



УДК 550.832.9

ПРОВЕДЕНИЕ КОМПЛЕКСА ГЕОФИЗИЧЕСКИХ РАБОТ В СКВАЖИНАХ ЯМБУРГСКОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

CONDUCTING THE COMPLEX OF GEOPHYSICAL WORKS IN THE WELLS OF THE YAMBURG GAS-CONDENSATE DEPOSIT

Петрушин Евгений Олегович

ведущий технолог по добыче нефти и газа,
ЦДНГ1 ОАО «Печоранефть»
eopetrushin@yahoo.com

Арутюнян Ашот Страевич

кандидат технических наук,
доцент кафедры прикладной математики,
Кубанский государственный технологический университет
mereniya@mail.ru

Аннотация. В статье рассмотрен проект комплекса геофизических исследований и работ в трёх эксплуатационных скважинах на Ямбургском газоконденсатном месторождении, расположенном в Ямало-Ненецком автономном округе. Скважины, предназначенные для увеличения добычи газа, должны вскрыть сеноманскую залежь. Предполагается, что первостепенное значение в общем комплексе исследований будет иметь стандартный каротаж, основанный на изучении удельных сопротивлений пройденных пород и потенциалов собственного электрического поля вдоль ствола скважины. Для определения истинного удельного сопротивления пластов и оценки глубины проникновения в них фильтрата бурового раствора будет применяться боковое каротажное зондирование. Микрокаротажное зондирование и боковой каротаж помогут выделить в разрезе скважины очень тонкие слои пород и позволят оценить их сопротивление.

Ключевые слова: геофизические методы; геофизические исследования в скважинах; электрический каротаж; радиоактивный каротаж; кажущееся удельное сопротивление; акустический каротаж; комплекс геофизических исследований.

Petrushin Evgeniy Olegovich

Leading oil and gas production technologist,
JSC «Pechoraneft»
eopetrushin@yahoo.com

Arutyunyan Ashot Straевич

candidate of technical sciences,
associate professor of applied
mathematics department,
Kuban state technological university
mereniya@mail.ru

Annotation. The article deals with the project of a complex of geophysical studies and works in three production wells at the Yam-burg gas-condensate field located in the Yamal-Nenets Autonomous District. Wells designed to increase gas production must open the senomanian reservoir. It is assumed that the primary value in the overall research complex will be the standard logging, based on the study of the resistivity of the rocks passed and the potentials of the intrinsic electric field along the wellbore. Lateral logging will be used to determine the true resistivity of the seams and to estimate the depth of penetration of the mud filtrate into them. Micro logging and lateral logging will help to identify very thin rock layers in the borehole section and will allow estimating their resistance.

Keywords: geophysical methods; geophysical studies in wells; electric logging; radioactive logging; apparent resistivity; acoustic logging; geophysical research complex.

Ямбургское месторождение находится в пределах Тазовского полуострова на территориях Надымского и Тазовского районов Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области. Ямбургское месторождение расположено в пределах Надымского нефтегазоносного района Надым-Пурской нефтегазоносной области.

Возрастной диапазон нефтегазоносности мезозойского разреза района достаточно широк, промышленные скопления углеводородов обнаружены в отложениях от сеноманских до среднеюрских.

В Надым-Пурской нефтегазоносной области выделяется четыре нефтегазоносных комплекса: нижне-среднеюрский, ачимовский, верхне-неокомский и сеноманский.

Нижне-среднеюрский нефтегазоносный комплекс

Отложения этого комплекса развиты на Тюменском Севере повсеместно, но в пределах Тазовского полуострова вскрыты единичными скважинами и изучены очень слабо. Практически на всех площадях, где глубокими скважинами вскрыты отложения комплекса, получены прямые признаки высокой перспективности нижне-среднеюрских отложений в отношении нефтегазоносности (на Семановском месторождении в пределах юго-восточного крыла Адерпаютинского поднятия отложения вскрыты в двух скважинах №№ 50 и 51, при испытании которых получены непромышленные притоки нефти и газоконденсата), а на ряде площадей открыты залежи углеводородов (Уренгойское, Береговое, Тазовское месторождения).



Ачимовский нефтегазоносный комплекс

Ачимовские отложения представлены переслаиванием пачек аргиллитов и алевролитов, среди которых выделяются песчано-алевритовые тела, достигающие по толщине первых десятков метров. Песчаные тела имеют обычно линзовидный характер и залегают в основании сортымской свиты.

Ачимовская толща представляет собой комплекс отложений, характеризующийся своеобразием закономерностей в развитии песчаных тел. Все линзы песчаников имеют субмеридиональное простирание и в плане нередко перекрывают друг друга. Закономерности пространственного распределения ачимовских ловушек и их генетическая природа до сих пор не выяснены.

Нефтегазоносность ачимовской толщи установлена на Уренгойском, Самбургском, Непонятном и других месторождениях.

Ачимовский нефтегазоносный комплекс наиболее изучен в пределах Уренгойского месторождения, где открыто 6 газоконденсатных и газоконденсатно-нефтяных залежей в пластах Ач₆, Ач₆⁰, Ач₅, Ач₃₋₄, Ач₂ и Ач₁.

По данным керн из скважин Уренгойского месторождения разрез ачимовской толщи представлен переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов.

Песчаники мелко- и среднезернистые, косослоистые, иногда массивные, сильно слюдистые (особенно на границе раздела слоев), крепкоцементированные с остатками растительного детрита. В ряде скважин отмечаются слабо- и среднесцементированные образцы. Иногда в подошвенной части встречаются гальки аргиллитов. Отмечаются линзочки, прожилки и прослои угля толщиной до 10 см. Коллекторские свойства в одних случаях улучшаются от кровли к подошве, в других – ухудшаются. Содержание кварца в песчаниках ачимовской толщи составляет 35–40 % (в вышележающих коллекторах пластов группы – 20–25 %). Пористость 15–20 %, коэффициент проницаемости варьируется от 0,01 до 27 мД.

Верхне-неокомский нефтегазоносный комплекс

Отложения верхне-неокомского нефтегазоносного комплекса являются одним из основных резервуаров углеводородов в пределах Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

На Ямбургском месторождении в верхне-неокомском комплексе содержится 15 газоконденсатных и нефтегазоконденсатных залежей в пластах БУ₃¹ – БУ₉, абсолютные отметки залегания в своде составляют 2600–3300 м. Верхние залежи пластовые, сводовые (БУ₃, БУ₄¹⁻³), нижележащие пластовые, литологически экранированные. Отличительной чертой песчано-алевролитовых пластов верхнего неокома является достаточно сложный характер их развития по площади. Большинство их распространено в песчаной фации лишь в восточной части структуры, а на западе разрез представлен преимущественно глинистыми разностями. ГVK залежей, в основном, горизонтальный. Сопутствующие залежам нефтепроявления незначительны по дебитам, приурочены как к приконтактным зонам, так и к сводовым и присводовым участкам. В нижней части верхне-неокомского комплекса песчаные линзы вскрыты единичными скважинами и при их опробовании получены небольшие притоки нефти (скважины №№ 112 и 124) или газоконденсата с водой (скважины №№ 112, 162 и 440). Появление новых песчаных пластов происходит на юго-восточном и восточном погружениях (скважины №№ 440, 157 и 117). В проектных скважинах ожидается наличие в песчаной фации пласта БУ₁₂.

Сеноманский нефтегазоносный комплекс

Сеноманский нефтегазоносный комплекс является регионально продуктивным на всей территории Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. В отложениях комплекса открыта уникальная залежь газа на Ямбургском месторождении.

Залежь газа в сеномане сосредоточена под регионально выдержанной глинистой покрывкой турон-датского возраста толщиной до 500 м. Связана с мощной толщей переслаивания песчано-алевролитовых и алеврито-глинистых пород с подчинённой ролью последних. Причём глинистые пласты не выдержаны по разрезу и характеризуются преимущественно линзовидным залеганием, что обуславливает гидродинамическую связь песчаных пластов внутри продуктивной толщи сеномана. Сеноманская залежь связана со структурной ловушкой, высота залежи около 200 м. По типу залежь массивная, плоскость газовой раздела близка к горизонтальной, имеет небольшой наклон в северном направлении и проводится на а.о. – 1160 м (на юге) и – 1173 м (на севере). Пластовое давление в залежи соответствует гидродинамическому на уровне ГVK.

Таким образом, на Ямбургском месторождении установлена нефтегазоносность сеноманского и верхне-неокомского комплексов. Перспективными являются ачимовский, нижне-неокомский и нижне-среднеюрский НГK.

Оценка перспективных ресурсов ачимовских и нижне-неокомских отложений в районе проектируемых работ по категории С₃ составляет:



- нефти – 4465 тыс. тонн;
- конденсата – 65197 тыс. тонн;
- газа – 299760 млн м³.

Геологические задачи, решаемые геофизическими методами

На Ямбургском месторождении геофизические исследования в скважинах проводятся с целью решения следующих геологических задач:

- литологическое расчленение разрезов скважин;
- выделение коллекторов и определение их эффективных мощностей;
- определение удельных электрических сопротивлений горных пород;
- количественная оценка параметров пластов (коэффициента пористости, водонасыщенности, глинистости, коэффициента проницаемости и коэффициента нефтегазонасыщения);
- разделение пластов по характеру насыщающего флюида – газ, нефть, вода;
- определение положения газо-жидкостных и водонефтяных контактов.

Решаются задачи с целью изучения технического состояния скважин:

- определение искривления ствола скважины;
- установление фактического диаметра скважин;
- определение высоты подъёма цемента и степени механического контакта цемента с колонной в заколонном пространстве.

Физико-геологические предпосылки применения геофизических методов

Геофизические исследования скважин позволяют расчленять разрезы осадочных пород на пласты с различными физическими свойствами, отличающимися по составу пород, коллекторским свойствам и нефтегазонасыщенности.

В основе *электрического каротажа* лежит различие пород, слагающих разрез, по значениям естественных потенциалов (ПС) и кажущегося удельного сопротивления (КС).

Радиоактивный картаж (РК) основан на использовании радиоактивных процессов, происходящих в ядрах атомов элементов.

В основе *гамма-каротажа* (ГК) лежит различие пород по естественному гамма-излучению и его интенсивности.

Гамма-гамма картаж (ГГК) и *нейтронный картаж* (НК) основаны на изучении эффектов взаимодействия соответственно гамма-излучения и нейтронов с горной породой.

Акустический картаж (АК) основан на различии упругих свойств горных пород, пройденных скважиной.

Предпосылкой применения *термокаротажа* (Т) является различие тепловых свойств пород. Измерения диаметра скважины (*кавернометрия* (Кав)) при прочих условиях зависят от литологического состава пород.

Сопротивление продуктивных коллекторов месторождения колеблется в интервалах от 1,0 до 15 Ом·м, в водоносных пределах – от 3 до 14 Ом·м. Колебание сопротивления связано с пористостью горных пород – в первом случае идёт уменьшение сопротивления, во втором – увеличение.

Естественная радиоактивность продуктивных коллекторов составляет 2–3 мкР/час, водоносных коллекторов – 6–8 мкР/час, глини – 12–13 мкР/час.

Комплекс геофизических исследований

Проектом предусмотрен комплекс геофизических исследований в эксплуатационных скважинах, согласованный с «Правилами геофизических исследований и работ в нефтяных и газовых скважинах» (2001 г.).

Для выполнения полного комплекса работ полевыми партиями необходимо прибыть на каждую из скважин не менее 5 раз: 3 раза на общие и детальные исследования, 1 раз на цементометрию и 1 раз на прострелочно-взрывные работы. Общее расстояние от базы до скважин составляет 150 км, из них 100 км по асфальтированной дороге и 50 км по песчаной отсыпке. Соответственно перед отправкой из базы проводятся подготовительные работы, также по приезду на каждую скважину проводят монтажные работы.

Для решения поставленных геолого-геофизических задач в эксплуатационных скважинах Ямбургского месторождения применяется следующий комплекс ГИС. Комплекс включает методы каротажа, выполненные по всему стволу скважины – стандартный картаж, гамма картаж (ГК), инклинометрия, термометрия, кавернометрия – профилометрия, а также методы, выполняемые в продуктивных интервалах – боковое каротажное зондирование (БКЗ), боковой картаж (БК), индукционный картаж (ИК), акустический картаж (АК), гамма-гамма картаж (ГГК), нейтрон-нейтронный картаж (ННК), нейтронный гамма-картаж (НГК). Методы, входящие в комплекс, представлены в таблице 1; комплекс геолого-технический исследований показан в таблице 2.



Таблица 1 – Комплекс ГИС

Постоянная часть обязательных исследований	Общие исследования	
	Детальные исследования (в продуктивных интервалах)	ГТИ, ПС, КС, (1–2 зонда из состава БКЗ), БК, ГК, НК, АК, ГГК-П, профилометрия, инклинометрия, резистивиметрия, ПС, БКЗ, БК, ИК (ЭМК), МК, БМК, профилометрия, ГК-С, НК, АК, ГГК-П, наклонометрия
Изменяемая часть обязательных исследований	Дополнительные исследования	
	При наличии в продуктивных интервалах разреза сложных коллекторов (трещинных, глинистых, битуминозных)	ДК, ГДК, ОПК, ИПТ, электрический сканер, ЯМК
	Для определения положения межфлюидных контактов и пластовых давлений в перспективных интервалах	ГДК, ОПК, ИПТ, ИНК, ЯМК
	Для обеспечения моделирования залежей и при проведении сейсморазведки 3D	ВСП, наклонометрия

Таблица 2 – Комплекс ГТИ

Решаемые задачи	Обязательные исследования и измерения	Дополнительные исследования и измерения
<p>Геологические задачи</p> <ul style="list-style-type: none"> ● оптимизация получения геолого-геофизической информации; ● литолого-стратиграфическое расчленение разреза; ● выделение пластов-коллекторов; ● определение характера насыщения пластов-коллекторов; ● оценка фильтрационно-ёмкостных свойств пластов-коллекторов; ● контроль процесса испытания и опробования объекта; ● выявление реперных горизонтов 	<p>Исследование шлама, керна, бурового раствора:</p> <ul style="list-style-type: none"> ● макро- и микроскопия шлама; ● фракционный анализ шлама; ● определение карбонатности пород; ● люминесцентный анализ шлама и бурового раствора; ● оценка плотности пористости шлама; ● определение объёмного суммарного газосодержания бурового раствора; ● непрерывное измерение компонентного состава углеводородного газа, извлечённого из бурового раствора; ● периодическая термовакuumная дегазация проб раствора и шлама 	<ul style="list-style-type: none"> ● измерение окислительно-восстановительного потенциала; ● пиролиз горных пород; ● фотоколориметрия; ● определение вязкости и водоотдачи бурового раствора
<p>Технологические задачи</p> <ul style="list-style-type: none"> ● раннее обнаружение газонефтепроявлений и поглощений при бурении и спускоподъёмных операциях; ● оптимизация процесса углубления скважины; ● распознавание и определение продолжительности технологических операций; ● выбор и поддержка рационального режима бурения с контролем обработки долот; ● оптимизация спускоподъёмных операций; ● контроль гидродинамических давлений в скважине; ● определение и прогноз пластового и порового давления; ● контроль спуска и цементирования обсадной колонны; ● диагностика предаварийных ситуаций в реальном масштабе времени 	<p>Измерение и определение технологических параметров:</p> <ul style="list-style-type: none"> ● глубина скважины и механическая скорость проходки; ● вес на крюке и нагрузка на долото; ● давление бурового раствора на стояки манифольда и в затрубье; ● число ходов насоса; ● расход или поток бурового раствора на выходе из скважины; ● уровень и объём бурового раствора в ёмкостях; ● скорость спуска и подъёма бурового инструмента; ● плотность бурового раствора на входе и на выходе из скважины; ● скорость вращения ротора; ● крутящий момент на роторе; ● температура раствора на входе и на выходе из скважины 	<ul style="list-style-type: none"> ● удельное электрическое сопротивление раствора на входе и выходе; ● виброакустические характеристики, получаемые в процессе бурения

Используемый комплекс ГИС для решения поставленных задач

Методика проведения ГИС отдельных методов используемого комплекса и стоящие перед ним задачи рассмотрены ниже.

Электрический каротаж

Электрический каротаж – геофизические исследования в скважинах, основанные на измерении электрического поля, возникающего самопроизвольно или создаваемого искусственно. Электрический каротаж используется для оценки литологического состава пород, слагающих стенки скважины, выделения в них нефтегазонасыщенных, рудных и водонасыщенных пластов, оценки их параметров, корреляции



разрезов различных скважин, контроля технического состояния скважин и т.п. Физическая основа электрического каротажа – различие электрических свойств горных пород. В скважинах измеряются величины, характеризующие электрическое сопротивление и способность к поляризации горных пород.

В электрический каротаж входят: каротаж потенциалов самопроизвольной поляризации (ПС), каротаж сопротивления (КС), боковое каротажное зондирование (БКЗ), каротаж вызванных потенциалов (ВП), каротаж электродных потенциалов (ЭП), токовый каротаж (ТК), боковой каротаж, микрокаротаж, индукционный каротаж.

Стандартный каротаж

Стандартный каротаж проводится по всему стволу скважины с помощью аппаратуры К-3Н123 (Э-1). Кривые ПС в комплексе с диаграммами других методов позволяют провести сопоставление разреза скважин, уточнить литологию пород, выделить коллектор и оценить глинистость и коллекторские свойства пород.

Боковое каротажное зондирование

Боковое каротажное зондирование проводится в интервале залегания продуктивных интервалов с использованием градиент-зондов: А0, 4М0, 1Н; А1М0, 1Н; А0, 2М0, 5Н; А4, 0М0, 5Н; А8, 0М0, 1Н. Дополнительно записывается кровельный зонд N0, 5М2, 0А и потенциал-зонд N11, 0М0, 5А.

При БКЗ скорость записи не более 2500 м/час. Основной масштаб записи 2,5 Ом·м. Полученные кривые используются для определения границ пластов и глубин их залегания, а также для определения удельного сопротивления пород и характера насыщения коллекторов.

Микрокаротажное зондирование

Микрокаротажное зондирование проводится в интервале БКЗ микроградиент-зондом А0, 05М, регистрация осуществляется аппаратурой Э-2, масштаб сопротивлений 2,5 Ом·м, скорость регистрации 1000 м/час. МКЗ выполняется с целью расчленения разреза и выделения коллекторов.

Боковой каротаж

Боковой каротаж проводится в продуктивной части разреза. Запись осуществляется аппаратурой Э-2. Скорость записи 1000 м/час. БК имеет преимущество перед БКЗ при выделении коллекторов.

Микробоковой каротаж

Запись осуществляется аппаратурой Э-2 с одновременной регистрацией кривой МБК и кривой микрокавернометрии. Цель замера МБК – определение сопротивления промывочной зоны, расчленение разреза с уточнением границ пластов. Масштаб записи 2,5 Ом·м. Микрокавернометрия используется для определения границ пластов по значительному сужению диаметра скважины по сравнению с обычным рычажным каверномером.

Индукционный каротаж

Запись ведётся при скорости регистрации 1000 м/час. По диаграммам ИК возможно более точное определение низкоомных коллекторов.

Радиоактивный каротаж

Комплекс РК включает методы изучения естественной радиоактивности (ГК), рассеянного гамма-излучения (ГГК), нейтронные (НГК и ННК). При измерениях используется аппаратура ПК-3, РК-4, ДРСТ-3, ДИНА-К-РК-43М. В качестве источника НГК применяется плутониево-бериллиевый источник нейтронов мощностью порядка 4,5 Кюри.

При детальном исследовании (в интервалах БКЗ) диаграммы записываются со скоростью 200 м/час.

Все замеры РК выполнены эталонированной аппаратурой.

Акустический каротаж

Для записи кривых акустического каротажа использовалась аппаратура АК-4.

При проведении АК регистрируются временные кривые Т1, Т2, ΔТ; амплитудные кривые А1, А2; коэффициент затухания А1/А2. Для интерпретации используется кривая интервального времени прихода упругой волны ΔТ, которая записывается в масштабе 20 мкс/м. Из амплитудных кривых – кривая коэффициента затухания, которая записывается в масштабе 4 дБ/м. Скорость записи 700 м/час.

Кавернометрия и профилометрия

Диаметр скважины измеряется с помощью аппаратуры СКП-1. Цель замеров – расчёт количества цемента, необходимого при цементации затрубного пространства скважины; определение глинистой корки при выделении коллекторов и диаметра скважины при интерпретации геофизических материалов.

Кавернометрия проводится по всему стволу скважины в масштабе глубин 1 : 500. Скорость регистрации кривых – 1500 м/час.

Инклинометрия

Для контроля искривления ствола скважины используется метод инклинометрии, который позволяет контролировать положение оси скважины по замерам угла отклонения оси от вертикали и азимут скважины определяемым углом между направлением на магнитный север и проекцией оси скважины на горизонтальную плоскость, взятой в сторону увеличения её глубины.



Для изучения угла наклона и азимута скважины применяется инклинометр типа КИТ 201.

Угол и азимут измеряются через каждые 20 м и дублируются контрольным замером.

Термометрия

Исследования методом термометрии проводятся термометрами типа ТР-7. Скорость записи кривых 1000 м/час. Целью метода является получение данных о температуре, на основании которой определялось местоположение продуктивных пластов и газоводяного контакта.

Кумулятивная перфорация

Для кумулятивной перфорации используются заряды фугасного действия. Сущность эффекта кумуляции в том, что при наличии в заряде выемки газообразные продукты детонации части заряда, активной части, двигаясь к оси заряда, концентрируются в мощный поток – кумулятивную струю. Заряды помещаются в перфоратор в специальном каркасе, который предназначен для центрации зарядов по оси перфоратора. Также проводится скважинное торпедирование. Оно используется для обрыва НКТ, буровых труб, кабелей и вскрытия продуктивного пласта.

Также в состав ГИС входят и другие виды работ: определение дебита скважины, технического состояния колонны, профиля притока или профиля приёмистости, гидродинамических параметров пластов. При этом используют термометрию, расходомерию, барометрию, СТИ, локаатор муфт (ЛМ), акустическую шумомерию, электромагнитную дефектоскопию и толщинометрию, спектрометрический нейтронный гамма-каротаж (СНГК), импульсный нейтрон-нейтронный каротаж (ИННК), гидродинамические исследования скважин (регистрация кривых восстановления уровней (КВУ) и восстановления давления (КВД), гидропрослушивание) и некоторые другие виды и методы каротажей.

Работы проводятся с применением лубрикаторов:

- УЛГ 65/350 – применяется при давлениях до 350 атмосфер;
- УЛГ 65/700 – применяется при давлениях до 700 атмосфер.

Обоснование геофизических методов

Предполагается исследование трёх скважин глубиной порядка 1225 м. Во всех трёх скважинах будет проводиться комплекс геофизических исследований с целью решения поставленных задач.

Первостепенное значение в общем комплексе исследований будет иметь стандартный каротаж, основанный на изучении удельных сопротивлений пройденных пород (КС) и потенциалов собственного электрического поля (ПС) вдоль ствола скважины.

Для определения истинного удельного сопротивления пластов и оценки глубины проникновения в них фильтрата бурового раствора будет применяться боковое каротажное зондирование (БКЗ).

Микрокаротажное зондирование (МКЗ) и боковой каротаж (БК) помогут выделить в разрезе скважины очень тонкие слои пород и позволят оценить их сопротивление.

Индукционный каротаж (ИК) будет проводиться в скважинах, необсаженных колонной, при наличии пластов с низким и средним сопротивлением.

По диаграммам электрических методов предполагается решение следующих задач:

- корреляция разрезов скважин;
- выделение коллекторов и их насыщение;
- определение зон проникновения в пласт фильтрата бурового раствора;
- определение удельного электрического сопротивления пластов и зоны проникновения;
- выделение коллекторов;
- определение коэффициента нефтенасыщенности;
- сопоставление разрезов скважин.

С помощью радиоактивных методов (ГК, ННК, ГГК) будет изучена естественная и вызванная радиоактивность горных пород, что позволит решать следующие задачи:

- литологическое расчленение разреза;
- оценка глинистости пород;
- выделение пластов-коллекторов;
- определение коэффициента пористости;
- определение положения ГНК и ВНК.

Для оценки качества затрубного цемента, его связи с колонной и породой, для выделения зон в разрезе интенсивного развития трещин и для оценки пористости пород предполагается использования акустического каротажа.

Так как в процессе бурения будет необходим периодический контроль за расположением оси скважины в пространстве, будет использован метод инклинометрии.

Кавернометрия и профилометрия позволят определить диаметр скважины и размер поперечного сечения

В таблице 3 приведён объём пород.



Таблица 3 – Объём работ

Вид исследования	Интервал исследования	Единицы измерения	Общий объём работ по трём скважинам
Подготовительные работы			
Подготовка на базе	1	шт.	15
Подготовка на скважине	1	шт.	15
Дорога			
Асфальт	100	км	3000
Песчаная отсыпка	50	км	1500
Общие исследования			
ГТИ, ПС, КС, БК, ГК, НК, АК, ГГК-П, профилометрия, инклинометрия, резистивиметрия, термометрия	0–1225	м	3675
Детальные исследования			
ПС, БКЗ, БК, ИК, МК, БМК, профилометрия, ГК-С, НК, АК, ГГК-П, наклонометрия	975–1225	м	750
Прострелочно-взрывные работы			
Перфорация	12	м	36
Заряды	120	шт.	360

Литература:

1. Дахнов В.Н. Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщения горных пород. – М. : Издательство «Недра», 1985. – 310 с.
2. Коноплёв Ю.В., Кузнецов Г.С., Моисеев В.Н. Геофизические методы контроля разработки нефтяных месторождений. – М. : Издательство «Недра», 1986. – 217 с.
3. Геофизические исследования скважин / В.М. Добрынин [и др.]. – М. : Издательство «Нефть и газ», 2004. – 400 с.
4. Горбачёв Ю.И. Геофизические исследования скважин. – М. : Издательство «Недра», 1990. – 397 с.
5. Латышова М.Г. Практическое руководство по интерпретации диаграмм геофизических методов исследования скважин : учебное пособие для вузов. – М. : Издательство «Недра», 1981. – 182 с.
6. Добрынин В.М. Интерпретация результатов геофизических исследований нефтяных и газовых скважин: справочник. – М. : Издательство «Недра», 1988. – 476 с.
7. Комплекс геофизических работ в скважинах Ямбургского газоконденсатного месторождения [Электронный ресурс] . – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0b65635a2bd69a4c43a89421206d26_0.html
8. Климов В.В. Основы геофизических исследований при строительстве и эксплуатации скважин на нефтегазовых месторождениях : учебное пособие / В.В. Климов, О.В. Савенок, Н.М. Лешкович. – Краснодар : ООО «Издательский Дом – Юг», 2016. – 274 с.
9. Геофизические исследования и работы в скважинах : учебное пособие / В.В. Попов [и др.]. – Новочеркасск : Лик, 2017. – 326 с.
10. Петрушин Е.О. Газогидродинамические методы исследования газовых скважин при стационарных режимах фильтрации на примере Ямбургского газоконденсатного месторождения / Е.О. Петрушин, А.С. Арутюнян, Е.Н. Даценко // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2015. – № 2. – С. 63–72.
11. Петрушин Е.О., Арутюнян А.С., Даценко Е.Н. Геофизические методы исследования газовых скважин // Материалы седьмой Международной научной конференции «Технические и технологические системы – 15» (7–9 октября 2015 года) / ФГБОУ ВПО «КубГТУ», КВВАУЛ им. А.К. Серова; под общей редакцией Б.Х. Гайтова. – Краснодар : ООО «Издательский Дом – Юг», 2015. – С. 300–309.
12. Петрушин Е.О., Арутюнян А.С. Компьютеризация геофизических методов исследования скважин // Сборник статей научно-информационного центра «Знание» по материалам X Международной заочной научно-практической конференции «Развитие науки в XXI веке» (15 февраля 2016 года, г. Харьков). – Д. : научно-информационный центр «Знание», 2016. – 4 часть. – С. 130–135.
13. Техника и технология геофизических методов исследования горизонтальных скважин на Фёдоровском нефтегазовом месторождении / Д.С. Панцарников [и др.] // Нефть. Газ. Новации. – 2016. – № 2/2016. – С. 42–45.
14. Петрушин Е.О. Контроль качества геофизических исследований скважин / Е.О. Петрушин, А.С. Арутюнян, Шьяка Хаким // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2016. – № 4. – С. 38–59.
15. Петрушин Е.О. Геофизические методы исследования скважин на Приобском нефтяном месторождении / Е.О. Петрушин, А.С. Арутюнян, Коффи Амону Кра Аксель Камиль // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2017. – № 3. – С. 142–168.
16. Петрушин Е.О. Комплекс геофизических исследований в открытом стволе скважин с целью оценки нефтеносности разрезов Игольско-Талового нефтяного месторождения / Е.О. Петрушин, А.С. Арутюнян, Аль-Гаили Юнес Али Абдо Шараф // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2017. – № 4. – С. 166–189.

**References:**

1. Dakhnov V.N. Geophysical methods of determination of collection properties and oil and gas saturation of rocks. – M. : Nedra, 1985. – 310 p.
2. Konoplyov Yu.V., Kuznetsov G.S., Moiseyev V.N. Geophysical control methods of development of oil fields. – M. : Nedra, 1986. – 217 p.
3. Geophysical surveys of wells / V.M. Dobrynin [etc.]. – M. : Oil and Gas, 2004. – 400 p.
4. Gorbachev Yu.I. Geophysical surveys of wells. – M. : Nedra, 1990. – 397 p.
5. Latyshova M.G. Practical guidance on interpretation of charts of geophysical methods of well survey : manual for higher education institutions. – M. : Nedra, 1981. – 182 p.
6. Dobrynin V.M. Interpretation of results of geophysical surveys of oil and gas wells: reference book. – M. : Nedra, 1988. – 476 p.
7. A complex of geophysical works in wells of the Yamburg gas-condensate field. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0b65635a2bd69a4c43a89421206d26_0.html
8. Klimov V.V. Bases of geophysical surveys at construction and operation of wells on oil and gas fields : manual / V.V. Klimov, O.V. Savenok, N.M. Leshkovich. – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – 274 p.
9. Geophysical surveys and works in wells: the manual / V.V. Popov [etc.]. – Novocheerkassk : Lik, 2017. – 326 p.
10. Petrushin E.O. Gas-hydrodynamic methods of a research of gas wells at the stationary modes of filtration on the example of the Yamburg gas-condensate field / E.O. Petrushin, A.S. Arutyunyan, E.N. Datsenko // Science. Equipment. Technologies (polytechnical messenger). – 2015. – № 2. – P. 63–72.
11. Petrushin E.O., Arutyunyan A.S., Datsenko E.N. Geophysical methods of a research of gas wells // Materials of the seventh International scientific conference «Technical and Technological Systems – 15» (on October 7–9, 2015) / FGBOU VPO «KUBGTU», KVVAVL of A.K. Serov; under the general editorial office B.H. Gaytova. – Krasnodar : Publishing House – South, 2015. – P. 300–309.
12. Petrushin E.O., Arutyunyan A.S. Kompyuterization of geophysical methods of well survey // Collection of articles of Znaniye scientific information center on materials X of the International correspondence scientific and practical conference «Development of Science in the 21st Century» (on February 15, 2016, Kharkiv). – D. : Znaniye scientific information center, 2016. – 4th part. – P. 130–135.
13. The equipment and technology of geophysical methods of a research of horizontal wells on the Fyodorovsky oil and gas field / D.S. Pantsarnikov, etc. // Oil. Gas. Innovations. – 2016. – № 2/2016. – P. 42–45.
14. Petrushin E.O. Quality control of geophysical surveys of wells / E.O. Petrushin, A.S. Arutyunyan, Shyaca Ha-keem // Science. Equipment. Technologies (polytechnical messenger). – 2016. – № 4. – P. 38–59.
15. Petrushin E.O. Geophysical methods of well survey on the Priobskoye oil field / E.O. Petrushin, A.S. Arutyunyan, Coffi Amon Kra Axel Kamil // Science. Equipment. Technologies (polytechnical messenger). – 2017. – № 3. – P. 142–168.
16. Petrushin E.O. A complex of geophysical surveys in an open trunk of wells for the purpose of assessment of oil-bearing capacity of cuts of the Igolsko-Talovy oil field / E.O. Petrushin, A.S. Arutyunyan, Al-Gaili Yunes Ali Abdo Sharaf // Science. Equipment. Technologies (polytechnical messenger). – 2017. – № 4. – P. 166–189.