависимость $K_{пр}=f(K_p)$ для пласта БВ8 Ватинского месторождения ($n=147$); 15. Результаты литолого-петрофизической интерпретации данных ГИС; 16. Оборудование TLC; 17. Схема установки геофизических роликов для проведения работы методом TLC; 18. Монтаж оборудования TLC; 19. Организационная структура компании.
--	---

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

Раздел	Консультант
По геологической части	Профессор Поцелуев А. А.
По менеджменту	Старший преподаватель Кочеткова О. П.
По социальной ответственности	Ассистент Задорожная Т. Я.

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	07.03.2016
--	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Колмаков Ю.В.	Канд. г.-м. н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2212	Бондаренко Владимир Викторович		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 90 с., 19 рис., 14 табл., 12 источников.

Ключевые слова: горизонтальная скважина, продуктивный пласт, коллекторские свойства, комплексные геофизические исследования, месторождение.

Объектом исследования является продуктивный пласт БВ8 мегионской свиты Ватинского месторождения нефти.

Цель работы – оценка фильтрационно-емкостных свойств пласта БВ8.

В процессе исследования проводились сбор, анализ и переинтерпретация материала по геологии и геофизике для разработки методики геофизического исследования горизонтальных скважин на Ватинском месторождении нефти.

Основные конструктивные и технологические характеристики: разработан оптимальный комплекс геофизических исследований горизонтальных скважин для оценки ФЕС продуктивных пластов с применением сборки приборов МЕГА-3, доставляемой в скважину по технологии TLC.

Степень внедрения и область применения: методика и техника проведения работ исследования описанная в данном проекте может быть использована на любом месторождении для проведения геофизических исследований горизонтальных скважин.

Экономическая значимость работы определяется более точным подсчетом запасов нефти с применением предлагаемой технологии.

В будущем планируется улучшить методику проведения работ для получения более точных фильтрационно-емкостных свойств пласта.

SUMMARY

Final qualifying work 90 p., 19 fig., 14 tab., 12 sources.

Keywords: horizontal well, the producing formation, reservoir properties, comprehensive geophysical surveys, field.

The object of research is the producing formation BV8 of Megion suite of Vatinskoe oil fields.

Purpose – to estimate reservoir properties BV8 formation.

During the research carried out the collection, analysis and reinterpretation of the material on geology and geophysics to develop methods of geophysical investigations of horizontal wells in the Vatinskoe oil field.

The main design and technological characteristics: developed an optimal set of geophysical investigations of horizontal wells to evaluate the reservoir properties of productive layers with MEGA-3 devices, delivered into the well by TLC technology.

The degree of implementation and scope: methods and techniques of research described in the project can be used on any field for geophysical investigations of horizontal wells.

The economic significance of the work is determined by a more accurate calculation of oil reserves using the proposed technology.

In the future it is planned to improve the methodology of work to get more accurate reservoir properties of the formation.

ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

- АК – акустический каротаж;
- Ач. – ачимовская свита;
- АКШ – метод широкополосного акустического каротажа;
- БК – метод бокового каротажа;
- БКВР – метод бокового каротажа высокого разрешения;
- БКЗ – метод бокового каротажного зондирования;
- ВИКИЗ – метод высокочастотного индукционного каротажа
изопараметрического зондирования;
- ВНК – водонефтяной контакт;
- ГГК-П – метод плотностного гамма-гамма каротажа;
- ГК – метод гамма каротажа;
- ГИС – геофизическое исследование скважин;
- ДЮК – доюрский комплекс;
- ИК – метод индукционного каротажа;
- ННК-Т – метод нейтрон-нейтронного каротажа по тепловым нейтронам;
- ПЖ – промывочная жидкость;
- ПС – метод собственной поляризации;
- СПО – спускоподъемные операции;
- ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства;
- ЧС – чрезвычайные ситуации.

Оглавление

	С.
<u>ВВЕДЕНИЕ</u>	<u>15</u>
<u>1 ОБЩАЯ ЧАСТЬ</u>	<u>16</u>
<u>1.1 Географо-экономический очерк района работ</u>	<u>16</u>
<u>1.2 Геолого-геофизическая изученность района</u>	<u>17</u>
<u>1.3 Геологическое строение района</u>	<u>18</u>
<u>1.3.1 Стратиграфия</u>	<u>19</u>
<u>1.3.2 Тектоника</u>	<u>22</u>
<u>1.3.3 Нефтегазоносность</u>	<u>23</u>
<u>1.4 Минерализация, температура и УЭС пластовых вод</u>	<u>30</u>
<u>1.5 Применяемые методы исследования и их задачи</u>	<u>32</u>
<u>2 ПРОЕКТНАЯ ЧАСТЬ</u>	<u>42</u>
<u>2.1 Объект исследования</u>	<u>42</u>
<u>2.2 Анализ результатов прошлых лет, ФГМ объекта и задачи работ</u>	<u>43</u>
<u>2.3 Выбор методов и обоснование геофизического комплекса</u>	<u>49</u>
<u>2.4 Методика и техника выполнения работ</u>	<u>51</u>
<u>2.5 Метрологическое обеспечение проектируемых работ</u>	<u>53</u>
<u>2.6 Интерпретация геофизических данных</u>	<u>53</u>
<u>3 СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ</u>	<u>61</u>
<u>4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ</u>	<u>66</u>
<u>4.1 Характеристика предприятия</u>	<u>66</u>
<u>4.2 Организационная структура компании</u>	<u>67</u>
<u>4.3 Виды и объем проектируемых работ</u>	<u>68</u>
<u>4.4 Расчет сметной стоимости проекта</u>	<u>70</u>
<u>5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ</u>	<u>73</u>
<u>5.1 Производственная безопасность</u>	<u>73</u>
<u>5.1.1 Анализ опасных факторов и мероприятий по их устранению</u>	<u>74</u>

5.1.2 Пожарная и взрывная опасность	80
5.2 Экологическая безопасность	82
5.2.1 Охрана атмосферного воздуха	82
5.2.2 Охрана водной среды	84
5.2.3 Охрана земель, флоры и фауны	85
5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	86
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	89
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	90

ВВЕДЕНИЕ

Ватинское месторождение открыто в 1964 году, находится вблизи разрабатываемых Аганского, Мегионского, Самотлорского, Мыхпайского месторождений. В геологическом отношении оно достаточно хорошо изучено. Однако, в связи с повышением требований к степени изученности месторождений, предъявляемых рядом государственных документов, в частности «Регламентом по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газовых месторождений», перед методами ГИС ставятся более сложные задачи. Это касается и усовершенствования методик определения характера насыщения, и повышения достоверности в определении подсчетных и фильтрационных параметров.

Исходя из сложной экономической ситуации, бурение новых скважин является не выгодным. Поэтому в настоящее время разрабатываются методики бурения наклонно-направленных скважин с горизонтальным заходом в пласт. Таким образом, перед методами ГИС ставится новая задача в определении и оценке фильтрационно-емкостных свойств в горизонтальных пластах. Такие исследования позволяют более детально изучить изменения свойств в пласте. Основные материалы исследуемые в данном проекте, получены непосредственно по данным новых методик к которым относится комплексная геофизическая сборка МЕГА-3, доставляемая в скважину по технологии TLC.

На Ватинском месторождении существует несколько наиболее перспективных продуктивных пластов, к одним из которых относился пласт нижнемеловых отложений БВ8. Этот пласт выделяется по всей площади месторождения, поэтому является наиболее интересным для определения изменения свойств пласта по площади Ватинского месторождения.

2 ПРОЕКТНАЯ ЧАСТЬ

2.1 Объект исследования

Объектом исследования данного проекта является продуктивный нефтяной пласт Ватинского месторождения БВ8. Данный пласт распространен на всей площади месторождения. Пласт нижнемеловых отложений БВ8 давно разрабатывается, но при этом существуют неопределенности в оценке фильтрационно-емкостных свойств данного пласта, в связи с чем, существует необходимость в создании проекта.

В существующих экономических условиях, бурение новых скважин для оценки и определения фильтрационно-емкостных свойств пласта, является экономически не эффективным. На основании этого, более эффективным и выгодным будет бурение наклонно-направленных стволов из уже существующих скважин и забуривание в пласт. Исследуя фильтрационно-емкостные свойства по латерали пласта БВ8, в отличие от вертикального исследования, появляется возможность более детально определить и проследить изменение таких параметров как коэффициент пористости и проницаемости. Возможность уточнения литологии пласта по латерали, то есть определить местоположение глинистых линзовидных тел. А так же, исследования пласта БВ8 позволят определить и проследить интервалы перемещения природного флюида из-за нарушения целостности глинистого водоупора.

Пласт БВ8 обладает довольно большой мощностью, которая варьируется от 10 до 18 метров, что позволяет исключить влияние подстилающих и перекрывающих глинистых отложений при исследовании фильтрационно-емкостных свойств внутри пласта (рисунок 8).

В пределах пласта-коллектора присутствуют глинистые и уплотненные карбонатизированные пропластки, которые затрудняют интерпретацию данных ГИС. В связи с этим, исследование фильтрационно-емкостных свойств внутри пласта позволит добиться более точных данных.

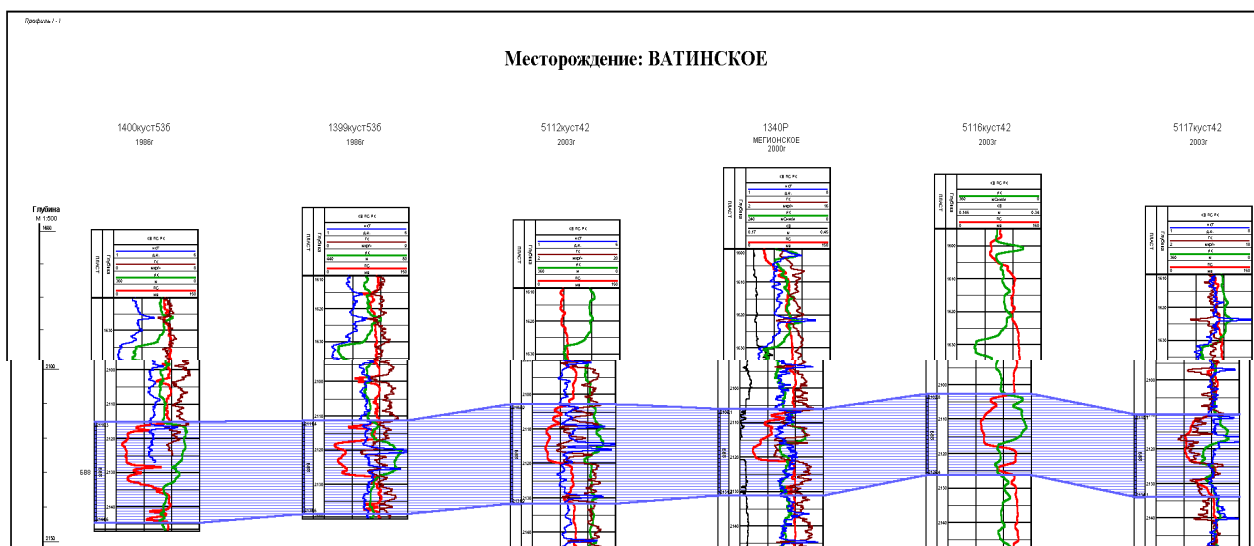


Рисунок 8 – Корреляция пласта BV8 по данным ГИС

2.2 Анализ результатов прошлых лет, ФГМ объекта и задачи работ

Для того, чтобы достоверно анализировать каротажные диаграммы полученные при геофизических исследованиях внутри пласта, требуется определить физические свойства горной породы слагающих разрез. Определение физических свойств производится по керну, а также по данным ГИС вертикальных скважин, полученных при прохождении пласта BV8 Ватинского месторождения.

Такие данные позволят более корректно анализировать каротажные диаграммы горизонтальных скважин внутри пласта BV8. На основании физических свойств полученных по керну и по данным каротажных диаграмм из вертикальных скважин строится ФГМ объекта.

На рисунке 9 представлена каротажная диаграмма пласта BV8. Геофизические исследования проводились в вертикальной скважине и полученные данные позволяют сформировать более корректную физико-геологическую модель пласта для горизонтальной скважины.

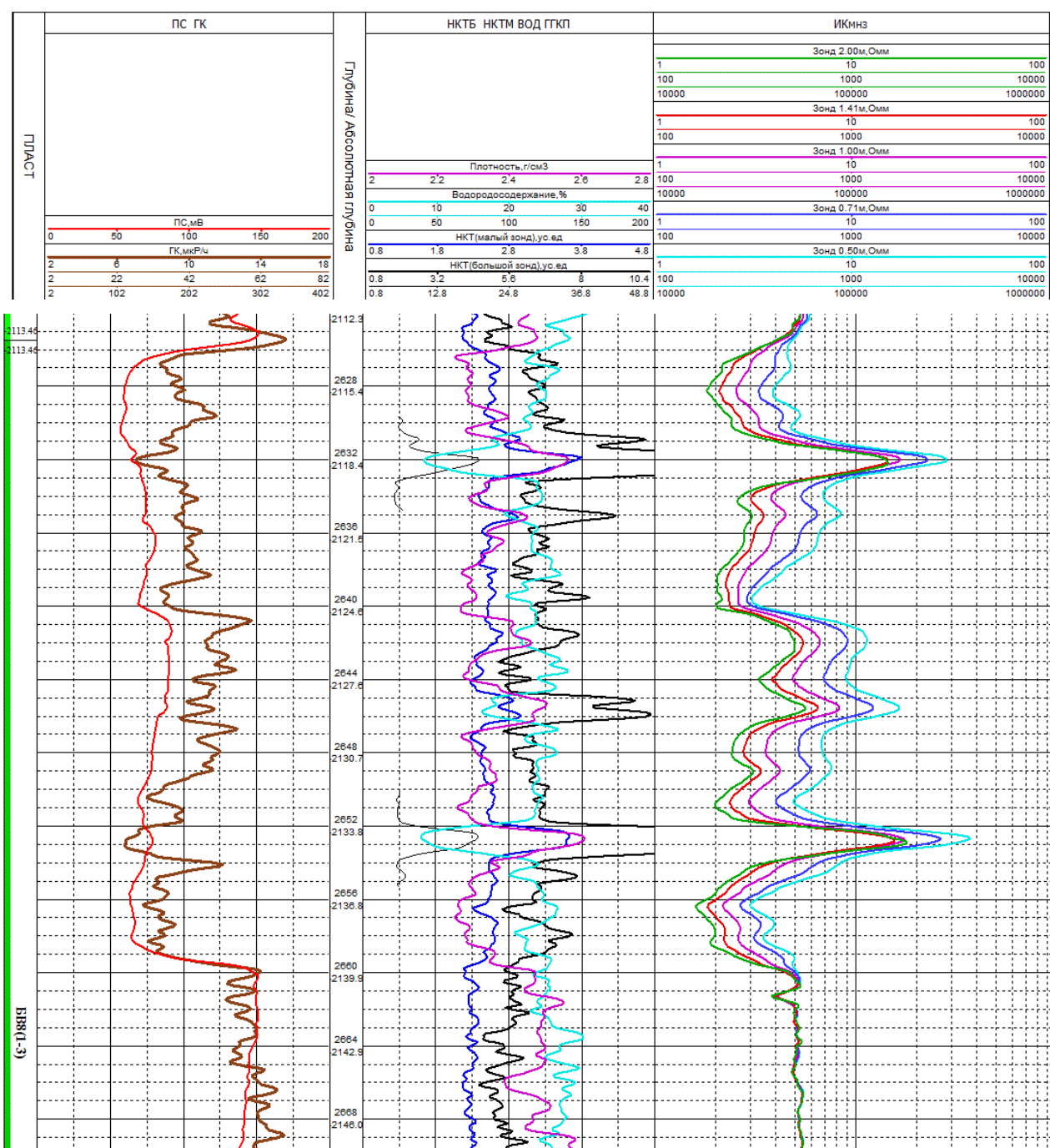


Рисунок 9 – Анализ физических свойств пласта БВ8 по данным ГИС в вертикальном стволе (ПЖ на глинистой основе)

Породы Ватиского месторождения характеризуются следующими физическими свойствами присущими всем породам терригенного разреза:

Таблица 2 – Физические свойства горных пород.

Горная порода	Удельное электрическое сопротивление, ρ_{Π} Ом*м	Естественная радиоактивность, γ мкР/ч	Плотность δ , г/см ³	Интервальное время, ΔT (мкс/м)
Глина	2-4	14-17	1.9-2.2	600-650
Песчаник	6-25	4-9	2.0-2.5	550-600
Алевролит	8-30	8-10	2.0-2.5	670-850

Стоит отметить, что при бурении вертикальных скважин используется глинистая промывочная жидкость, что не затрудняет использование в комплексе ГИС метода ПС. При бурении наклонно направленных скважин с горизонтальным заходом в пласт используется биполимерный или полимерный состав промывочной жидкости, что в свою очередь делает невозможным использование метода ПС. Это связано с тем, что при использовании полимерной промывочной жидкости происходит закупорка пор. В связи с этим, не происходят диффузионно-адсорбционные процессы, на принципе которых работает метод ПС.

Исследования данных ГИС в горизонтальной скважине показали, что предположения о неработоспособности метода ПС подтвердились и данный метод не имеет смысла включать в комплекс по исследованию горизонтальных скважин, таким образом, определение K_p будет проводиться по другим методам.

Гамма каротаж проявил себя как информативный метод, по которому можно определять разности в геологическом строении по латерали, поскольку при переходе зонда внутри пласта от чисто песчаных отложений к линзовидным пропласткам заглинизированного песчаника будет происходить рост радиоактивности.

Гамма-гамма плотностной каротаж хорошо отбивает изменение плотности внутри пласта, позволяет с большой достоверностью оценить фильтрационно-емкостные свойства пласта, а так же выделяет изменение плотности при переходе в более заглинизированный песчаник, это связано с

тем что поровое пространство заглинизировано и такая порода обладает большей плотностью по сравнению с чистым песчаником.

Нейтронный каротаж по тепловым нейтронам позволяет определить водородосодержание в пласте. Данный метод информативен при использовании в горизонтальных скважинах, поскольку позволяет выделять линзовидные тела, так как происходит небольшое уменьшение водородосодержания в линзовидных телах.

Боковой каротаж высокого разрешения и ВИКИЗ в случае исследования в горизонтальной скважине не регистрируют аномальных значений, поскольку резкого изменения сопротивления в пласте не происходит, но при этом они помогают при навигации в пласте, отбивая место вхождения в продуктивный пласт, а также по графикам этих методов наблюдается небольшое изменение в сопротивлении. А также они необходимы для измерения значений сопротивления в пласте. Сопротивление необходимо для расчета фильтрационно-емкостных свойств пласта.

Акустический каротаж в анализе диаграмм ГИС проявился себя как наиболее информативный, поскольку характеризуется отчетливым уменьшением скорости продольной и поперечной волны на диаграмме в породах в которых уменьшилось количество свободной воды.

Анализируя приведенные выше закономерности изменения показаний приборов на каротажной диаграмме внутри продуктивного пласта, а так же физические свойства пород, определяем физико-геологическую модель, которая будет использована при анализе параметров продуктивного пласта БВ8 Ватинского месторождения (рисунок 10,11).

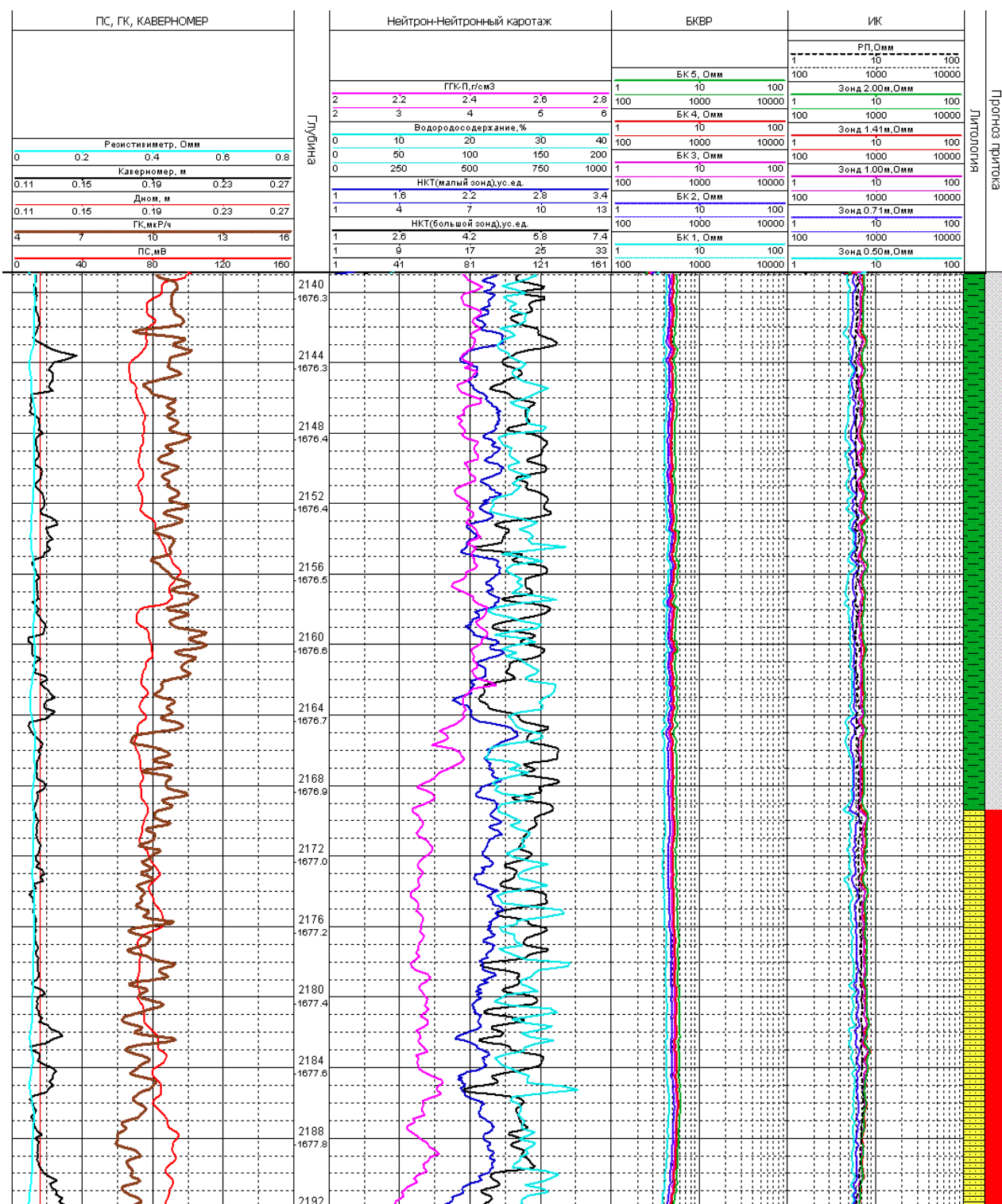


Рисунок 10 – Физико-геологическая модель пласта БВ8 при горизонтальном положении скважины (ПЖ на полимерной основе)

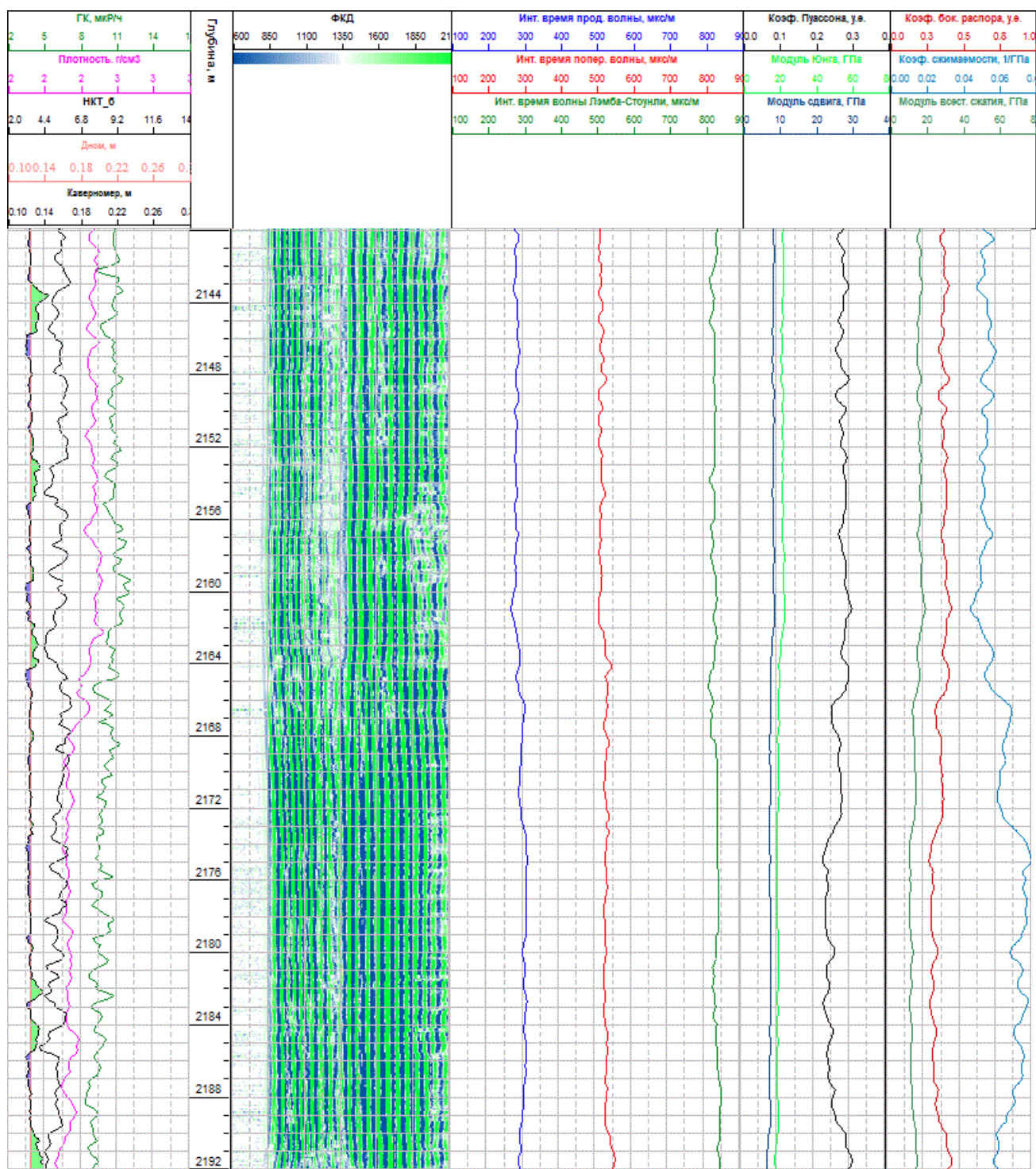


Рисунок 11 – Геолого-акустическая модель пласта БВ8 при горизонтальном положении скважины (ПЖ на полимерной основе)

2.3 Выбор методов и обоснование геофизического комплекса

Основными факторами, определяющими выбор комплекса методов ГИС, являются степень сложности изучаемого разреза, особенности технологии бурения, включая горно-технические условия в скважине [4].

Комплекс ГИС должен обеспечить получение информации для определения подсчетных параметров. Определение с необходимой точностью основных подсчетных параметров – коэффициентов пористости, проницаемости и нефтенасыщения – в пласте по данным ГИС обеспечит успешное решение задачи.

В бурящихся скважинах Ватинского месторождения геофизические исследования проводились обязательным комплексом методов, утвержденным на основе типовых комплексов с учетом специфики бурения разведочных и эксплуатационных скважин. Выполняемый комплекс ГИС обеспечивает в обычных условиях решение типовых геологических задач:

1. Литологическое расчленение и корреляция разрезов скважин.
2. Выделение продуктивных пластов.
3. Количественное определение параметров пластов, необходимое для подсчета запасов и проектирования разработки месторождений.
4. Оценка технического состояния скважин.

При решении проектных задач необходимо учитывать, что скважины являются наклонно-направленными с горизонтальным заходом в исследуемый пласт и на полимерном растворе промывочной жидкости.

В связи с этим в используемый комплекс не может быть включен метод ПС.

Комплекс ГИС для решения поставленных задач в масштабе глубин 1:200:

1. Нейтронный каротаж по тепловым нейтронам (ННК-Т).
2. Боковой каротаж высокого разрешения (БКВР).
3. Гамма-каротаж (ГК).
4. Высокочастотный индукционный каротаж изопараметрического зондирования (ВИКИЗ)
5. Гамма-гамма каротаж плотностной (ГГК-П).

6. Акустический каротаж широкого спектра (АКШ)
7. Инклинометрия.
8. Кавернометрия
9. Термометрия.

Стоит отметить, что боковой каротаж высокого разрешения выбран не случайно, поскольку имеет значительные преимущества перед методами БК-БКЗ, что непосредственно отражено в таблице 3.

Таблица 3 – Сравнение БКВР с комплексом БКЗ-БК

Измеряемые ГФ параметры:	БКЗ-БК	БКВР
Количество зондов ЭК*	6	5
Фокусированных зондов	1	5
Разрешающая способность	1,5 м	0,4 м
Диапазон измерения УЭС, Ом	0.2-5000	0.2-20000
Погрешность УЭС пласта	20%	5%
Погрешность УЭС ближней зоны	20%	5%
Погрешность УЭС бурового раствора	20%	5%
Длина прибора, м	22 - 25	8
Диаметр прибора, мм	73	76

Задачи, решаемые комплексом ГИС:

- 1) Литологическое расчленение внутри продуктивного пласта

Производится за счет показаний ГК, ННК-Т, ГГК-П, АКШ и Кавернометрии.

- 2) Определение и оценка фильтрационно-емкостных свойств

Производится по данным полученным от ННК-Т, ГГК-П и АКШ, при этом предполагается, что значения, полученные по АКШ, будут наиболее достоверными.

- 3) Определение зон перемещения нефти

Производится по данным термометрии. Методика основывается на том, что при перемещении природного флюида из нижележащих продуктивных пластов в вышележащие, флюид будет иметь превышение температуры от 1 до 1,5 градусов. Что будет отмечено повышенной аномалией в значениях. Современные технологии

приборов позволяют добиться чувствительности до 0,5 градусов, что соответствует требованиям работ [5].

4) Построение изолиний изменения фильтрационно-емкостных свойств пласта по площади.

По всем полученным и обработанным данным будет прослежено изменение параметров пласта вдоль скважины. Используя такие данные с нескольких горизонтальных скважин одного куста, появится возможность построить и оценить изменение этих параметров по изолиниям.

2.4 Методика и техника выполнения работ

Для более детального исследования пласта БВ8 необходимо провести геофизическое исследование в горизонтальной скважине комплексной геофизической сборкой. Для осуществления такой задачи за один спускоподъем потребуется использовать современную технологию, которая носит название МЕГА-3 (рисунок 12).

Технология МЕГА-3 была разработана с целью повышения экономии времени, безопасности проведения работ и качества получаемых данных исследований при бурении скважин независимо от сложности геолого-технологических условий выполнения работ.

Данная технология позволяет посредством модульных соединений собрать в один комплекс все необходимые методы для проведения исследований в скважинах с любым углом наклона.

Доставка сборки МЕГА-3 будет осуществляться в скважину по технологии TLC, подробнее данная технология рассмотрена в специальной части.

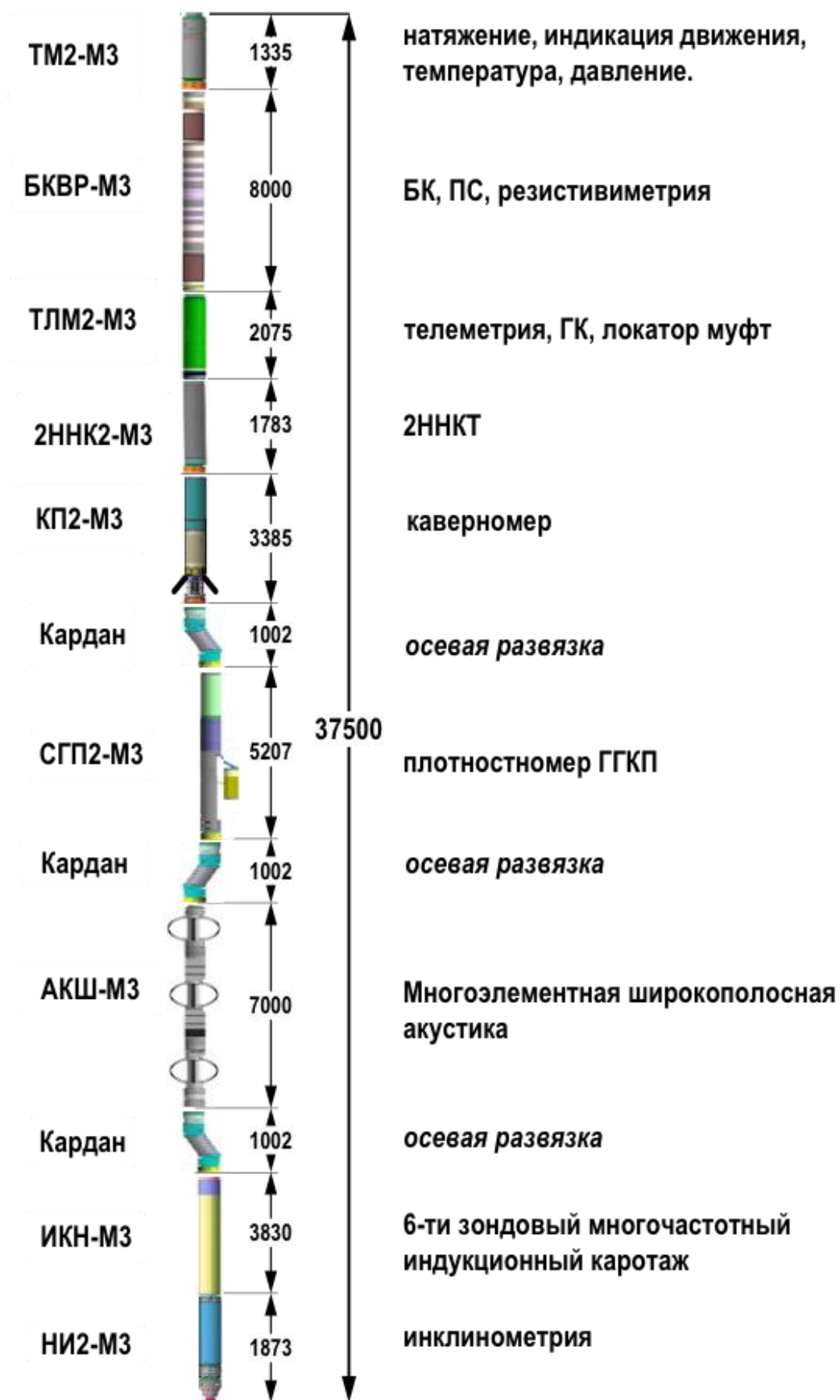


Рисунок 12 – Состав измерительного комплекса МЕГА-3

2.5 Метрологическое обеспечение проектируемых работ

Для геофизической аппаратуры необходимым является соблюдение метрологических нормативов, поэтому все приборы раз в три месяца калибруют на базе компании, а также создаются различные скважинные условия для выявления сбоев в работе аппаратуры. Аппаратура, которая не прошла калибровки на базе не допускается к работе на скважине.

Непосредственно до выезда на заявку геофизик обязан произвести контрольную проверку приборов на их работоспособность, данная тестовая запись позволяет выявить сбои в работе приборов или проблему в работе батарейных модулей и предотвратить неожиданные проблемы с аппаратурой перед началом заявки на скважине.

Перед тем как программировать приборы и осуществлять спускоподъемные операции, через программное обеспечение вводятся рабочие калибровки приборов, без данных калибровок запись параметров ГИС будет производиться некорректно и их дальнейшая интерпретация может быть не возможна.

После получения геофизического материала с приборов, каротажные кривые также подвергаются корректировке. Кривые отбиваются по глубине, привязываются к реперному значению, а также производится дополнительный комплекс работы с кривыми, после этих мер геофизик может отправить материал в отдел интерпретации компании.

2.6 Интерпретация геофизических данных

На основании результатов каротажа комплексом МЕГА-3 в горизонтальной скважине внутри пласта, получены и проанализированы диаграммы. Для того чтобы оценить фильтрационно-емкостные свойства коллекторов, необходимо воспользоваться пересчетными уравнениями, которые были получены при исследовании керна, а так же по данным ГИС в вертикальных разрезах. Стоит отметить, что воспользоваться данными ПС не

представляется возможным, поскольку данный метод не работает при использовании полимерного раствора промывочной жидкости.

Определение коэффициента пористости K_p по акустическому методу.

Основу метода определения коэффициента пористости по данным акустического метода составляет наличие тесной зависимости между величинами v_p (или интервального времени Δt_p) и K_p . Скорость распространения упругих продольных волн v_p в горных породах зависит от их минерального состава и структуры.

Серийной аппаратурой акустического метода в скважинах регистрируют временные и амплитудные параметры продольной волны, в частности получают непрерывные кривые интервального времени Δt_p интервальное время пробега упругой продольной волны обратно пропорционально скорости:

$$\Delta t_p = 1/v_p \quad (1)$$

Основные факторы, влияющие на скорость распространения упругих колебаний в горных породах: литолого-минералогический состав, поровое пространство, заполненное жидкостью, форма и размер пор, степень насыщения пор жидкостью или газом, степень цементации, текстурные и структурные особенности, разность горного и пластового давлений и др.

В ряде случаев необходимо определить интервальное время пробега упругой волны в минеральном скелете породы $\Delta t_{ск}$ для конкретного интервала геологического разреза. Это достигается сопоставлением интервального времени, отсчитанного по диаграмме акустического каротажа Δt , со значениями пористости K_p , определенными по керну или одним из геофизических методов. Полученные данные используются для нахождения по Δt параметра K_p .

Если пористость по разрезу изменяется слабо, значение $\Delta t_{ск}$ определяют для каждого относительно однородного пласта:

$$\Delta t_{ск} = (\Delta t - K_p \Delta t_{ж}) / (1 - K_p) \quad (2)$$

где $\Delta t_{\text{ж}}$ – время пробега упругой волны в жидкости, заполняющей поровое пространство породы.

Результаты опытных работ, проведенные по данным скважинных исследований, подтверждают существование сложной зависимости скорости распространения упругих волн от глинистости. Поэтому для коллекторов с любой глинистостью используют обобщенное уравнение среднего времени:

$$\Delta t = (1 - K_{\text{п}} - K_{\text{гл}}) \Delta t_{\text{ск}} + K_{\text{гл}} \Delta t_{\text{гл}} + K_{\text{п}} \Delta t_{\text{ж}} \quad (3)$$

где $\Delta t_{\text{гл}}$ – интервальное время глин, зависящее от характера распределения глинистого материала в породе (в агрегатном состоянии).

Определение коэффициента пористости $K_{\text{п}}$ по нейтронному каротажу.

Определение пористости пород по данным нейтронного каротажа основано на зависимости между показаниями прибора в скважине и величиной логарифма коэффициента общей (насыщенной водородосодержащей жидкостью) пористости исследуемых пород:

$$I_{\text{НК}} = -a \lg K_{\text{п}} + b \quad (4)$$

Где $I_{\text{НК}}$ – показания прибора; a и b – постоянные величины, характеризующие параметры окружающей прибор среды (литологический состав пород, минерализация жидкости в пласте и скважине, ее диаметр и т.д.) и особенности самого прибора.

Присутствие в горной породе глинистого материала также увеличивает ее водородосодержание, которое в зависимости от состава глинистых минералов различно: гидрослюды эквивалентны водоносным породам с пористостью 25%, каолинистые и хлоритовые глины – породам с пористостью 35%, монтмориллонитовые глины – породам с пористостью 50%. Погрешности в оценке минералогического состава глин могут привести к недопустимым погрешностям в определении пористости пород.

Влияние глинистости пород на результаты НК увеличивается при уменьшении диаметра скважины.

Пористость исследуемых пород по данным нейтронных методов определяется по палеткам, построенным с помощью прямых измерений на физических моделях пластов и путем математического их моделирования для конкретных типов аппаратуры и скважинных условий.

Использование многозондового нейтронного каротажа по тепловым нейтронам основано на приближенной зависимости:

$$I_L = B \cdot e^{\alpha L} \quad (5)$$

Где α – декремент пространственного затухания плотности тепловых нейтронов в скважине, являющийся функцией водородосодержания исследуемой среды; I_L – скорость счета тепловых нейтронов в скважине на расстоянии L от источника; B – постоянная, характеризующая скважинный прибор (зависит от активности источника и чувствительности детекторов, но не от длины зонда L).

Величина декремента пространственного затухания тепловых нейтронов может быть определена по данным замеров скорости счета двумя зондами НК-Т различных длин по выражению:

$$\alpha = (I_{L1}/I_{L2})/(L_2-L_1) \quad (6)$$

где I_{L1} , I_{L2} – скорости счета зондов длин соответственно L_1 и L_2 .

Обработка результатов таких измерений для оценки пористости пород не требует знания параметров опорных пластов. Декремент пространственного затухания тепловых нейтронов несколько меньше, чем их непосредственный счет, зависит от изменения скважинных условий. Степень влияния литологического фактора аналогична для декремента пространственного затухания и скорости счета тепловых нейтронов. Детекторы тепловых нейтронов в зонде обычно располагаются на расстояниях 41 и 56 см от источника. Каждый из зондов имеет независимый регистрационный канал, измеряющий интенсивность соответственно I_m и I_6 .

Для расчета K_p пород по нейтронному каротажу для Нижневартковского свода пользуются формулой:

$$K_{пнк} = 75.2 (I_m / I_6) - 23.8 + 13.6 \alpha_{пс} \quad (7)$$

Определение коэффициента пористости K_p по гамма-гамма плотностному каротажу (ГГК-П).

При расчёте по данным замеров ГГК величин δ_p принимается, что измеряемая плотность реальной породы, поры которой насыщены жидкостью, практически не отличается от её объёмной плотности. Это справедливо для песчаников, известняков и доломитов. Для гипса и галита в рассчитанные значения δ_p необходимо вносить поправку (рисунок 13).

Плотность породы связана с её пористостью соотношением:

$$\delta_p = K_p \delta_{ж} + (1 - K_p) \delta_{ск} \quad (8)$$

где $\delta_{ж}$, $\delta_{ск}$ – плотности соответственно флюида, заполняющего пустоты породы, и её минерального скелета.

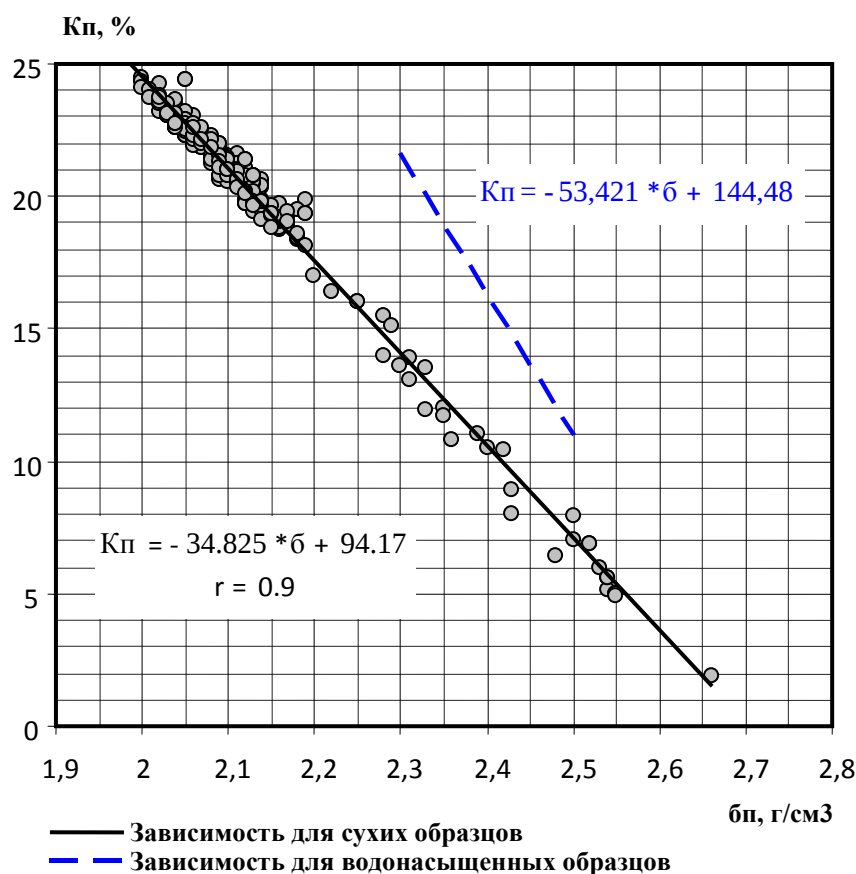


Рисунок 13 – Зависимость $K_p=f(\delta_p)$ для пласта BV8

Поправка $\Delta k_{п.гл}$ в коэффициент пористости породы за её глинистость определяется по выражению:

$$\Delta k_{п.гл} = k_{гл} (\delta_{ск} - \delta_{гл}) / (\delta_{ск} - \delta_{ж}) \quad (9)$$

где $k_{гл}$ – объёмное содержание глин в породе; $\delta_{ск}$, $\delta_{гл}$ – плотности соответственно скелета породы и глины [5].

Определение коэффициента проницаемости $K_{пр}$.

Оценка коэффициента физической проницаемости $K_{пр}$ может быть получена согласно закону линейной фильтрации Дарси:

$$V_{\phi} = K_{пр}(\Delta p / \mu L) = Q / S \quad (10)$$

где V_{ϕ} – скорость фильтрации однородной жидкости (газа); $\Delta p / L$ – градиент давления (Δp – перепад давления в Па; L – длина пористого образца в м); μ – удельная вязкость жидкости (газа) в Па·с; Q – объёмный расход жидкости (газа) в единицу времени в м³/с через сечение S в м² пористой среды (рисунок 14). Отсюда:

$$K_{пр} = Q\mu L / S\Delta p \quad (11)$$

На практике $K_{пр}$ оценивают в дарси ($1Д = 1,02 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$) [5].

Про значением коэффициента пористости и коэффициента проницаемости можно построить график и выявить определенно линейную зависимость, которая характерна для исследуемого пласта БВ8.

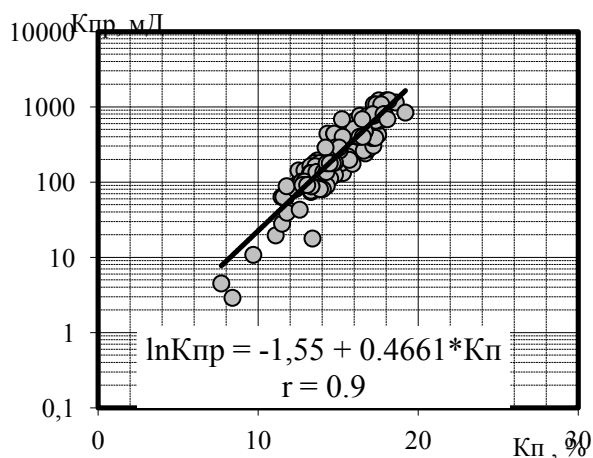


Рисунок 14 – Зависимость $K_{пр}=f(K_{п})$ для пласта БВ8 Ватинского месторождения ($n = 147$)

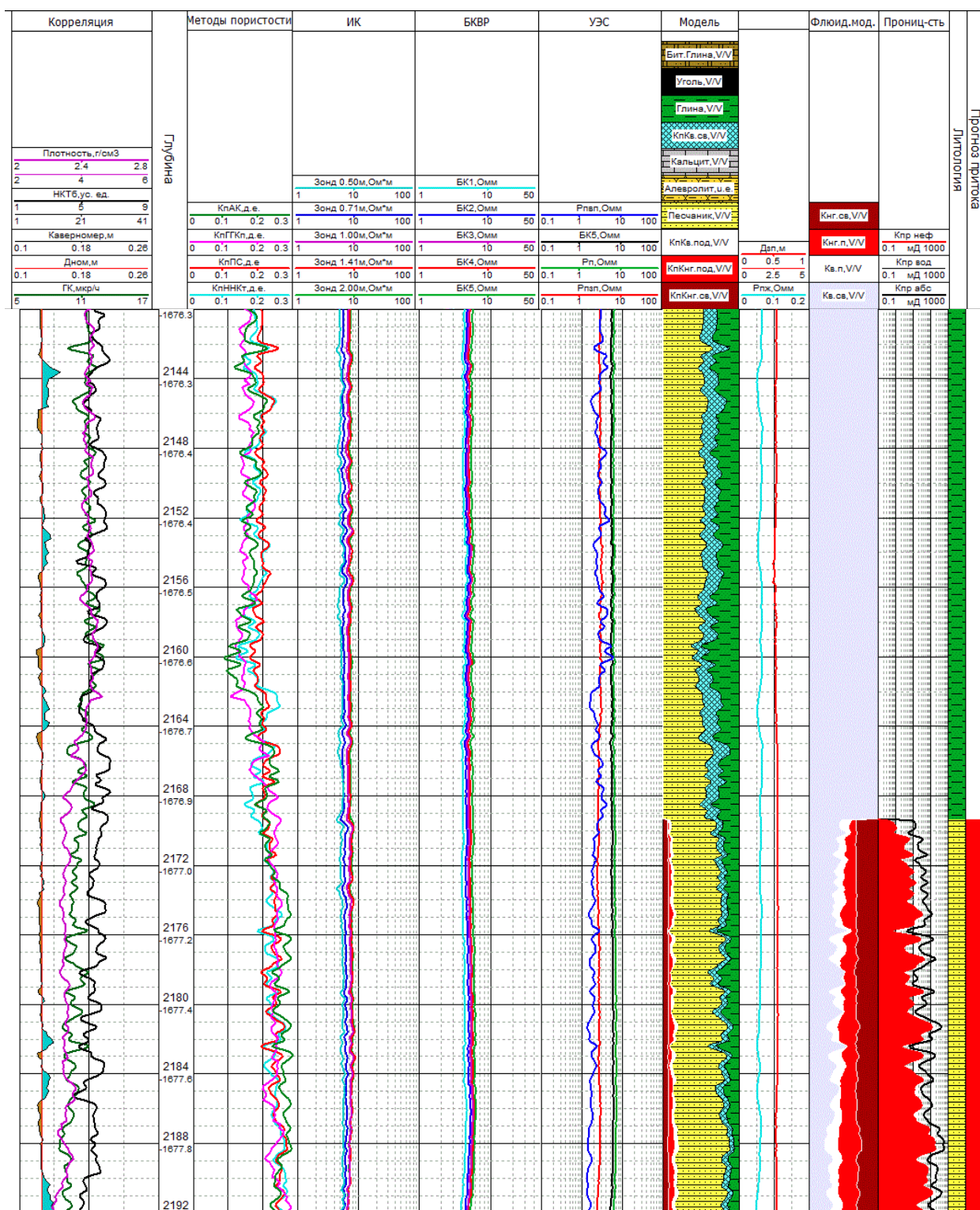


Рисунок 15 – Результаты литолого-петрофизической интерпретации данных ГИС

Таким образом, при анализе полученных значений в горизонтальном пласте, все полученные значения коэффициента пористости по латерали от акустического метода, гамма-гамма плотностного и нейтронного,

коррелируются между собой и дают предпосылки считать достоверными и использовать в построении карты изменения свойств в плане (рисунок 15).

3 СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

При выполнении исследований в горизонтальной скважине необходимо оперативно получать информацию о записи приборов в пласте. Однако, технология спуска приборов на кабеле не позволяет достичь требуемого проникновения в пласт из-за большого угла наклона скважины. В свою очередь, автономные комплексы, спускаемые на трубах, не позволяют оперативно получать информацию, так как вся получаемая информация записывается на flash память и доступна только после подъема сборки. На данный момент времени существует несколько технологий удовлетворяющий поставленным задачам. К таким технологиям можно отнести заход в пласт с использованием так называемого «трактора», а так же существует технология ThruBit, при которой буровой инструмент не извлекается из скважины для проведения работ ГИС. Наиболее эффективным методом доставки комплекса приборов в горизонтальный пласт, является метод TLC.

Данный метод позволяет производить спускоподъемные операции с комплексом ГИС одновременно на кабеле и буровых трубах. Такой подход позволяет контролировать качество регистрируемых данных в режиме online. Получение конечных данных происходит еще до окончательного подъема бурового инструмента, что экономит время для заказчика.

Таким образом, наилучшим методом выполнения работ является спуск приборов единой компоновкой методом TLC, что позволяет попадать в пласты с любым углом наклона, а также оперативно получать информацию об исследовании в пласте.

Для выполнения комплексных геофизических исследований в горизонтальных скважинах, любой протяженности горизонтального участка, применяется TLC оборудование для спуска на бурильных трубах представленное на рисунке 16.

Наконечник мокрого соединения и головка мокрого соединения позволяют произвести подключение геофизического комплекса к

геофизическому кабелю непосредственно в скважине, а разрезной переводник, в свою очередь, обеспечивает возможность пропустить геофизический кабель в буровую колонну и синхронный спуск кабеля и буровых труб.

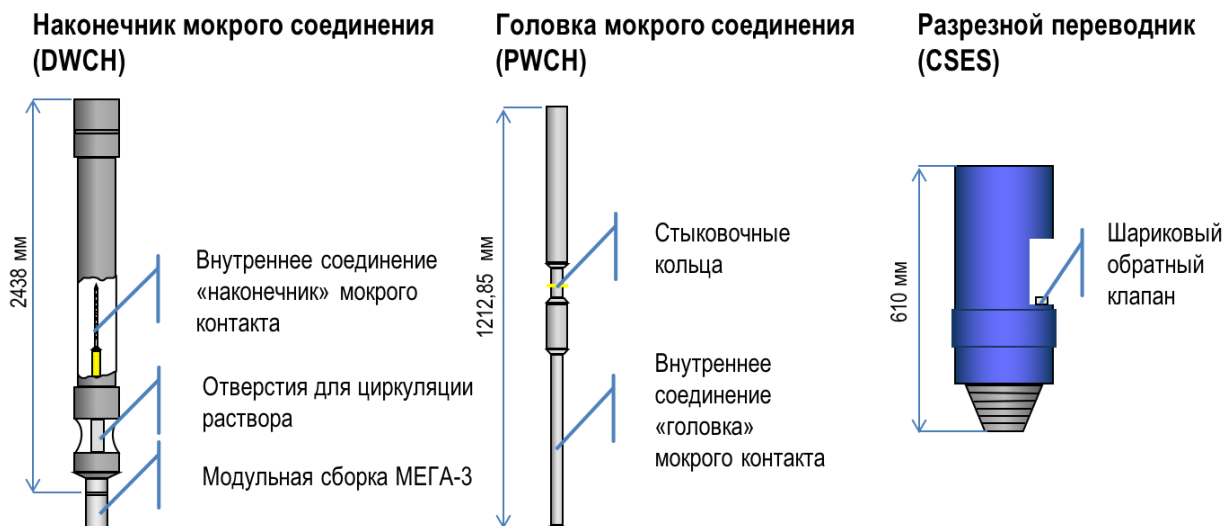


Рисунок 16 – Оборудование TLC

Технология спуска и подъема геофизического комплекса представляет собой несколько этапов с обязательным соблюдением всех необходимых условий. Ниже приведены условия, предписанные правилами выполнения работ методом TLC.

При спуске приборов ГИС на трубах без кабеля выполнять следующие требования.

1. После сборки геофизических приборов навернуть необходимые переводники и спустить необходимое количество труб, указанное инженером.
2. Скорость спуска приборов без кабеля в колонне не быстрее чем 0,4 м/с, в открытом стволе не быстрее чем 0,2 м/с.
3. Не использовать трубную смазку.
4. Начало спуска труб, движение вниз и их остановка должны быть плавными, чтобы не повредить приборы.
5. Производить долив бурового раствора в инструмент каждые 10 свечей или согласно ГТН. В закрытом стволе циркулировать через каждые 1000

м, в открытом стволе через каждые 10 свечей до получения обратного притока (10-15 мин), с использованием фильтра с расходом не более 38 л/с, либо 70 атм.

6. Порядок спуска бурильного инструмента должен соответствовать нумерации свечей, указанной в «мере».

7. При разгрузке более 1 тонны, затяжке 3 тонны и любых других вопросах – остановить спуск/подъем.

8. Перед спуском головки мокрого соединения на кабеле промыть скважину в течение полного цикла (или времени, указанному начальником партии) на данной глубине, скорость прокачки не более 38 л/с, либо 70 атм., с использованием фильтра.

9. Во время полного цикла промывки буровой бригаде необходимо осуществить подъем и фиксацию верхнего ролика согласно указаниям начальника партии.

10. После спуска головки мокрого соединения, для соединения кабеля с приборами по команде инженера запустить насос при производительности не более 38 л/с с использованием фильтра.

При спуске приборов ГИС на бурильных трубах с кабелем должны выполняться следующие требования.

1. Зафиксировать ротор. Не вращать инструмент.
2. Клинья вставлять аккуратно во избежание повреждения каротажного кабеля.

После завершения каротажа на бурильных трубах, подъем инструмента с приборами ГИС без кабеля осуществлять со скоростью 25 м/мин (0,4 м/с).

Не соблюдение предписанных условий выполнения каждого из этапов ведет к нарушению записи данных и сбою в работе приборов.

На первом этапе производится монтаж и спуск геофизической сборки на бурильных трубах, важно отметить, что наконечник мокрого соединения монтируется непосредственно последним на геофизическую сборку, для дальнейшего соединения с головкой мокрого соединения.

На втором этапе производится монтаж роликов, соединение геофизического кабеля с головкой мокрого контакта, стыковка головки мокрого контакта с наконечником, монтаж разрезного переводника на последнюю трубку буровой колонны. Далее производится синхронный спуск кабеля и бурильных труб (рисунок 17,18).

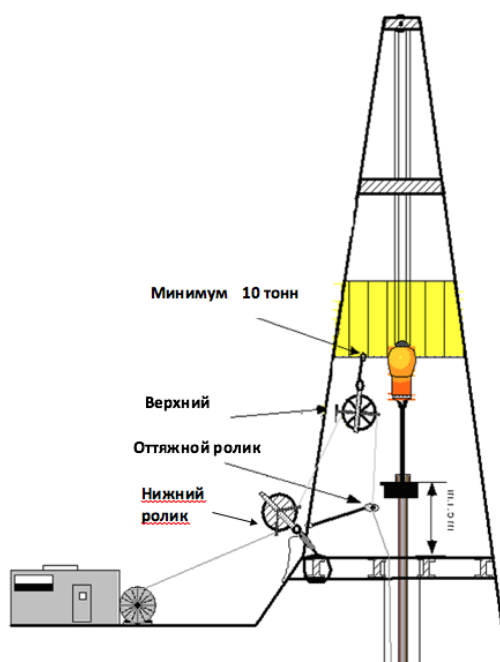


Рисунок 17 – Схема установки геофизических роликов для проведения работы методом TLC

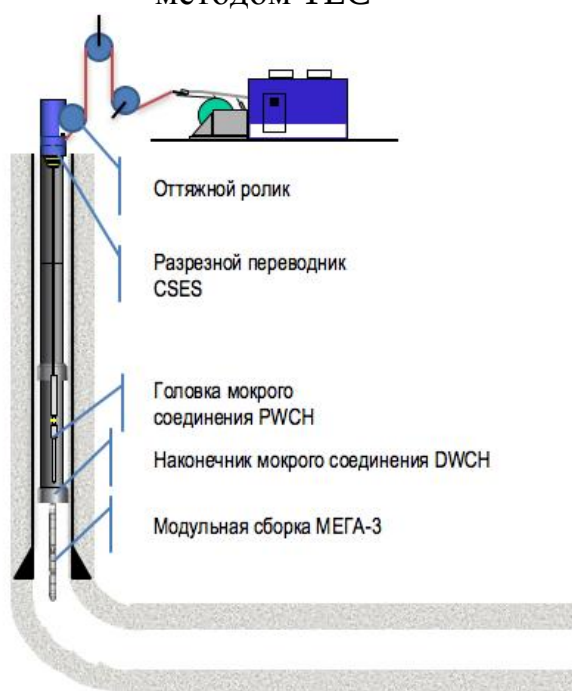


Рисунок 18 – Монтаж оборудования TLC

Оборудование TLC позволяет производить кратковременную промывку для технологических целей (для вымывания загустевшего раствора и частиц из бурильного инструмента). Использование данного оборудования для промывки скважины вместе с кабелем в течение продолжительного времени (более нескольких часов) может привести к преждевременному износу каротажной головки PWCH, приемника мокрого соединения DWCH, "размыву" (повреждению) кабеля. В этом случае понадобится незапланированный подъем бурильного инструмента с компоновкой геофизических приборов на поверхность для поиска места неисправности, обслуживания оборудования и замены неисправных частей.

Третий этап является основным, поскольку именно на этом этапе происходит запись приборов при синхронном подъеме. На данном этапе производится контроль качества данных. После прохождения приборами исследуемого интервала, при условии хорошего качества данных, происходит передача данных на обработку и интерпретацию.

На четвертом этапе производится расстыковка головки мокрого контакта, а так же демонтаж разрезного переводника. После этого осуществляется подъем и демонтаж геофизической сборки на бурильных трубах.

Таким образом, технология TLC по доставке комплексной геофизической сборки в горизонтальную скважину полностью удовлетворяет требованиям проведения работ и позволяет проводить работы в горизонтальных скважинах любой протяженности. Данная технология позволяет контролировать качество получаемого материала и оперативно ее получать еще до подъема бурового инструмента [9].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Ватинское месторождение характеризуется большим количеством продуктивных пластов, но выбор для проекта именно пласта БВ8 дает возможность проводить исследование наклонно-направленной скважине с горизонтальным заходом в пласт поскольку пласт очень мощный и можно исключить влияние перекрывающих и подстилающих глин. Исследование внутри пласта позволяет наиболее эффективно выявить изменение фильтрационно-емкостных свойств по латерали, а также определить положение притока нефти с нижележащих продуктивных пластов.

Метод ПС оказался не эффективным в условиях использования в горизонтальных скважинах с полимерной промывочной жидкостью. В свою очередь, наиболее достоверным оказался акустический метод, показавший хорошие пересчетные значения коэффициента пористости.

Общие показания приборов показывают большую перспективность в исследовании внутри пластов, с дальнейшим построением карт изменения значений фильтрационно-емкостных свойств, которые позволят анализировать не только околоскважинное пространство, а с заходом в пласт до 300-400 метров, возможностью анализировать площадь скважины радиусом горизонтального захода в пласт.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Вендельштейн Б.Ю., Козяр В.Ф. «Методическое руководство по определению подчетных параметров залежей нефти и газа по материалам геофизических исследований скважин с привлечением результатов анализов керна, опробований и испытаний продуктивных пластов». М., «Недра», 1990г
2. Дахнов В.Н. «Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщенности горных пород». М., «Недра», 1975г.
3. Ерофеев Л.Я., Вахромеев Г.С., Зинченко В.С., Номоконова Г.Г. «Физика горных пород»: учебник для вузов. – Томск: Изд-во ТПУ, 2006г.
4. Итенберг С.С., Дахкильгов Т.Г. «Геофизические исследования в скважинах». М., «Недра», 1982г.
5. Итенберг С.С. «Интерпретация результатов геофизических исследований скважин». М., «Недра», 1987г.
6. Комаров С.Г. «Геофизические методы исследования скважин». Изд. 2-е, переработанное и дополненное. М.: «Недра», 1973.с. 368.
7. Конторович А.Э., Нестеров И.И. «Геология нефти и газа Западной Сибири». М., «Недра», 1975г., 680с.
8. Молчанов А.А., Лукьянов Э.Е., Рапин В.А. «Геофизические исследования горизонтальных нефтегазовых скважин»: учебное пособие. - С.-Петербург: Международная академия наук экологии, безопасности человека и природы (МАНЭБ), 2001, 298 с.
9. «Отчет по геологии и петрофизике Ватинского месторождения нефти», АО «ПГО «Тюменьпромгеофизика», Мегион, 2009.
10. Техническая инструкция по проведению геолого – технологических исследований нефтяных и газовых скважин – М.: НЕДРА, 2001.
11. Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ приборами в нефтяных и газовых скважинах – М.: НЕДРА, 2001.
12. Хмелевской В.К. «Геофизические методы исследования». М. «Недра», 1988г.