Министерство высшего и среднего специального образования Российской Федерации

Российский государственный геологоразведочный университет

Факультет: Геофизический

Кафедра: Сейсмических и скважинных методов

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

ТЕМА: “Геофизические методы исследования горизонтальных скважин Федоровского нефтегазового месторождения Западной Сибири”

Проектировал:

Руководитель проекта:

Москва 2006г.

Содержание

Введение

Глава 1. Общие сведения о Федоровском месторождении. Краткий физико-географический очерк

Глава 2. История освоения месторождения

Глава 3. Геологическое строение месторождения

3.1 Стратиграфия

3.2 Тектоника

3.3 Нефтегазоносность

3.4 Гидрогеологическая характеристика

Глава 4. Физические свойства горных пород

4.1 Плотностные свойства

4.2 Электрические свойства

4.3 Радиоактивность

4.4 Нейтронные свойства

4.5 Акустические свойства

4.6 Физические свойства нефти и газа

Глава 5. Горизонтальные скважины

5.1 Обзор имеющихся отечественных технологий геофизических исследований бурящихся горизонтальных скважин

5.2 История развития комплекса АМАК “ОБЬ”

5.3 Комплекс методов для геофизических исследований в горизонтальных скважинах

Глава 6. Усовершенствование геофизических методов ГИС для горизонтальных скважин

6.1 Расширение геологических задач

6.2 Состояние и перспективы развития методов акустического каротажа, термометрии и резистивиметрии

6.2.1 Акустический метод

6.2.2 Термометрия и резистивиметрия

6.3 Выбор и обоснование методов ГИС

6.4. Усовершенствованная методика обработки и интерпретации

6.4.1. Первичная обработка

6.4.2 Методика интерпретации данных ГИС

Глава 7.Мероприятия по охране природы, охране труда и технике безопасности

7.1 Техника безопасности при геофизических работах

7.2 Охрана недр и окружающей среды

Глава 8.Технико-экономические показатели проектируемых работ

8.1 Характеристика предприятия

8.2 Организация труда

8.3 Расчет норм времени при работе с комплексом АМАК “ОБЬ” АЛМАЗ-2 и АК-Г

8.4 Сравнительный анализ сметной стоимости работ при производстве ГИС в горизонтальных скважинах по трем технологиям

Заключение

Литература

Введение

Данный проект посвящен исследованию горизонтальных скважин Федоровского нефтегазового месторождения. Тема на сегодняшний момент является актуальной. Комплекс по геофизическому исследованию горизонтальных скважин постоянно развивается и совершенствуется.

Впервые в практике российской нефтяной отрасли задачу бурения поставило открытое акционерное общество «Сургутнефтегаз», выбрав основным объектом строительства горизонтальных скважин Федоровское нефтяное месторождение (Горизонт АС-4-5-6).

Наиболее эффективным является переход от бурения одиночных ГС к бурению и широкомасштабному промышленному освоению систем на основе бурения сотен ГС в комбинации с вертикальными и наклонно-направленными скважинами на одном объекте.

При увеличении объемов бурения горизонтальных скважин встает вопрос о выборе более эффективной технологии добычи нефти. С 2003 года в ОАО «Сургутнефтегаз» начато бурение горизонтальных скважин с хвостовиком. Бурение скважины производится инструментом меньшего диаметра и на биополимерном солевом растворе, который само разрушается через две недели, при этом отсутствует загрязненность коллекторов, как при глинистом растворе.

Таким образом, создание высокоинформативной безопасной технологии проведения ГИС в горизонтальной части ствола скважины и ее скорейшего внедрения в практику работ на Федоровском месторождении является давно назревшей и актуальной проблемой.

Настоящий дипломный проект составлен с использованием результатов промыслово-геофизических исследований скважин Федоровского газонефтяного месторождения, текущих карт состояния разработки, геологических отчетов треста «Сургутнефтегеофизика», материалов разработчиков комплекса АМАК «ОБЬ», АЛМАЗ-2, МГКР, АК-Г, литературы о методах ГИС и полезных ископаемых.[1-9]

Автор дипломного проекта ранее работал в партии ГТИ и был непосредственным исполнителем геофизических исследований горизонтальных скважин, а сейчас работает в контрольно интерпретационной партии треста «Сургутнефтегеофизика». Лично занимается приемкой первичного материала, оценкой качества ГИС на ЭВМ. Участвует в обмене опытом с работниками КИПов с целью освоения новых методик обработки материалов ГИС.

Глава 1.Общие сведения о Федоровском месторождении. Краткий физико-географический очерк

В административном отношении Федоровское месторождение расположено в Сургутском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области.

Ближайшим крупным населенным пунктом является город Сургут (30-35 км).

Федоровское месторождение (рис.1.1) находится в 10 км к северо-востоку от разрабатываемого месторождения - Западно-Сургутского. В 35-45 км от месторождения проходит нефтепровод Нижневартовск-Усть-Балык-Омск и Тюмень-Курган-Альметьевск.

Район работ представляет собой слабо пересеченную, сильно заболоченную, неравномерно залесенную равнину, приуроченную к широтному течению р. Оби.

Абсолютные отметки рельефа изменяются от +25 м до +75 м.

Основная водная артерия района - р. Обь. Течение реки медленное (0,3-0,5 м/сек), спокойное. Ширина реки колеблется от 850 м до 1300 м, глубина 8-18 м. Река судоходная в течение всей навигации, со второй половины мая до конца октября.

Непосредственно на площади месторождения гидрографическая сеть представлена множеством ручьев и рек. Наиболее крупная из них р. Черная - правый приток Оби.

На всей территории наблюдается большое количество болот и озер. Самое крупное озеро Пильтон-Лор имеет площадь около 100 км2. Болота непроходимые, замерзают лишь к концу января.

Растительность представлена смешанным лесом с преобладанием на водоразделах хвойных деревьев и тальниковыми кустарниками по берегам рек и протоков.

Климат резко континентальный с продолжительной холодной зимой, теплым непродолжительным летом и короткой весной и осенью.

По данным многолетних наблюдений среднегодовая температура низкая и колеблется от -3,2оС до -2,6оС. Наиболее высокая температура летом достигает +30оС. Зимой температура падает до -50оС. Количество осадков достигает 400 мм в год. Максимальное количество осадков приходится на май-август.

Снеговой покров устанавливается в конце октября и сходит в конце апреля. Толщина снегового покрова в лесах достигает 2 м. Грунт промерзает до 1,5 м, на болотах до 0,20 м. Толщина льда на больших реках до 40-80 см, на озерах до 40 см.

Район относится к слабонаселенным. В г. Сургуте, самом населенном пункте, живет более 200 тыс. человек. В нем сосредоточены основные промышленные предприятия, нефтеперерабатывающий завод, ГРЭС-1, ГРЭС-2, нефтедобывающие управления, объединение Сургутнефтегаз, нефтеразведочная экспедиция, крупный аэропорт, железнодорожный узел и речной порт.

В связи с развитием нефтедобывающей промышленности в районе население постоянно растет.

Коренное население (ханты, манси) в основном занимается лесозаготовками, рыболовством, охотой; коренное русское население - животноводством и земледелием.

Дорожная сеть в районе из-за сильной заболоченности развита слабо. Построена бетонная дорога от г. Сургута до г. Нижневартовска и Нефтеюганска, а также от г. Сургута до Федоровского месторождения. Железная дорога связывает г. Сургут с г. Тюменью, г. Нижневартовском и Уренгоем.

Строительные материалы

Федоровское месторождение находится на территории Сургутского экономического района, где сосредоточены большие объемы капитального строительства. Интенсивный рост жилищного и промышленного производства требует значительного количества строительных материалов.

Поисково-разведочные работы на строительные материалы в Сургутском районе проводились поисковыми партиями Тюменской комплексной геологоразведочной экспедиции Главтюменьгеологии.

В результате проведенных работ открыты месторождения керамзитовых и кирпичных глин, строительных песков, песчано-гравийной смеси.

Калиновореченское месторождение песчано-гравийной смеси с запасами 11700 тыс. м3 расположено в 15 км к северо-западу от г. Сургута. Сырье пригодно для употребления в бетонах, штукатурных и кладочных работах.

Черногорское месторождение строительных песков находится в районе г. Сургута. Пески пригодны для штукатурных и кладочных растворов в качестве инертного заполнителя, в бетонах и железобетонах, а также для варки оконного и технического стекла.

Локосовское месторождение керамзитовых и кирпичных глин находится в 100 км к востоку от г. Сургута, на восточной окраине с. Локосово. Запасы его по категориям АВС1 составляют 6191 тыс.м3. Из сырья месторождения с добавкой 1,5% солярового масла и 3% пиритных огарок получают керамзит марки 500. Эти глины пригодны для изготовления кирпича марки 100-125 с сушкой в искусственных условиях и марки 75-100 с сушкой в естественных условиях. Запасы глин утверждены в ГКЗ СССР 25 декабря 1964 года по категориям: А-1186 тыс.м3, В-2725 тыс.м3, С1-2280 тыс.м3. В настоящее время на этом сырье работает Локосовский кирпичный завод.

В Сургутском районе и непосредственно на площади месторождения имеются огромные запасы торфа, а также гравия и песка, которые используются в процессе обустройства месторождений, строительства автодорог, оснований под кустовое бурение, в промышленном и гражданском строительстве.

Важным строительным материалом является лес.

Глава 2. История освоения месторождения.

Нефтяные месторождения, как и каждый человек, имеют свою судьбу. В августе 1971 года при бурении скважины Р-62 нефтеразведки объединения "Обьнефтегеология" получили фонтан нефти дебитом 200 тонн в сутки. Он известил об открытии нового месторождения, о котором заговорили сразу, поскольку вырисовывались небывалые перспективы и даже возникло сравнение с Самотлором. Геологи уверяли, что здесь тоже уникальные залежи нефти. В процессе разведки выявилась промышленная нефтегазоносность двенадцати пластов. Предполагаемая площадь добычи исчислялась 1260 квадратными километрами.

Новую подземную кладовую нарекли младшей сестрой "Самотлора". А названию месторождения было дано в честь В.П.Федорова, главного геофизика Сургутской нефтеразведочной экспедиции, специалиста, который отдал много энергии и сил разведке недр Среднего Приобья. При его непосредственном участии были открыты многие месторождения, составившие в процессе их дальнейшей разработки основу нефтедобывающей промышленности края.

С первых же дней Федоровское месторождение стало своеобразным полигоном ускоренного внедрения новых методов. Первоочередные участки были переданы в эксплуатационную разработку уже в 1972 году.

Институт "Гипротюменьнефтегаз" в проекте предусмотрел сооружение промысловых объектов только из блоков и узлов заводского изготовления с полной автоматизацией. В короткий срок был построен трубопровод, связавший Федоровское месторождение с Западно-Сургутским товарным парком.

В первые годы обустройством Федоровского месторождения занимается старейшее в регионе нефтегазодобывающее управление "Сургутнефть". Объемы растут, и в мае 1977 года принимается решение о создании НГДУ "Федоровскнефть". В течении года было добыто свыше 10 млн. тонн сырья. Промысловики приступают к подготовке нефти высшей группы качества, успешно справляются с планом по сдаче сырья экспортной кондиции.

Но не все давалось так просто. Еще в декабре 1977 года в результате срыва сроков ввода объектов системы ППД дефицит закачки воды составил тогда 10 млн. м3 , пластовое давление в зонах отбора жидкости значительно снизилось и, как следствие, стала уменьшаться производительность скважин, возрос газовый фактор. Все это, в конечном счете, отрицательно сказывалось на режиме эксплуатации месторождения. Необходимо было в срочном порядке форсировать строительство объектов для обеспечения стабильного функционирования промысла.

За годы освоения этой уникальной подземной кладовой было построено более 4,5 тысяч эксплуатационных и нагнетательных скважин, добыто свыше 430 млн. тонн нефти и более 50 млрд. м3 газа. Из 10 скважин получено по 1 млн. и более тонн сырья.

И все-таки падение уровня добычи – удел всех месторождений, процесс, так сказать, необратимый. Но это не значит, что были потеряны объемы сырья. Упущено обустройство под систему газлифтных скважин, а главное – под систему ППД. Когда в 1983 – 1985 годах началось падение объемов, все силы специалистов объединения и НГДУ были брошены на то, чтобы исправить ситуацию. И хотя снижение добычи на Федоровском месторождении продолжалось до 1996 года, а по некоторым объектам наблюдается и сейчас, ситуация в целом стабилизировалась. В первую очередь за счет ввода в разработку залежи АС 4-8, и технологическая схема составлена таким образом, что в течение ближайших лет будут удерживаться объемы на одном уровне. Это очень существенный момент. И сейчас мы имеем "ковер" для бурения до 2018 года.

Опытные и экспериментальные работы по этим вариантам освоения начались еще в 1985 году. Первые результаты были утешительными, извлечь из имеющихся запасов всего 15%. Строительство горизонтальных скважин дает гораздо больше – 25%.

Пять комплексов телеметрических систем приобрели у американской фирмы "SPERRY-SAN". Проектом предусмотрено пробурить 1000 горизонтальных скважин. И, надо сказать, первые результаты неплохо соотносятся с прогнозами. Если начальные дебиты по обычным наклонно-направленным скважинам составляют около 13 тонн в сутки, то по горизонтальным – 50 тонн в сутки. Правда, они и дороже в 3 раза, но себя оправдывают.

В мае 2002 года коллектив НГДУ "Федоровскнефть" отметил свое двадцатипятилетние.

Перспектива Федоровского месторождения всегда была обозначена довольно четко. И внедрения новых методов, и применения современного оборудования, готовы продлить жизнь этой подземной кладовой еще на долгие годы.

Глава 3.Геологическое строение месторождения.

3.1 Стратиграфия

В геологическом строении месторождений принимают участие породы палеозойского фундамента и мезо-кайнозойского осадочного чехла, сложенного песчано-глинистыми отложениями юрской, меловой, палеогеновой и четвертичной систем.

Доюрский фундамент.

Породы доюрского фундамента представлены диабазовыми порфиритами и трещиноватыми кристаллическими базальтами, относящимися по возрасту к палеозойской группе.

Мезозойская группа

Юрская система.

Отложения юрской системы представлены нижним, средним и верхним отделами. Мощность этих отложений колеблется от 60 до 380 м. Нижний отдел представлен Тоарским ярусом. Отложения этого возраста представлены Тюменской,Абалакской , Георгиевской и Баженовской свитами.

Нижний – средний отдел (нерасчлененные).

J1-2(тюменская свита)

Тоарский-ааленский-байосский-батский ярусы.

Отложения Тюменской свиты несогласно залегают на породах полеозойского фундамента.

Тюменская свита представлена чередованием песчаников, алевролитов и аргиллитов. Песчаники мелкозернистые, алевролиты серые, аркозовые и полимиктовые с небольшим содержанием обломков пород, к низу переходящие в полимиктовые. Наблюдаются обильные включения растительных остатков и прослойки угля. Аргиллиты темносерые и серые, алевритистые, иногда углистые. Встречаются прослои угля и углистого сидерита. Глинистые породы свит обогащены ОВ,содержание которого достигает 3%.В верхней части тюменской свиты прослеживается нефтеносный пласт. Мощность тюменской свиты изменяется от 0 до 300 м.

Верхний отдел.

Келловейский,оксфордcкий,киммериджский ярусы(нерасчлененные).

J3 kl-ox(абалакская свита).

J3 kl-ox(васюганская свита).

J3 km (георгиевская свита).

Верхнеюрские отложения представлены морскими фациями и содержат фауну аммонитов и фораминифер, позволяющие выделить келловейский, оксфордский, киммериджский ярусы, которые согласно залегают на батских отложениях. Результаты палинологических исследований не дают достаточного материала для ярусного расчленения. Представлена абалакской, васюганской и георгиевской свитами.

Отложения Абалакской свиты довольно отчетливо выделяются по всему Сургутскому нефтеносному району. Повсеместно в основании разреза свиты залегает пласт черных аргиллитов, местами битуминозных с прослоями серого алевролита. Верхняя часть свиты представлена чередованием песчаников, алевролтов и аргиллитов. В верхней части разреза абалакской свиты прослеживается нефтеносный пласт ЮC1.

Васюганская свита представлена слабобитуминозными аргиллитами, прослеживается не по всему Сургутскому нефтеносному району.

Отложения георгиевской свиты , представленные аргиллитами битуминозными, почти черными, с включениями рыбного детрита, с отпечатками пелеципод и аммонитов. В основании свиты - конкреции фосфоритов, присутствуют не повсеместно, в сводовых частях отдельных локальных структур они отсутствуют.

Волжский ярус.

J3V (баженовская свита)

Отложения волжского яруса, представленные баженовской свитой (J3v), сложены плотными темносерыми аргиллитами, отчетливо выделяются по всему району. В кровле свиты встречаются прослои глинистых известняков. Отложения согласно залегают на породах келловей-оксфорд-киммериджского возраста. В разрезе свиты прослеживается нефтеносный пласт ЮС0.

Меловая система.

Суммарная мощность меловых отложений достигает 2000 м. Меловые отложения представлены нижне и верхнемеловыми, морскими, лагунными и континентальными фациями.

Нижний отдел.

Бериасский,валанжинский ярусы(нерасчлененные)

K1 br-v(Мегионская свита).

Образования этого отдела представлены преимущественно глинистыми осадками бериасс-валанжского возраста, объединенные в мегионскую свиту, которая согласно залегает на породах баженовской свиты и представлена аргиллитами темносерыми, часто алевритистыми, гидрослюдистыми. Алевролиты и песчаники - аркозовые, реже полимиктовые. Встречаются обломки ростра белемнита и раковин пелеципод. В основании разреза мегионской свиты выделяется ачимовская пачка, представленная чередованием аркозовых песчаников светло-серых и серых с крупнозернистым алевролитом, с прослоями сидеритов. В составе ачимовской пачки выделяется несколько продуктивных пластов сложного строения БС22, БС19-21, БС18, БС16. В верхней части разреза мегионской свиты прослеживается четыре нефтеносных пласта БС14, БС12, БС11 и БС10. Кровлей мегионской свиты является чеускинская пачка.

Валланжинский,готеривский,барремский ярусы(нерасчлененные).

K1v-g-b (вартовская свита)

Вартовская свита представлена нижней и верхней подсвитами. Мощность ее колеблется от 250 до 310 м.

Нижняя подсвита представлена тремя пачками - нижняя, средняя и верхняя пимская.

Нижняя и средняя представляют собой чередование песчаников, алевролитов и аргиллитов. Песчаники мелко- и крупнозернистые иногда известковистые. Алевролиты серые и светлосерые, аркозовые и полимиктовые. Наблюдается глауконит. Пимская пачка четко выделяется среди других тем, что она сложена аргиллитами темно-серыми, иногда алевритистыми, изредка наблюдаются прослои буровато-желтого глинистого сидерита. В нижней пачке прослеживаются три нефтеносных пласта - БС7, БС8, БС9. Средняя пачка содержит пять нефтеносных пластов - БС6, БС5, БС4 БС2-3, БС1.

Верхняя подсвита сложена переслаивающимися песчаниками, алевролитами и глинами. Песчаники серые и светло-серые, аркозовые и полимиктовые. Алевролиты серые и темно-серые, реже зеленовато-серые, коричневые. В верхней пачке прослеживается восемь нефтеносных пластов - АС12, АС10-11, АС9, АС8, АС7, АС5-6, АС4.

Аптский ярус.

K1ap(алымская свита).

Алымская свита развита по всему району Сургутского свода и сложена серыми и зеленовато-серыми аргиллитами с тонкими прослоями серых алевролитов. В средней части свиты породы опесчанены. В верхней части свиты аргиллиты темносерые битуминозные. По литологическому составу свита расчленяется на две подсвиты - нижняя и верхняя кошайская. Каждая подсвита четко по составу разделяется на две пачки - нижняя и верхняя. Мощность свиты составляет 80-140 м.

Нижний, верхний отделы(нерасчлененные).

Аптский,альбский,сеноманcкий ярусы.

K1ap-al-k2sm (покурская свита).

Покурская свита представляет собой чередование слабоуплотненных песков, песчаников, глин и алевролитов с преобладанием грубообломочных пород с редкими прослоями глинистых известняков. Породы содержат линзы и прослои угля, обломки древесины. Присутствуют морские образования.

Свита расчленяется на три подсвиты - нижняя, средняя и верхняя. В основании нижней подсвиты выделяется чернореченская пачка, мощность которой составляет 80-120 м. Сложена серыми алевролитами, светлосерыми мелкозернистыми песчаниками и серыми, темносерыми глинами.

Верхний отдел.

Туронский ярус.

K2t(кузнецовская свита).

Кузнецовская свита, слагающая нижнюю часть туронских отложений, представлена серыми, темносерыми однородными глинами. В верхней части глины опесчанены.

Туронский,коньякский,сантонский,кампанcкий ярусы(нерасчлененные).

K2 t-cn-st-cp(березовская свита).

Березовская свита четко разделяется на две подсвиты - нижнюю опоковидную и верхнюю глинистую. Нижняя сложена опоками, местами переходящими в опоковидные глины. Верхняя - глинами серыми, в нижней части с голубовато-зеленоватым оттенком. Мощность свиты - 60-170 м.

Кампанский,маастрихтский,датский ярусы (нерасчлененные).

K2cm-ms-d (ганькинская свита).

Ганькинская свита сложена глинами с мелкораковистым изломом. Встречаются обломки известковой фауны. Мощность достигает 70 м.

Кайнозойская группа.

ПАЛЕОГЕНОВАЯ СИСТЕМА.

Палеогеновая система представлена палеоценовой,эоценовой и олигоценовой толщей осадков, разделенной на талицкую, люлинворскую, чеганскую, атлымскую, новомихайловскую и журавскую свиты.

Палеоцен.

Нижний – верхний отделы (нерасчлененные).

P1(талицкая свита).

Нижний и верхний палеоцен представлены талицкой свитой мощностью 40-50 м. Разделяется на две подсвиты - нижнюю и верхнюю.

Нижняя подсвита представлена однородными темносерыми глинами, местами алевролитистыми. Алевролитистые глины с включениями мелких единичных линз известкового песчаника.

Верхняя подсвита также представлена темносерыми глинами, но с присутствием тонких присыпок кварцево-глауконитовых алевролитов.

Эоцен.

Нижний,средний, верхний (нерасчлененные).

P21-P31(люлинворская свита)

Ярусы эоценового отдела распространены не повсеместно в следствии их малого размера. Мощность эоценовых отложений составляет 60-100 м. Этот отдел представляет люлинворская свита. Свита подразделяется на три подсвиты.

Нижняя подсвита сложена зеленовато-серыми глинами, нередко с прослоями алевролита.

Средняя подсвита сложена однородными зеленовато-серыми глинами.

Верхняя подсвита отличается от средней включениями глауконита, пирита и фауны.

Эоцен - олигоцен.

Верхний эоцен , нижний олигоцен(нерасчлененные).

P23-P31 (чеганская свита).

Чеганская свита представлена двумя подсвитами - нижней и верхней, сложена светлозелеными глинами, сидеритизированными с включениями пирита со следами ожелезнения, с прослоями алевролита и известняка. Основание верхней подсвиты прослеживается по чередованию глин и прослоев алевролита и известняка. Мощность свиты -60-100 м.

Нижний олигоцен.

P31(атлымская свита).

Атлымская свита представлена песками средне- и мелкозернистыми, преимущественно кварцевыми, глинами серыми, коричневыми с прослоями песков и бурых углей. Мощность свиты - 100-125 м.

Средний олигоцен.

P32(новомихайловская свита).

Новомихайловская свита представляет собой неравномерное переслаивание песков и глин. Пески серые, светлосерые, тонкозернистые, полевошпатовые кварцевые с включением растительных остатков. Глины коричневатосерые, песчаные и алевролитистые, слоистые. Мощность свиты - 100-110 м.

Верхний олигоцен.

P33(журавская свита).

Журавская свита, мощностью 30-45 м, представлена алевролитистыми глинами, плотными с редкими прослоями и линзами алевролита светлосерого, микрослоистого.

Четвертичная система.

Осадки четвертичной системы залегают на размытой поверхности отложений палеогена. Представлены песками, глинами и озерно-аллювиальными образованиями. Современные осадки сложены пойменным аллювием и покровными отложениями.

Сводный геолого-геофизический разрез предоставлен в табличном виде в приложении 1.

3.2 Тектоника

В тектоническом отношении Федоровское месторождение расположено в пределах Сургутского свода. Сургутский свод принадлежит к числу наиболее крупных структур I порядка Западно-Сибирской платформы. Западно-Сибирская платформа возникла в послепротерозойское время и относится к молодым.

Для мезозойско-кайнозойского платформенного чехла Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции в 1973 году составлена тектоническая схема под редакцией И. И. Нестерова (рис.1.3.1).

В геологическом строении Западно-Сибирской плиты, которая является одним из крупнейших структурных элементов земной коры, выделяется три структурно-тектонических этажа (фундамент, промежуточный этаж и чехол), различающиеся по степени изменчивости слагающих пород и тектоническим особенностям.

Формирование нижнего этажа закончилось в палеозое, и соответствует геосинклинальному этапу развития современной плиты и представлен изверженными и эффузивными, а также метаморфическими породами, подвергнувшимися орогенезу. Реже встречаются сильно дислоцированные осадочные породы. Эти отложения слагают складчатый фундамент плиты, изученный крайне слабо, поскольку изучение его возможно, в основном, геофизическими методами.

Промежуточный структурно-тектонический этаж, характеризующий парагеосинклинальный этап в истории развития, соответствует отложениям пермско-триасового возраста.

От образовавшегося нижнего этажа эти породы отличаются меньшей степенью дислоцированности и метоморфизма. Развиты они не повсеместно. В пределах рассматриваемого района отложения среднего этажа не вскрыты.

Наиболее полно изучен верхний структурно-тектонический этаж, сложенный мощной толщей горизонтально залегающих мезозойско-кайнозойских пород, накапливающихся в условиях устойчивого прогибания фундамента и представленный терригенными песчано-глинистыми отложениями. Именно эти отложения контролируют все известные в настоящее время скопления углеводородов в пределах Западно-Сибирского региона.

В целом, Сургутский свод и осложняющие его структуры низких порядков относятся к Центральной тектонической области. Для центральной тектонической области характерным признаком является преобладание структур с северо-западным и северо-восточным простиранием.

Сургутский свод граничит на северо-западе, юго-западе и юге соответственно с Надымской, Ханты-Мансийской и Юганской мегавпадинами. На востоке Ярсомовским прогибом он отделяется от Нижневартовского свода, на севере – системой небольших впадин от Пурпейского свода. На западе, на границе Ханты-Мансийской и Надымской меговпадины через небольшую седловину амплитудой 75-100 м Сургутский свод сочленяется с Зенковской структурной зоной. По отношению к днищам окружающих впадин перепад глубины до наиболее приподнятой части свода по кровле баженовской свиты равен 600-800 м.

Федоровское Месторождение - одно из крупных многопластовых месторождений Сургутского свода.

В тектоническом плане Федоровское месторождение приурочено к одноименному куполовидному поднятию второго порядка, расположенному в центральной части Сургутского свода. По отражающему горизонту «Б» Федоровская структура представляет собой крупную брахиантиклинальную изометрическую складку с сильно изрезанными в структурном плане очертаниями. Структура осложнена куполовидными поднятиями третьего порядка: Федоровским, Моховым и Восточно-Моховым. Структурные планы по кровле продуктивных пластов в основном сходны между собой и отличаются лишь глубинами залегания, амплитудой поднятий и углами падения слоев.

3.3 Нефтегазоносность

К настоящему времени в пределах Сургутского свода открыто более 40 месторождений нефти, из которых 16 находятся в разработке. Большинство месторождений – многопластовые, продуктивными являются отложения юры (тюменская, васюганская и баженовская свиты), меловые отложения (мегионская свита (ачимовская толща, пласты БС10`-14) и вартовская свита( пласты БС1-2 и АС4-9)).

Промышленные скопления нефти Федоровского месторождения приурочены к среднеюрским отложениям (пласт ЮС2), отложениям валанжина (пласты БС16, БС10, БС101 ), готерива (пласты БС2. БС1), баррема (пласты AC9, AC7-8, АС61,АС5-8, AC4). Общий этаж нефтеносности составляет 1000 м.

В отложениях ачимовской толщи признаки нефтеносности отмечены только в пласте БС16 на собственно Федоровской площади. Залежь вскрыта четырьмя скважинами, в двух из которых получены промышленные притоки. Нефтенасыщенные толщины изменяются от 0,8 до 6,6 м.

В состав верхней части мегионской свиты (нижний отдел меловой системы) входит толща пород, в разрезе которой выделяется продуктивный пласт БС10. Залежь пласта БС10 является основным эксплуатационным объектом, охватывает значительную площадь, объединяя общим контуром нефтеносности почти все осложняющие Федоровскую структуру купола. Исключением является Северо-Сургутский купол, который отделяется от остальных относительно глубоким прогибом. Пласт БС10 литологически неоднороден, фациально изменчив как по разрезу, так и по площади.

При детальной корреляции разрезов скважин пласт разделяется на две пачки - верхнюю и нижнюю. Верхняя пачка представлена монолитными песчаниками, хотя характер распространения ее в восточной и западной частях месторождения различен по сравнению с центральной. В восточной части месторождения (Восточно-моховая площадь) общая толщина верхней пачки не превышает 8-17м. Уменьшение толщины происходит в юго-восточном направлении до 2м., в западной части месторождения (Федоровская площадь) верхняя пачка имеет общую толщину 10-13м. В центральной части (Моховая площадь) общая толщина резко возрастает до 40 м. Максимальная нефтенасыщенная толщина верхней пачки по месторождению 27,5 м..

Нижняя пачка представлена переслаиванием глинистых и песчаных разностей. В некоторых скважинах песчаники нижней пачки целиком замещаются глинами. Нефтенасыщенные толщины изменяются от 0 до 19 м.

Пласт БС10 характеризуется высокой продуктивностью. Уровень ВНК установлен на абсолютной отметке –2242 (±3) м. Коллекторские свойства пласта: пористость 24%, нефтенасыщенность 0.68, коэффициент песчанистости от 0,43 до 0,56, проницаемость (443-571)х103 мкм2. Залежь пластово-сводовая высотой 70 м. площадь 38 х 47 км.

В толще чеускинской пачки глин выделен нефтеносный пласт БС101. Песчаники пласта распространены по всем поднятиям Федоровского месторождения, но нефтенасыщены коллекторы только на собственно Федоровском и Восточно-Моховом поднятиях. На Федоровском поднятии пласт БС101 имеет сложное линзовидное строение. Здесь выявлены три основные и несколько второстепенных небольших залежей. Уровень ВНК изменяется по залежам от -2178 до -2184 м. В пределах Восточно-Моховой площади в пласте БС101 выделяется три залежи. Уровень ВНК принят на абсолютной отметке -2198м. Коллекторские свойства изменяются по площадям. На Федоровской площади коэффициенты пористости от 12 до 24%, нефтенасыщенности 0,63, песчанистости 0,34, проницаемости 0,206мкм2, нефтенасыщенные толщины до 10,2 м. На Восточно-Моховой площади нефтенасыщенные толщины достигают 11 м.. Пласт ВС101 имеет монолитное строение (в отличие от линзовидного, прерывистого строения на Федоровской площади).

К нижней подсвите вартовской свиты (нижний отдел меловой системы) относятся нефтеносные пласты БС1-2. Они обладают хорошими коллекторскими свойствами и объединяются в единый гидродинамический резервуар. Уровень ВНК установлен на абсолютной отметке -1970 ± 5 м. для Федоровской площади, и -1962 ± 4 м. для Моховой.

Пласт БС2 присутствует на Федоровской и Моховой площадях. Разведочными и добывающими скважинами вскрыты в пласте несколько различных по высоте и площади нефтяных залежей. Две из них приурочены к Федоровской площади, три - к Моховой. Коллекторские свойства пласта: пористость 27%, нефтенасыщенность 0,66 – 0,71 коэффициент песчанистости 0,54-0,65. проницаемость 0,717 мкм2. Нефтенасыщенные толщины изменяются от 0,8 до 14 м. среднее значение 4,9 м..

Залежи пласта БС1 выявлены на Федоровском, Моховом и Северо-Сургутском поднятиях. На большей части площади пласт имеет сравнительно небольшую толщину, преимущественно 2,5 – 4 м.. Наибольшие толщины вскрыты на Северо-Сургутской площади до 6 м.. Емкостно-фильтрационные свойства пласта: пористость 25 - 26%, нефтенасыщенность 0,66 – 0,71, коэффициент песчанистости 0,45 – 0,60 , проницаемость 0,621 мкм2.

В разрезе верхней подсвите вартовской свиты выделяется ряд песчаных пластов, шесть из которых являются на Федоровском месторождении нефтеносными: АС4, АС5-6, АС7-8, АС9.

Пласт АС9 характеризуется литологической неоднородностью как по разрезу, так и по площади. На собственно Федоровском поднятии выделяются три отдельные залежи, кроме того, на сочленении Федоровской и Моховой площадей выделены еще две небольшие водонефтяные залежи.

На юге Федоровской площади пласт более мощный по толщине, к северу расчленяется на несколько проницаемых прослоев. Уровень ВНК по залежам изменяется в метрах от 1846 до 1861 в абсолютных отметках .

Газовую шапку имеет лишь одна залежь. ГНК отбивается на абс.отм.-1844-1845,8 м. Размеры её небольшие – 1,75х1,4 км..

Коллекторские свойства пласта: коэффициенты пористость 26 -27%, нефтенасыщенность 0,62 – 0,70, коэффициент песчанистости 0,47 – 0,59 , проницаемость 0,609 – 0,943 мкм2. Нефтенасыщенные толщины по залежам изменяются от 0,4 до 15,2 м. среднее значение 4-5 м. Газонасыщенная толщина 4,1 м.

Залежи пластов АС7-8. Вскрыты всеми пробуренными на месторождении скважинами, имеют толщину 20 м. На Федоровском поднятии в пласте образовались две самостоятельные залежи, в пределах которых отделяются от выше и ниже залегающих пластов надежным глинистым разделом. В связи с этим пласты имеют свои ВНК и ГНК (-1839,4 ± 4 м. и –1836,2 ± 1,2 м. соответственно). На остальных площадях месторождения они объединяются в одну гидродинамическую систему с пластами AC5-6, поэтому выделены в единый подсчетный объект AC5-8.

Пласты АС7-8 по геофизическим данным имеют низкие коллекторские свойства: пористость - 24%, нефтенасыщенность – 0,54 , коэффициент песчанистости 0,54 – 0,65, проницаемость 0,106 – 0,162 мкм2. Нефтенасышенные толщины достигают 15 м., в среднем составляют 6,3 м (Федоровская площадь) и 5,9 м (Моховая площадь), газонасыщенные - 16 м., в среднем 6,8 м.

Залежи пластов AC5-6 практически занимают всю площадь Федоровского месторождения. Единым контуром нефтеносности объединены площади многочисленных ловушек (собственно Федоровское, Северо-Сургутское, Моховое, Восточно-Моховое поднятия). Пласты группы AC5-6 Мохового и Восточно-Мохового участка гидродинамически взаимосвязаны с пластами AC5-8 Федоровской площади и объединяются общим уровнем ВНК и ГНК в единый подсчетный объект. Средние значения отметок ГНК для Федоровской площади –1809,8 м., а для Моховой и Восточно-Моховой –1808,7 м.. Средние отметки ВНК по площадям составили -1818 м., -1822 м. и -1829 м., соответственно для Федоровской, Моховой и Восточно-Моховой.

Добывающие скважины вскрыли продуктивные зоны в разрезе пластов AC5-6, где присутствует трехфазное насыщение: сверху - газ, затем нефть, внизу – вода.

Коллекторские свойства пласта: пористость 26%, нефтенасыщенность 0,65, коэффициент песчанистости до 0,52 – 0,65, проницаемость 0,377 – 0,726 мкм2. Нефтенасыщенные толщины в пределах залежи составили 0,4-19,3 м., газонасыщенные 0,6 – 30,6 м..

Залежь пласта AC5-6 пластово-сводовая, площадь ее 31,5 х 41 км., высота 55 м..

Залежь пласта АС4 газонефтяная, пластово-сводового типа, по размерам самая крупная на Федоровском месторождении, размеры её 51,2x 36.4 км, высота залежи 65 м. Начальная нефтенасыщенность пласта 0,61-0,67 пористость 26% коэффициент песчанистости 0,47 проницаемость 0,450 мкм2 Эффективная газонасыщенная толщина колеьлется от 0,4 до 21,6м, неытенасыщенные толщины изменяются от 0 до 11,1 м. От нижележащих пластов AC5-8, пласт АС4 отделен глинистой перемычкой, которая не выдержана по толщине и площади, поэтому в скважинах, где происходит слияние этих пластов, принята условная граница раздела.

По материалам ГИС в среднем ГНК принят на абсолютной отметке -1810 м. Средняя отметка ВНК для Федоровской площади –1821,6 м., для Моховой -1817 м., для Восточно-Моховой -1820 м..

3.4 Гидрогеологическая характеристика

В гидрогеологическом отношении Федоровское месторождение расположено в центральной части Западно-Сибирского артезианского бассейна.

Район Федоровского месторождения относится к южной геокриологической зоне ЗСН, для которой характерно существование преимущественно древней реликтовой толщи мёрзлых пород, залегающих на небольших глубинах (до 200м и более). Многолетнемерзлые породы (ММП) нередко чередуются с участками охлажденных и талых пород по площади и в разрезе, создавая благоприятные условия для гидравлической связи между водоносными горизонтами верхнего гидрогеологического комплекса и поверхностными водами.

На Федоровском месторождении реликтовая мерзлота залегает на глубинах от 180м. до 250м. Средняя мощность ММП составляет 40м. Мерзлыми являются породы нижней глинистой части новомихайловской свиты, и верхняя часть атлымской свиты.

В пределах вскрываемой части Федоровского месторождения выделяются следующие водоносные комплексы:

Валанжин-готерив-барремский водоносный комплекс охватывает отложения песчаных пород мегионской и вартовской свит. В целом комплекс сложен чередованием песчаных пород с глинистыми. Водообильность их весьма различная и зависит от коллекторских свойств водовмещающих пород. Дебиты воды по пласту БС10 достигают 144 м3/сут., при динамическом уровне 1038м. Минерализация вод в верхних пластах комплекса составляет 14-20 г/л (пласты группы АС4-9,БС1-2), в нижних 15-25 г/л (пласты группы БС8-10). Воды хлоркальциевого типа. Сульфиды отсутствуют. Воды повсеместно насыщены углеводородным газом с содержанием метана от 89% до 94%, тяжелых углеводородов 7-3,6 % , содержание азота 2-4%. Содержание СО2 не превышает 0,5 %, сероводород отсутствует.

Апт-альб-сеноманский водоносный комплекс сложен рыхлыми и слабосцементированными песками и песчаниками покурской свиты. Дебиты воды достигают 1000-1500 м3/сут. Воды хлоридно-натриевые. Минерализация около 15-21 г/л, удельный вес 0,892-0,996 г/см3 в пластовых условиях. Содержание закисного и окисного железа до 0,04 мг/л, содержание брома 43-57 мг/л, йода 4,3-18,7 мг/л. Вода имеет слабощелочную реакцию (PH=6,2-8,9). Воды напорные, их широко используют для законтурного зоводнения.

Комплекс характеризуется преимущественно свободным водообменом. Условия питания, циркуляции, влияние климатических и геоморфологических факторов обуславливают наличие в нем и пресных подземных вод, имеющих практический интерес для целей хозяйственно-питьевого водоснабжения. В гидродинамическом отношении этаж представляет собой единую водонасыщенную толщу, грунтовые и межпластовые воды которой гидравлически связаны между собой.

Подземные воды комплекса в настоящее время используются для поддержания пластового давления при эксплуатации нефтяных месторождений. Близость их химического состава с составом нефтяных вод обеспечивает им хорошо вымывающую способность, повышающую нефтеотдачу пласта. Кроме того, эти воды не требуют очистки и могут добываться непосредственно на самом эксплуатируемом месторождении. Большой интерес подземные воды комплекса представляют для промышленной добычи йода.

Верхний водоносный комплекс приурочен к континентальным отложениям четвертичного и олигоценового возраста. Общая мощность 350-400 м. Проницаемые породы комплекса содержат слабонапорные воды гидрокарбонатно-натриевого состава, минерализация 1 г/л. Дебиты скважин достигают 150-500 м3/сут. Воды пригодны для употребления в бытовых и технических целях.

Питание подземных вод осуществляется, в основном, за счет атмосферных осадков. Разгрузка происходит в гидросеть. В санитарном отношении воды четвертичных отложений отвечают требованиям ГОСТа 2374-82, но в пределах крупных населенных пунктов качество вод снижается вследствие хозяйственно-бытового загрязнения, в связи с этим, ограничивается возможность использования подземных вод для целей питьевого водоснабжения

Глава 4.Физические свойства горных пород

Плотность осадочных пород зависит от минерального скелета, пористости, обусловленной структурой и происхождением пород, плотности жидкости, заполняющей поры. Размер пор и форма их зависят от формы и размеров породообразующих частиц.

Плотность горной породы – масса единицы объема абсолютно сухой горной породы, измеряется в кг/м3, г/см3. Так как плотность минерального скелета горных пород изменяется в узких пределах, то плотность горных пород обычно обратно пропорциональна их пористости.

Пористость горной породы – свойства породы, заключающиеся в наличие в ней пустот (пор), незаполненных твердым веществом. Пористость измеряется коэффициентом пористости, представляющим собой отношение объема всех пустот горной породы к ее общему объему, выраженное в процентах или долях единицы.

Различают:

пористость абсолютную – все пустоты горной породы независимо от их формы, величины и взаимного расположения;

пористость открытую (насыщенную) – совокупность сообщающихся между собой пустот;

пористость эффективную – совокупность пустот горной породы, участвующих в процессе фильтрации.

Пористость реальных коллекторов нефти и газа редко превышает 30%, а в большинстве случаев составляет 12-25%. Для характеристики коллекторских свойств пласта недостаточно одной пористости, они также связаны с размером поровых каналов.

По величине поровые каналы нефтяных и газовых коллекторов условно подразделяют на три группы:

сверхкапиллярные - 2-0,5мм (движению жидкости и газа препятствуют лишь силы трения);

капиллярные - 0,5-0,0002мм (значительно препятствуют также капиллярные силы);

субкапиллярные - менее 0,0002мм (из-за действия капиллярных сил движения жидкости в природных условиях практически невозможно, поэтому горные породы, хотя и обладающие значительной пористостью, но имеющие поры преимущественно субкапиллярного характера (глина, глинистые сланцы и др.) не относят к коллекторам).

Содержание в пустотах горных пород нефти, газа, воды называется насыщенностью. Коэффициент нефтенасыщенности - доля объема пустот в горной породе, заполненной нефтью. Аналогично определяются коэффициенты газо-водонасыщенности.

Проницаемостью горных пород называют их способность пропускать жидкость или газ под действием перепада давления. Проницаемость является одним из важнейших коллекторских свойств. Проницаемость измеряется объемным расходом невзаимодействующей с породой жидкости определенной вязкости, протекающей через заданное поперечное сечение горной породы, перпендикулярное заданному градиенту давления.

Удельное электрическое сопротивление горных пород изменяется в очень широких пределах и определяется минеральным составом, пористостью, минерализацией пластовых вод, соотношением воды и нефти в поровом пространстве. В зависимости от характера насыщения и глинистости коллекторов, удельное сопротивление песчаников изменяется от 1,5 до 60 Ом.м. Водоносные коллектора отмечаются сопротивлением от 1,5 до 6,4 Ом.м, продуктивные от 6 до 60 Ом.м. Для глинистых пород удельное электрическое сопротивление характеризуется низкими и сравнительно постоянными значениями 1-10 Ом.м.

Естественная радиоактивность горных пород обусловлена присутствием в них радиоактивных элементов. Максимальной радиоактивностью характеризуются глины 20-25 мкр/час, радиоактивность песчаников и алевролитов возрастает с увеличением глинистости 2-20 мкр/час.

Таблица . Физические свойства различных пород.

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Горная порода | Плотность г/см3 | Пористость % | Рп Омм | Iу мкр/час |
| Глина | 2.4 | 20 | 1-10 | 20-25 |
| Аргиллит | 2.4 | 16-20 | 5-12 | 12-14 |
| Алевролит | 2.3 | 20 | 5-20 | 10-20 |
| Песок | 2.1 | 30 | 5-20 | 2-10 |
| Песчаник водоносный | 1-1.02 | 8.3-20.2 | 1.5-6.4 | 2-10 |
| Песчаник нефтеносный | 1-2.2 | 8.3-20.2 | 6.0-60 | 2-10 |
| Аргиллит битуминозный | 2.45 | 16 | 50-60 | 30-70 |

4.1 Плотностные свойства

Плотность для залежей нефти определяется в основном плотностью пород-коллекторов, которая в свою очередь зависит от их пористости и в меньшей степени от минерального состава.

Нефть способствует уменьшению плотности в объеме залежи по отношению к водоносной части коллектора. В соответствии с этим величина σэф является отрицательной.

Значение σэф определяется двумя факторами: различием плотностей нефти σн и законтурной воды σв заполняющей поры, а также степенью эпигенетических преобразований коллектора. Считается, что для нефтяных месторождений σэф часто находится в пределах 0.05-0.10 г/см3.

С глубиной изменение плотности и пористости довольно неравномерно; наибольшие изменения характерны для глубин 0-3км. Среди терригенных осадочных пород песчаники всегда характеризуются несколько меньшей плотностью по сравнению с глинистыми породами.

Это прослеживается как для молодых отложений, так и для более древних.

4.2 Электрические свойства

Удельное электрическое сопротивление и поляризуемость.

Электрическое сопротивление залежей нефти нефтеносных пластов может превосходить ρ водоносных пластов в 100 раз и более.

Влияние термодинамических условий залегания проявляется главным образом через изменение электрических свойств насыщающего флюида. В общем случае увеличения всестороннего давления ведет к возрастанию сопротивления, а увеличение температуры- к уменьшению его, т.к. повышается проводимость флюида. В целом электрическое сопротивление почти всех видов пород с глубиной уменьшается, поскольку влияние температуры превалирует над давлением.

Для оценки общего эффекта залежи продуктивная толща рассматривается как единый электрический горизонт. При таком подходе различие в сопротивлениях нефтегазоносных и водоносных участков составляет в среднем до 2-3 раз, иногда до5. При малой мощности залежи (20-50) различие составляет не более 30-50%.

Месторождение нефти и газа характеризуется повышенной поляризуемостью пород как в области залежи так и выше нее. Поляризуемость пород h в контуре залежи может увеличиваться по сравнению с законтурной частью до 5-7раз.

4.3 Радиоактивность

Радиоактивностью называется способность неустойчевых атомных ядер самопроизвольно превращаться в более устойчивые ядра других элементов, испуская, альфа-бета-гамма-лучи и элементарные частицы (электроны, нейтроны, протоны, позитроны и нуклоны).

Радиоактивность атомных ядер, находящихся в естественных условиях, получила название естественной радиоактвности, а радиоактивный распад атомных ядер при их бомбардировки элементарными частицами-искусственной радиоактивности.

Естественная радиоактивность горных пород в основном обусловлена присутствием в них естественных радиоактивных элементов урана U и продукта его распада радия Ra, тория Th и радиоактивного изотопа калия K.



Из осадочных пород, типичных для нефтяных и газовых месторождений, наиболее радиоактивны чистые глины, высокая интенсивность гамма-излучения которых фиксируется на диаграммах ГК. Менее радиоактивны песчаные и известковые глины, за ними идут глинистые пески, песчаники, чистые пески и карбонатные породы.

Интенсивность искусственного гамма-излучения, рассеянного породообразующими элементами в процессе их облучения потоком гамма-квантов измеряют методами рассеянного гамма-излучения. В методах рассеянного гамма-излучения в основном имеют место фотоэлектрическое поглощение и комптоновское рассеяние гамма-квантов породой.

Фотоэффект.

Гамма-квант при прохождении через вещество может вступить во взаимодействие с электронами атомов этого вещества. Гамма-квант передает всю свою энергию и полностью поглощается, а электрон выбрасывается за пределы атома. При фотоэффекте гамма-квант может выбить связанные электроны, энергия связи которых меньше энергии самого гамма-кванта. Такой процесс вырывания электрона из атома фотоном называется фотоэффектом, а вырываемые электроны-фотоэлектронами.

Комптоновский эффект.

Комптоновское взаимодействие (поглощение и рассеяние) характерно для гамма-квантов всех энергий, свойственных гамма-излучению естественных радиоактивных элементов, и для большей части природных поглотителей является основным механизмом взаимодействия гамма-квантов с веществом.

Комптоновское взаимодействие происходит на электронах при энергиях гамма-квантов, значительно превышающих энергию связи электронов на электронных орбитах. При этом гамма-квант вступает во взаимодействие со свободным или слабосвязанным электроном и в результате неупругого соударения с электроном передает последнему часть своей энергии и импульса, а сам изменяет свое направление, приобретает энергию и отклоняется под углом к первоначальному направлению. С увеличением энергии гамма-квантов угол их отклонения от первоначального направления при комптоновском взаимодействии закономерно уменьшается.

Для исследования интенсивности тепловых нейтронов по разрезу скважины на заданном расстоянии от источника быстрых нейтронов, которые в результате замедления породообразующими элементами превратились в тепловые – используют метод плотности тепловых нейтронов.

Регистрирующая интенсивность тепловых нейтронов зависит от замедляющей и поглощающей способности горной породы, т.е. от водородосодержания и наличия элементов с высоким сечение захвата тепловых нейтронов.

4.4 Нейтронные свойства

Пористость, глинистость, нефте-, водо-, газонасыщенность, химический состав твердой фазы пород, давление и температура влияют на показания нейтронных методов через соответствующие нейтронные характеристики. Характеристиками пространственно-энергетического и временного распределения в г.п. надтепловых и тепловых нейтронов являются длина замедления нейтронов; время замедления нейтронов; дисперсия импульсов замедленных нейтронов; длина диффузии и длина миграции, время жизни и К диффузии тепловых нейтронов. Знание этих параметров небходимо для петрофизического обоснования способов применения нейтронных методов, оптимизации условий измерений, создания алгоритмов обработки результатов, установления связей интерпретационных параметро со свойствами изучаемых сред.

Современная методология нейтроных методов ориентирована на непосредственное измерение нейтронных характеристик г.п. и на их элементный анализ. При радиометрии скважин основное значение имеют процессы рассеяния и поглощения нейтронов. Рассеяние нейтронов, в основном упругое, обуславливает потерю ими энергии и замедление.

Основными факторами, вызывающими замедление и поглащение нейтронов, являютсяводородо- и хлоросодержание среды.Обращает внимание близость нейтронных характеристик нефти и воды, обусловленная практически одинаковым их водородосодержанием.

Для пород с одинаковым минеральным составом скелета величины Ls (длина замедления быстрых нейтронов) и t (среднее время жизни тепловых нейтронов) уменьшаются с ростом их влажности, с увеличением их пористости.

4.5 Акустические свойства

Осадочные горные породы в большинстве своём являются дифференциально упругими и не обладают достаточно совершенной связью между фазами.

Скорость продольных волн в осадочных породах изменяется от 700 до 6000 м/с. В верхних частях разреза, где породы недостаточно уплотнены или просто рыхлые, наименьшая скорость наблюдается в песчаниках и глинах. Такое же распределение скорости в среднем отмечается и в меловых отложениях, ниже по разрезу значения скорости в среднем в различных породах сближаются.

Основными факторами, влияющими на скорость распространения упругих колебаний в глинистых песчаниках , являются: литолого-минералогический состав, поровое пространство, заполненное жидкостью, степень насыщения пор жидкостью или газом, степень цементации, текстурные и структурные особенности, разность горного и пластового давлений (эффективное давление). Скорость распространения упругих волн в нефти и газе меньше, чем в воде. Это объясняется большей сжимаемостью углеводородов, чем воды. Так скорость распространения волн в песке, полностью насыщенном нефтью, на 15-20% меньше, чем в песке, заполненном водой.

Нефть оказывает определённое влияние на скорость и поглощение волн при прохождении их через залежь. Хотя величина этого влияния твёрдо не устаноалена, данные полученные на изучении ряда месторождений в условиях естественного залегания нефтегазоносных и водоносных слоёв показали, что скорость распространения в нефтегазоносных отложениях уменьшается по сравнению со скоростью в водоносной части в среднем на 0.5 км/с.

В отдельных случаях уменьшение скорости распространения в нефтегазоносных отложениях может достигать 1км/с и более, или 30-35%.

Большое значение имеют термодинамические условия залегания нефти. С повышением температуры скорость распространения уменьшается, причем наиболее ярко в нефтенасыщенных породах (до 30% и более) по сравнению с газо- и водонасыщением. Увеличение давления (глубины), наоборот, ведет к повышению скорости распространения.

4.6 Физические свойства нефти и газа

Плотность нефти в поверхностных условиях колеблется в пределах 0.73-1.03г/см3(при t=200с). Вязкость нефтей (свойство их подвижности), измеряемая в паскалях на секунду(1Па\*с=10П), изменяется в широком диапозоне 0.001-0.15Па\*с и с повышением температуры снижается. Для характеристики пластовой нефти определяют газовый фактор(м3/т)-количество растворенного в пластовой нефти газа, выделяемого при t0=150с, давлении ~100 кПа из 1т нефти. Газовый фактор колеблется в широких пределах (от едениц до сотен куб.метров на 1т.) Давление, при котором начинается выделение из пласта растворённого газа, называют давлением насыщения. Как правило, они ниже пластового.

Объёмный коэффициент пластовой нефти-это отношение удельного объёма нефти в пластовых условиях к объёму этой же, но дегазированной на поверхность нефти в нормальных условиях. Значение объемного К в зависемости от газового фактора изменяется от 1.05 до 1.3. При гидродинамических исследованиях и других расчетах объём и дебит нефти пересчитывают на пластовые условия с помощью объемного коэффициента.

Природный газ.

Относительная плотность газа по воздуху 0.56-0.66. Газ нефтенасыщенного пласта содержит до 45% метана, а первых четырех гомологов (метан, этан, пропан, бутан)- в сумме до 99%. При поисково-разведочных работах сравнительно низкое содержание метана в пробах флюида, отобранного из пласта, рассматривается как признак нефтяной залежи.

В процессе геологоразведочных работ сталкиваются с явлением, когда пустоты пород в при скважинной зоне продуктивного пласта содержат многокомпонентный флюид (газ, нефть, воду) в различных сочетаниях и соотношениях , что осложняет однозначное решение поставленных задач.

Характеристика пластов приведена в таблице 4.1

Таблица 4.1. Характеристика коллекторов пластов Федоровского месторождения

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Показатели | Пласты | | | | | | | |
| АС4 | АС5-6 | АС7-8 | АС9 | БС1 | БС2 | БС101 | БС10 |
| Год открытия |  |  |  | 1971 г. |  |  |  |  |
| Тип залежи |  |  | Пластовые | сводные |  |  |  |  |
| Тип коллектора |  |  | Терригенные |  |  |  |  |  |
| Возраст отложений | Мел.(вартовская свита) | | | | | | Мел.(мегионская свита) | |
| Глубина залегания, м средняя абсолютная отметка кровли пласта | 1775 | 1807 | 1825-1837 | 1842-1853 | 1950-1975 | 1955-1975 | 2160-2170 | 2220 |
| Площадь нефтеносности ,км 2 | 300,3 | 875,7 | 49,2 | 38,0 | 202,6 | 36,1 | 164,3 | 850,7 |
| Нефтенасыщенная толщина пласта , м | 4,3 | 5,6 | 6,3 | 4,8 | 3,7 | 4,9 | 3,1 | 10,2 |
| Нефтегазонасыщенная толщина пласта ,м | 12,0 | 20-22 | 18-20 | 16,0 | 6,0 | 16,0 | 12,0 | 40,0 |
| Пористость | 25,6 | 26,0 | 24,0 | 26,0 | 26,0 | 27,0 | 24,0 | 24,0 |
| Проницаемость ,мкм2 | 0,507 | 0,532 | 0,162 | 0,309 | 0,248 | 0,363 | 0,219 | 0,265 |
| Коэффициент нефтенасыщенности | 0,290 | 0,630 | 0,540 | 0,670 | 0,640 | 0,660 | 0,670 | 0,680 |
| Коэффициент песчанистости | 0,295-0,507 | 0,524-0,655 | 0,535-0,567 | 0,466-0,488 | 0,454- 0,600 | 0,545-0,653 | 0,336-0,608 | 0,403-0,563 |
| Коэффициент расчлененности | 1,6-2,14 | 5,7-9,5 | 5,6 | 4,1-4,6 | 1,6-2,7 | 3,98-4,3 | 2,0-2,4 | 5,0-9,7 |
| Удельная продуктивность ,10 м3 / м сут Мпа | 0,320 | 0,380 | 0,200 | 0,490 | 0,280 | 0,280 | 0,320 | 0,850 |
| Пластовое давление ,Мпа | 18,800 | 18,800 | 18,800 | 19,000 | 20,500 | 20,500 | 22,900 | 23,100 |
| Пластовая температура,oC | 56 | 58 | 58 | 58 | 59 | 62 | 67 | 68 |

Глава 5. Горизонтальные скважины

Горизонтальными скважинами называют скважины с большим зенитным углом (обычно больше 85 градусов),пробуренные с целью увеличения нефтегазоотдачи продуктивного пласта проходки в залежи горизонтального участка ствола большой протяженности. В этом состоит их отличие от скважин с большими отходами забоя от устья, которые представляют собой наклонно-направленные скважины с большим зенитным углом, пробуренные с целью пересечения продуктивного пласта в заданной точке.

Хотя нефть и газ добывались с помощью наклонных и/или горизонтальных скважин еще с сороковых годов, до 1979 года было пробурено очень немного горизонтальных скважин. Самым обычным способом увеличения продуктивности вертикальных скважин был и продолжает оставаться гидравлический разрыв пласта. Горизонтальные скважины обеспечивают увеличение добычи по сравнению с вертикальными скважинами, в которых не было гидроразрыва пласта. Поэтому в настоящее время появились стимулы для исследования и осмысления методики выбора места заложения, методов бурения, заканчивания и испытания скважин, интенсификация притока и в целом разработки залежей с помощью наклонных и/или горизонтальных скважин. В определенных условиях это может привести к значительному увеличению годового дохода от эксплуатации скважин.

В период между 1978 и 1985 годами горизонтальное бурение применялось редко. Первые скважины были экспериментальными, дорогими и часто проводились с превышением сметы. Тем не менее, они создали основу для дальнейшего развития горизонтального бурения.

5.1 Обзор имеющихся отечественных технологий геофизических исследований бурящихся горизонтальных скважин

В настоящее время в отечественной практике проведения ГИС в горизонтальных скважинах используются технологии:

Проведение ГИС автономной аппаратурой, спускаемой на буровом инструменте («АМК Горизонт»-разработка ВНИИГИС, г. Октябрьский). Автономный скважинный прибор наворачивается на буровой инструмент и с его помощью доставляется в горизонтальный участок ствола скважины. По истечении заданного времени включается измерительная схема скважинного прибора.

Проведение ГИС комплексом стандартных приборов, помещаемых в электрорадиопрозрачный стеклопластиковый контейнер, спускаемый на буровом инструменте.

Данная технология («Горизонталь-1» – «Горизонталь-5» – разработка АО НПФ «Геофизика» г. Уфа) предусматривает использование каротажного кабеля с выводом его в затрубное пространство.

3.Проведение ГИС с использованием, для транспортировки на забой скважинной аппаратуры, спецкабеля. (ОАО «Татнефтегеофизика»).

Недостатки первой технологии:

-ограниченный и не достаточный комплекс исследований геофизическими методами (КС-3 зонда, ПС, ГК, НГК, Инклинометр) продуктивных горизонтов Западной Сибири. В частности, что особенно важно для расчленения терригенных отложений недостаточная информативность метода нейтронного-гамма каротажа, нестандартные размеры зондов электрического каротажа.

-Сложности при эксплуатации автономного прибора: большие габаритные размеры (длина=8м., диаметр=180мм.), большой вес (450кг.), необходимость технических средств для погрузки, перевозки, разгрузки и т.д.

-Ограниченные возможности при исследовании скважин с малым радиусом искривления и диаметром ствола скважины.

-Ограниченное время автономной работы скважинного прибора в прцессе регистрации (4-5 часов)

-При проведении спуска бурильного инструмента скважинный прибор находится снизу бурильного инструмента (возможна его поломка)

Недостатки второй технологии:

-невозможность реализации необходимого комплекса исследований из-за наличия стеклопластикового контейнера

-высокая аварийность работ, связанная с обрывами каротажного кабеля и буринструмента.

-За один спуско-подьем бурильного инструмента производится регистрация геофизических параметров от одного прибора (одного метода)

-Большие затраты времени на производство исследований – в среднем 25 часов на одну операцию, без учета аварийных ситуаций.

Недостатки третьей технологии:

-существующие каротажные подъемники позволяют взять на лебедку не более 2000 погонных метров спецкабеля

-максимальная достигнутая проходимость скважинной аппаратуры по горизонтальному участку ствола составляет 200 метров.

Перечисленные недостатки вышеназванных технологий являются непреодолимыми в ближайшей перспективе.

5.2 История развития комплекса АМАК “ОБЬ”

Предложения по реализации аппаратурно-методического автономного комплекса для проведения ГИС в горизонтальных скважинах АМАК “ОБЬ” появились в марте 1996 года, после технического совещания в г. Твери.

Были проанализированы: состояние геофизических исследований ГС, а также преимущества и недостатки уже существующих технологий:

Для устранения недостатков и усиления преимуществ существующих технологий был предложен аппаратурно-методический автономный комплекс АМАК “ОБЬ” и технология проведения ГИС в ГС с его помощью.

АМАК “ОБЬ” представляет собой сборку стандартных скважинных приборов, реализующих необходимый комплекс ГИС, работающих в автономном режиме. Реализация автономного режима достигается размещением в них источников питания (аккумуляторов), блоков твердотельной интегральной памяти, преобразователя питания, а также датчиков давления и температуры в составе блоков управления работой автономных приборов.

Особенностями програмно-методических средств и технологии интегрированной обработки всего комплекса измерений являются:

-выдача всей информации в функции глубины скважины в единых форматах записи;

-наличие программного обеспечения, позволяющего выдать непосредственно на скважине предварительное заключение, а также произвести свертку информации для передачи ее в обрабатывающий центр верхнего уровня.

Такова суть предлагаемой технологии АМАК “ОБЬ”, и представлены сравнительные характеристики АМАК “ОБЬ” с АМК “Горизонт” и ”Горизонталь-1” С учетом вышеизложенных предложений было сформулировано техническое задание на разработку АМАК “ОБЬ” и 11.12.96. заключен договор на поставку между ОАО ”Сургутнефтегаз” и разработчиками: ЗАО “Геоэлектроника сервис”, АО НПЦ “Тверьгеофизика”, ТОО “Луч”.

C 1997 г. в тресте СНГФ начались испытания АМАК “ОБЬ” в открытом стволе. Испытания проводились на Федоровском и Восточно-Еловом месторождениях с выталкиванием связки приборов СРК, ИК-4, ИНКЛ, ВИКИЗ, ПС из бурового инструмента циркуляцией. При испытаниях возникли следующие проблемы:

Связка скважинных приборов частично или полностью не выходила из бурового инструмента;

Отказ скважинных приборов и блоков памяти;

Расхождения по глубине между кривыми зарегистрированными АМАК “ОБЬ” и кабельным вариантом, что происходит из-за несовершенной технологии определения глубин (использование меры труб по буровому журналу и датчика глубин с талевого троса);

Расхождение данных инклинометрии АМАК “ОБЬ” с данными ИОНа и данными телесистемы “Sperry-Sun”;

Регистрируемая системой кривая ПС не пригодна для литологического расчленения разреза.

Некоторые проблемы были решены, например:

Проблема отказов скважинных приборов и блоков памяти решалась заменой и доработкой электроники модулей.

Для промера бурового инструмента стал использоваться лазерный дальномер, что позволило более точно осуществлять привязку по глубине.

Для уточнения данных инклинометрии был проведен замер связкой из двух инклинометров. Проблема невыхода скважинных приборов из бурового инструмента не решена и в результате аварийного выхода приборов из инструмента (23.10.98) комплект аппаратуры был выведен из строя.

С 04.02.98. проводились промысловые испытания АМАК “ОБЬ” в радиопрозрачном контейнере модулями: ВИКИЗ с блоком измерения дифференциальной ПС, СРК, ИНКЛ рис.6.1.

При записи в радиопрзрачном контейнере также возникла проблема литологического расчленения разреза по кривой

ПС, проблема была решена посредством доработки конструкции связки приборов. А именно: все шарнирные соединения приборной сборки и место стыковки удерживающего устройства с буровой трубой шунтируются проводящими шинами для обеспечения надежного электрического контакта и исключения возможного влияния контактных явлений.

В настоящее время работа по технологии АМАК “ОБЬ” ведется с использованием стеклопластикового контейнера.

Прикладное программное обеспечение (ПО) предназначено для поддержки полного технологического цикла проведения геофизических исследований скважин (ГИС) автономным прибором АМАК «ОБЬ» и обеспечивает:

— тестирование отдельных модулей АМАК «ОБЬ»;

— проведение базовых калибровок приборов с записью калибровочных данных на жесткий диск;

— настройку модулей перед регистрацией данных ГИС;

— считывание и контроль записанной информации;

— формирование базового файла ВРЕМЯ и ГЛУБИНА в формате LAS по данным станции ГТИ;

— первичное редактирование данных каротажа с привязкой к глубине по данным станции ГТИ и совмещением точек записи по глубине;

— выдачу первичных материалов каротажа на твердую копию;

— просмотр и редактирование материалов каротажа;

— первичную обработку каротажных данных с вводом поправок за геолого-технические условия проведения измерений;

— выдачу результатов обработки на твердую копию.

Прикладное ПО обеспечивает выполнение этих функций в полном объеме при проведении каротажных работ с аппаратурой радиоактивного каротажа (СРК-73Г), электромагнитного (ВИКИЗ), индукционного (ИК-4Г) и инклинометром.

С 1999 года в тресте «СНГФ» исследование бурящихся горизонтальных скважин проводится по технологии «Горизонталь-1» и аппаратурно-методическим автономным комплексом «ОБЬ»(АМАК «ОБЬ»).

По сравнению с применяемой сегодня технологией «Горизонталь 1» (спуск приборов в стеклопластиковый контейнер с выводом кабеля в затрубье через боковой переводник) технология «АМАК- ОБЬ» позволяет:

Существенно сократить время на проведение каротажа в горизонтальных скважинах, т.к. получение информации по комплексу окончательного каротажа (ВИКИЗ+градиентПС + инклинометр+ РК) осуществляется за один спуск-подьем бурового инструмента, совмещенного с промывкой скважины перед каротажем, вместо трех промывок и трех спуско-подъемных операций по технологии Горизонталь-1.

Расширить комплекс каротажа путем включения в комплекс исследований модулей акустического каротажа, модулей бокового каротажа, профилемера, гамма-гамма плотностного каротажа, что существенно повысит информативность исследований.

Сократить время на исследование разведочных скважин, т.к. операции проработки скважины можно совместить со спуском ряда модулей «АМАК ОБЬ» в буровом инструменте, сократив тем самым время на исследование этими методами приборами на кабеле.

Резко сократить аварийность при исследовании горизонтальных скважин и расход дорогостоящего каротажного кабеля.

Сократить трудозатраты на проведение ГИС в горизонтальных скважинах т.к. технология « АМАК-ОБЬ» коренным образом меняет организацию работы геофизической партии.

Существенно улучшить баланс времени буровых бригад и сократить стоимость метра проходки за счет сокращения времени на проведение исследований и излишних промывок.

5.3 Комплекс методов для геофизических исследований в горизонтальных скважинах

Комплекс исследований горизонтальных скважин с 1995г включает в себя:

1.АКЦ в кондукторе

2.АКЦ, РК (НКТ+ГК), локатор муфт в технической колонне

3.ПС, ВИКИЗ, РК (НКТ+ГК)

4.РК (НКТ+ГК) на газ, АКЦ – эксплуатационная колонна

5.Инклинометрия по стволу с перекрытием

6.ДМК

7.Газовый каротаж

Комплекс исследований горизонтальных скважин с 2003г включает в себя:

1.АКЦ в кондукторе

2.АКЦ, РК (НКТ+ГК), локатор муфт в технической колонне

3.ПС, ВИКИЗ, РК (НКТ+ГК), термометрия, резистивиметрия

4.РК (НКТ+ГК) на газ, АКЦ – эксплуатационная колонна

5.Инклинометрия по стволу с перекрытием

6.ДМК

7.Газовый каротаж

А с 2006 года в состав комплекса ГИС горизонтальных скважин был включен метод АК в открытом стволе горизонтального участка скважины .

Конструкция горизонтальной скважины и методы проведения ГИС в ней:

1.Кондуктор.

В кондукторе диаметром 245мм глубиной от 400 до 700м выполняется акустический каротаж с целью контроля высоты подъема цемента и качества цементного камня приборами USBA-21A. Диаграммы выдаются в масштабе 1:500.

2.Открытый ствол.

В открытом стволе даметром 219 мм выполняется запись привязочного каротаж приборами ВИКИЗ (ПС+ВИКИЗ)+РК.

Интерпретация заключается в отбивке кровли проектного пласта. Определение характера насыщения коллектора. Определение абсолютной отметки реперного пласта для дальнейшего ориентирования горизонтального ствола скважины.

3.Техническая колонна.

В технической колонне диаметром 168 мм глубиной до 2200 м также выполняется АК с теми же целями, что и в кондукторе.

Кроме того, выполняется замер РК (ГК+НКТ+ЛМ) с целью отбивки башмака технической колонны (ГК+ЛМ) и получения фонового НКТ для контроля в будущем за газовыми перетоками.

Запись выполняется приборами СРК-73. Диаграммы выдаются в масштабе 1:500.

Интерпретация заключается в надежной отбивке башмака технической колонны. Полученная по замеру глубина обязательно сверяется с данными по мере труб технической колонны, предоставляемыми службой бурения. Абсолютная отметка башмака технической колонны берется за репер, при проводке ствола горизонтальной скважины. Поэтому при непрохождении прибора РК ниже башмака технической колонны задача считается не выполненной.

Диаграммы выдаются в масштабе 1:500. колонне.

4.Открытый ствол

В открытом стволе даметром 144 мм выполняется запись окончательного каротаж приборами АЛМАЗ-2(ПС+ВИКИЗ)+РК, Термометрия+ резистометрия, АК в открытом стволе с последующей увязкой к привязочному каротажу до кашайских глин.

Интерпритация заключается в определении литологии, эффективной мощности пласта, коэффициента пористости, коэффициента нефтенасыщения.

5. Инклинометрия.

Все геофизические исследования, начиная от забурки до окончательного каротажа сопровождаются кабельной и автономной инклинометрией и независимо-забойной телеметрией на буровом инструменте. Запись ведется приборами ИОН-1.

Лучшие по качеству результаты дают замеры приборами ИОН и совмещенный с ГК ИНК-Р.

Определение качества замеров инклинометрии осуществляется по совпадению значений угла и азимута в интервале перекрытия между последующа замерами, а также по абсолютным отметкам ГНК и ВНК.

Каждая горизонтальная скважина должна при бурении сопровождаться ДМК и газовым каротажом.

Глава 6. Усовершенствование геофизических методов ГИС для горизонтальных скважин

6.1 Расширение геологических задач

В связи с тем, что Федоровское месторождение разрабатывается уже давно часть нефтегазовых коллекторов уже обводнилась собственными водами, а так же закаченными водами при использовании нагнетательных скважин. Из динамики Федоровского месторождения нефти и газа (рис6.1) видно, что процентное содержание воды в коллекторах возрастает по отношению к процентному содержанию нефти.



Рисунок 6.1

Изменение технология бурения горизонтального ствола скважины исключает возможность использовать метод ПС, так как раствор в стволе скважины биополимерный солевой.

При изменении технологии бурения и исследования горизонтальных скважин возникают новые геологические задачи:

Повышение детальности изучения литологии пласта.

Изучение строения порового пространства путем совместной обработки данных РК, АК, ВИКИЗа

Определение характера насыщения пластов со сложным составом жидкости в поровом пространстве.

Учет влияния опреснения бурового раствора на электрические параметры пластов.

Для решения вышеперечисленных геологических и геофизических задач необходимо расширение методов ГИС горизонтальных скважин.

В связи с усовершенствованием аппаратур к уже имеющимся методам ВИКИЗ+ПС и РК добавились методы термометрия и резистивиметрия.

С апреля 2006 года испытан и внедрен новый метод определения пористости пород – акустический каротаж.

6.2 Состояние и перспективы развития методов акустического каротажа, термометрии и резистивиметрии

Многолетний опыт геолого-геофизического изучения разреза скважин в Западной Сибири определил стандартный комплекс методов каротажа (ПС, ВИКИЗ, ГК и НКТ.), способный решить основные геологические задачи. Однако при возникновении новых геолого-геофизических задачах в связи с новыми методами бурения горизонтальных скважин и характером насыщения коллекторов, встает вопрос о новом типе аппаратуры для решения поставленных задач.

6.2.1 Акустический метод

Для повышения детальности изучения строения пласта и изучения характера порового пространства горизонтального участка скважины был предложен акустический метод. В связи с появлением нового типа аппаратуры - автономного прибора акустического каротажа АК-Г, было принято решение о его испытании и широком применении при геофизических исследованиях в горизонтальных скважинах Федоровского месторождения Западной Сибири.

Автономный скважинный прибор акустического каротажа АК-Г предназначен для измерений параметров распространения продольной и поперечной волн в скважинах, включая горизонтальные. Работа прибора основана на последовательном возбуждении акустических импульсов двумя излучателями и параллельном приеме вызванных ими волновых пакетов двумя звукоприемниками. По цифровым образам зарегистрированных сигналов могут быть определены параметры распространения волн: интервальные времена и коэффициенты затухания, а также рассчитаны коэффициент Пуассона и коэффициент пористости горной породы.

Измерение кинематических параметров упругих волн производиться по компенсационной схеме, исключающей влияние скважины.

Аппаратура АК-Г позволяет записывать за одну спускоподъемную операцию сигналы волновых пакетов от приемников.

Технические характеристики АК-Г:

|  |  |
| --- | --- |
| Формула измерительного зонда: | П20,4П11,0И10,4И2 |
| Спектр излучаемых частот: | 15-30 кГц |
| Время работы в автономном режиме | 7 часов |
| максимальное давление | 120 Мпа |
| максимальная температура | 90 |
| габариты скважинного прибора |  |
| диаметр | 0.076м |
| Длина | 5.45 м. |

6.2.2 Термометрия и резистивиметрия

Для решения геолого-геофизических задач: определения температурных аномалий связанных с обводненостью коллекторов и определения удельного сопротивления бурового раствора горизонтального ствола скважины был разработан и введен в эксплуатацию соответствующий прибор МГКР, который работает в одной связке с комплексом АЛМАЗ-2. Опробование аппаратуры было проведено на Федоровском месторождении Западной Сибири.

Измерение истинной температуры пород в их естественном залегании, при установившемся тепловом режиме по всему разрезу скважины (термометрия) предназначается для определения геотермического градиента и геотермической ступени. В горизонтальных скважинах термометрия относится к дополнительным методам. Измерения проводятся сверху вниз, и запись повторяется при подъеме АЛМАЗ-2 снизу-вверх.

Диаграмма геотермического градиента регистрируется в масштабе 0,25° С/см

Технические характеристики МГКР:

|  |  |
| --- | --- |
| Диапазон измеряемых температур: | 0 до +90 С |
| Диапазон измеряемых сопротивлений: | 0.01 – 3 омм |
| Время работы в автономном режиме | 8 часов |
| максимальное давление | 120 Мпа |
| максимальная температура | 90 |
| габариты скважинного прибора |  |
| диаметр | 0.108м |
| Длина | 1.6 м. |

6.3 Выбор и обоснование методов ГИС применяемых в горизонтальных скважинах для оценки коллекторских свойств

Раньше в тресте “Сургутнефтегеофизика” наиболее распространенным методом определения пористости по данным ГИС в Западной Сибири является метод самопроизвольной поляризации пород. Длительное время он выступал в качестве базовой методики с использованием статической зависимости:

Кппс = 8,3 • α пс + 12,7



где

α пс = ΔUоп/ΔUп

ΔUоп - разность потенциалов против опорного пласта;

ΔUп - разность потенциалов против исследуемого пласта.

В случае проведения каротажа в скважине с солевым биополимерным раствором метод самопроизвольной поляризации не работает. И поэтом необходимо искать другие пути определения пористости пород.

Для определения пористости коллекторов пласта по двойному разностному параметру ΔJГК, используется уравнение регрессии:

Кп= 19,23-13, 95 • ΔJГК

Двойной разностный параметр рассчитывается по формуле:



где JГК - показания ГК в коллекторе;

J min - показания ГК в пласте чистого песчаника;

J max - показания ГК для пластов неразмытых чистых глин.

Зачастую в горизонтальном участке ствола скважины отсутствуют опорные пласты или очень заглинизированны. Отсюда можно сделать вывод, что данный метод не рекомендуется использовать для грубой оценки коэффициента пористости и выделения высокопористых коллекторов в разрезе скважин.

Методики определения пористости по данным нейтронного каротажа основаны на оценке общего водородосодержания пород (ω) с последующим учетом влияния различных геолого-технологических факторов (минерализации пластовых вод и промывочной жидкости, толщины глинистой корки, глинистости и др.). Для данного метода в тресте «Сургутнефтегеофизика» используется следующая статистическая зависимость:

Кп= 0,752- НКТ2/НКТ1-0,238+ 0,136 • αпс

где НКТ2, НКТ1 - интенсивность излучения тепловых нейтронов, соответственно по малому и большому зондам, у.е.

Основным фактором, сдерживающим использование нейтронного каротажа для определения Кп в горизонтальных скважинах на солевом биполимерном растворе, является глинистость и отсутствие амплитуды ПС – αпс.

При использовании методики определения пористости по данным акустического каротажа (АК) не учитывается параметр αпс.

Для расчета по данной методике используется следующее уравнение:

,



где: ΔtСК, ΔtЖ, ΔtГЛ – соответственно интервальные времена прохождения волн в скелете породы, порозаполняющей жидкости и глинистом материале.

Второй член уравнения определяется по среднестатистическим данным и соответствует:

,



Тогда расчетная формула для определения пористости принимает следующий вид:

,



Для полимиктовых коллекторов с учетом результатов исследований при расчетах принимается: ΔtСК = 170 мкс/м; ΔtЖ = 645 мкс/м.

Это уравнение отражает общий характер зависимости между Кп без учета влияния αпс.

Оценка пористости пород по АК оказывается единственным способом при реализованном в данный момент аппаратурном комплексе.

6.4 Усовершенствованная методика обработки и интерпретации ГИС в горизонтальных скважинах.

В связи с внедрением новых видов аппаратуры проведения ГИС в горизонтальных скважинах возникла необходимость в новых методах обработки и интерпретации ГИС в горизонтальных скважинах. Для этого в ОАО НПП “ГЕРС” была разработана и внедрена в тресте “Сургутнефтегеофизика” новая программа Geowise. Для интерпретации стандартных методов используется программа СИАЛ-ГИС и для акустического каротажа LogPWin.

6.4.1 Первичная обработка

Цель и задачи первичной обработки является:

Считывание данных геофизического каротажа с приборов в виде

“время– данные ГИС”.

Оценка качества записи данных ГИС.

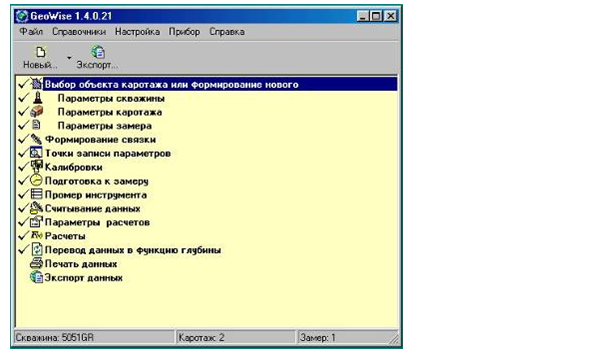
Привязка к данным “время-глубина” данных ГИС.

Вывод конечных данных “глубина-данные ГИС” в файл для передачи в КИП для дальнейшей интерпретации.

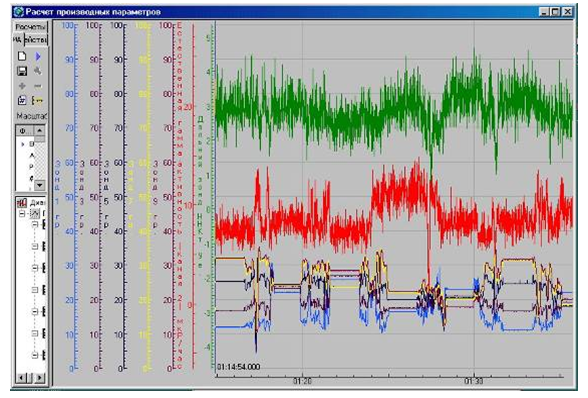
Новая программа Geowise в отличие от предшественников является простой и информативной в обращении на скважине. Программа сделана для работы в любой оболочке Windows и не требует дополнительных программ для первичной обработки данных каротажа в отличии от предыдущих программ Log\_hnew, RealDept.Привязка по глубине осуществляется по данным станции Разрез-2, которая предоставляет файл перемещения тальблока во времени. Из которого соответственно высчитывается изменение положения прибора по времени –глубине.

В расчете параметра “время-глубина” в отличии от предшествующих программ в обработку берется только два параметра ГТИ: вес и ход тальблока.

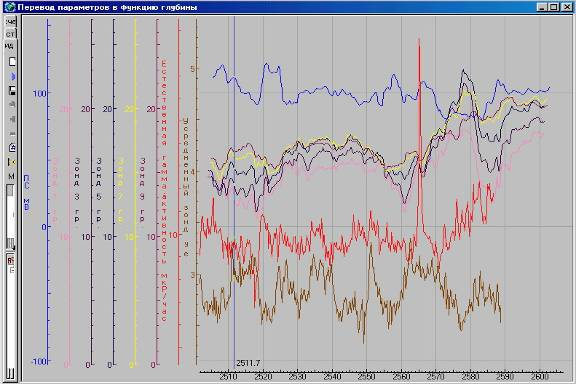
Геофизик работает в одном окне где все операции производятся последовательно:



При первичной обработке на скважине так же можно оценить качество записи параметров всех приборов:



А так же просмотреть увязку по глубине всех методов каротажа:



После чего формируются файлы Las для отправки в КИП и дальнейшей интерпритации.

6.4.2 Методика интерпретации данных ГИС в горизонтальных скважинах

Решение геологических задач осуществляется путем интерпретации данных ГИС. С помощью современных методических и технических средств, с привлечением геологических материалов (результаты испытания в открытом стволе и колонне, промывочных жидкостей и т.д.), полученных по данной скважине, а также по скважинам, расположенным в пределах изучаемой площади и соседних площадей со сходными геолого-геофизическими условиями.

Интерпретация результатов исследований скважин по проектируемым работам будет производиться на персональном компьютере по системе “СИАЛ”.

Назначение.

Проведение обработки на ПЭВМ данных геофизических исследований скважин с целью получения информации о литологии разреза, наличии коллекторов, характере и степени их насыщения, фильтрационно-емкостных свойствах.

Считывание, просмотр, корректировка, подготовка в требуемых форматах исходных кривых и результатов обработки данных ГИС по фондовым и архивным скважинам для формирования баз данных.

Получение информации о литологии, насыщении, коллекторских свойствах пластов при построении детальных геолого-геофизических моделей месторождений, залежей, участков.

Обоснование параметров для подсчета запасов и составления технологических схем разработки, формирование планшетов.

Оперативная обработка и интерпретации данных ГИС и выдача заключений любой формы по разведочным и эксплутационным скважинам, в том числе и на борту каротажной станции при работе на скважинах.

Применение.

Система СИАЛ-ГИС реализует непрерывный, полностью автоматизированный процесс обработки по скважине, от каротажных кривых на входе, представленных в различных форматах, в том числе LAS- формате, до традиционного заключения любой формы на выходе, включая все необходимые этапы интерпретации.

Наряду с традиционными алгоритмами, реализующими основные этапы интерпретации в любом районе, система содержит эффективные решения специфических задач, актуальных в Западной Сибири с учетом специфики комплекса измерений и геологических особенностей района работ.

Система имеет петрофизическое обеспечение по большинству нефтяных месторождений Западной Сибири, находящихся в стадии эксплуатационного разбуривания (более 200 месторождений). Кроме того, пользователю предоставляется возможность самостоятельно заносить любые петрофизические зависимости, в том числе с привлечением данных акустики, плотностного много зондового нейтронного каротажа.

В системе реализован интерактивно-графический режим, обеспечивающий широкие возможности просмотра и корректировки на экране исходных данных, промежуточных и окончательных результатов. Налаженный интерактивно-графический диалог с геофизиком в процессе интерпретации значительно повышает качество и производительность работы интерпретатора, способствует его творческому участию в процессе обработке.

Система обеспечивает быструю и качественную обработку больших объемов ГИС при меньшей по сравнению с другими комплексами трудоемкости, обеспечивает возможность многовариантной интерпретации и пере интерпретации с любого этапа обработки. Все это особенно актуально для районов Западной Сибири с их огромными объемами эксплуатационного и разведочного бурения.

Система легко стыкуется с любыми другими системами через международный LAS-формат.

Система легко запускается и осваивается интерпретаторами.

Система постоянно совершенствуется, легко дополняется новыми задачами и возможностями.

Заключение можно представить в табличном и графическом виде.

Пористость определяется по данным АК, НКТ и ГГК с учетом определения глинистости по диаграммам ПС и ГК. Интерпретация проводится с использованием графиков зависимости изменения глинистости и пористости с глубиной, построенных по данным анализа керна для Федоровского месторождения. Определение параметра пористости РП проводится при помощи графиков зависимости изменения РП с увеличением КП, с учетом литологического типа пород. Для расчета УЭС водоносных пластов (ρВП = РП ⋅ ρВ) используются значения ρВ, определенные по известной минерализации пластовых вод установленные в лабораторных условиях.

Коэффициент водонасыщения определяется по графику зависимости параметра насыщения РН от коэффициента водонасыщения КВ, с учетом типа коллекторов.

При интерпретации материалов ГИС определяются следующие основные параметры:

Эффективная мощность пласта;

Коэффициент пористости;

Коэффициент нефтенасыщения;

Определение эффективной мощности пласта.

В данном случае под эффективной мощностью понимается мощность пласта выше ВНК за вычетом мощности прослоев неколлекторов (глинистых, непроницаемых и др.), а также части мощности коллекторов, не удовлетворяющей требованиям кондиции по пористости, проницаемости и нефтенасыщенности. В водонефтяной зоне эффективная (нефтенасыщенная) мощность определяется в интервале от кровли пласта до поверхности ВНК.

Определение коэффициента пористости (КП).

Проводится по диаграммам нейтронного и акустического каротажа с учетом уже определенного коэффициента глинистости. Дальнейшая интерпретация основана на методике Ахиярова В.Х.

Глинистость коллекторов определяется по ПС и ГК с использованием графика зависимости изменения глинистости с глубиной.

Установлено, в пределах коллекторов, т.е. в пределах минимальной и максимальной глинистости, ПС и ГК ограничиваются значениями: 1,0≥ αПС ≥0,2; 0,8≥ΔJГЛ ≥0; где ΔJГЛ – разностный параметр.

, (6.2)



Общая схема интерпретации одинакова для ПС и ГК и заключается в следующем. На диаграммах ПС и ГК проводится по две опорные линии, соответствующие линии чистых песков (αПС =1,0; ΔJГЛ = 0) и глин (αПС = 0,2; ΔJГЛ = 0,8). Между этими линиями устанавливается линейная шкала глинистости совмещением крайних значений данных керна на глубине изучаемого пласта с опорными линиями. Опорные линии соответствуют чистым неглинистым песчаникам.

Точность определения КГЛ по двум методам можно считать хорошей, если разница между значениями, полученными по ГК и ПС, не превышает среднеквадратичного значения глинистости данного литологического типа. Далее по диаграммам нейтронного каротажа ведется расчет пористости.

Общая формула определения пористости по НК следующая:

КП = ω - ωГЛ ⋅ КГЛ , (6.3)

где: ω и ωГЛ – соответственно суммарное водородосодержание изучаемого пласта и водородосодержание объема глинистого материала в коллекторе;

КГЛ – глинистость коллектора.

Значения ω и КГЛ определяются по данным каротажа, а ωГЛ по среднестатистическим данным.

Для полимиктовых коллекторов:

, (6.4)



Подставляя ωГЛ из 6.4 в 6.3 получим:

, (6.5)



где: – минимальная глинистость на глубине погружения H изучаемого пласта



Суммарное водородосодержание изучаемого пласта определяется по логарифмической шкале, устанавливаемой по результатам эталонирования аппаратуры или по двум опорным пластам.

Определение пористости по акустическому каротажу сводится к следующему:

Для определения пористости глинистых коллекторов обычно применяется формула:

, (6.6)



где: ΔtСК, ΔtЖ, ΔtГЛ – соответственно интервальные времена прохождения волн в скелете породы, порозаполняющей жидкости и глинистом материале.

Второй член уравнения определяется по среднестатистическим данным и соответствует:

, (6.7)



Тогда расчетная формула для определения пористости принимает следующий вид:

, (6.8)



Для полимиктовых коллекторов с учетом результатов исследований при расчетах принимается: ΔtСК = 170 мкс/м; ΔtЖ = 645 мкс/м.

Литотип коллекторов определяется с помощью значений αПС и ΔUПС, где αПС – отношение амплитуды ΔUПС изучаемого пласта к опорному (чистый неглинистый песчаник). Если αПС > 0,7 – песчаник, 0,4< αПС < 0,7 – алевролит, 0,2< αПС < 0,4 – глинистый алевролит.

Определение КН и характера насыщения коллекторов.

По известному значению КП определяется параметр пористости РП. Далее определяется УЭС водоносного пласта по формуле:

ρВП = РП ⋅ ρВ , (6.9)

где: РП – параметр пористости;

ρВ – УЭС воды.

По известному значению УЭС водоносного пласта можно определить параметр насыщения РН по формуле:

РН = ρНП / ρВП, (6.10)

где: ρНП – УЭС незатронутой проникновением фильтрата ПЖ части пласта;

ρВП – УЭС водоносного пласта.

По полученному значению, при помощи графика зависимости РН = f (КВ) определяются коэффициенты водонасыщения и нефтенасыщения, связанные между собой следующим соотношением:

КНГ = 1 - КВ , (6.11)

Для определения характера насыщения и коэффициента нефтенасыщения необходимо знать УЭС пластов. В таблице 6.1 приведены значения параметра насыщения РН для определения характера насыщения.

Таблица 6.1.

Зависимость характера насыщения коллекторов от парметра насыщения.

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Порода, литотип | Характер насыщения | | |
| нефть | неясно | вода |
| Песчаник  Алевролит  глинистый алевролит | РН ≥ 3  РН ≥ 2  РН ≥ 1,2 | 3 > РН > 2  2 > РН > 1,2  1,2 > РН > 1,0 | РН ≤ 2  РН ≤ 1,2  РН ≤ 1,0 |

Для глинистых и сильно глинистых коллекторов эффективна методика определения характера насыщения, основанная на отношении показаний малых градиент-зондов ρК1,05/ ρК0,45 против исследуемого пласта с учетом αПС.

При отношении:

1,66 – коллектор нефтенасыщен;



1,661,26 – зона неоднозначности;



1,26 – коллектор водонасыщен.



При определении характера насыщения учитываются показания термометрии. При проявлении термоанамалии т.е. понижение температуры в коллекторе, то исследуемый интервал выделяют как обводненный, хотя и имеет высокие сопротивления флюидов насыщения.

Глава 7. Мероприятия по охране недр и окружающей среды, охране труда и технике безопасности

7.1 Охрана труда и техника безопасности при геофизических работах

В целях безаварийного и безопасного проведения ПГР в бурящихся скважинах наряду с требованиями проектов, инструкций, приказов, распоряжений и положений, действующих на предприятии, всем работникам геофизических партий (отрядов ) необходимо соблюдать требования следующих правил и инструкций:

-"Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности", (Госгортехнадзор России. Москва, 1993г.)

-Единой системы управления охраной труда в нефтяной промышленности, М.1986г.

-Техническая инструкция по проведению геофизических исследований в скважинах, М.1985г.

-"Основных санитарных правил работы с радиоактивными веществами и другими источниками ионизирующих излучений(ОСП-72/87 Энергоатомиздат. Москва, 1988г.

-Нормами радиационной безопасности (НРБ-99)

-Правил пожарной безопасности Российской федерации (ППБ-01-93 ИНФРС М. 1994г.)

-Правил эксплуатации электроустановок потребителей (Энергоатомиздат 1992г.)

Общие положения

К ПГР на скважинах допускаются работники, прошедшие медицинский осмотр, профессиональное обучение и сдавшие экзамены по технике безопасности.

Каждый работник должен выполнять работу, по которой он прошел профессиональное обучение и инструктаж. Выполнение других работ без разрешения администрации и соответствующего инструктажа по технике безопасности запрещается.

Техника безопасности при переездах партии

К управлению автомобилем и подъемником с механическим или электрическим приводом могут допускаться только лица, имеющие на это соответствующие права и разрешения.

Персонал партии при переездах размещается в кабинах водителей, а также в кабине управления подъемником и в лаборатории при условии оборудования их специальными сидениями.

Перевозка людей в лебедочном отделении самоходных станций или в кузове подъемника вместе с лебедкой и скважинными приборами запрещается.

Каротажные лаборатории и подъемники должны быть оборудованы необходимым противопожарным инвентарем и укомплектованы медицинскими аптечками с набором медикаментов и перевязочных материалов.

Техника безопасности при работе на скважине

Перед началом работ все члены буровой бригады, привлекаемые начальником партии к проведению вспомогательных работ, должны быть проинструктированы начальником партии ( отряда ) правилам техники безопасности при геофизических исследованиях в скважине.

Отметка о проведенном инструктаже заносится в журнал учета инструктажа на рабочем месте.

Запрещается производство ПГР с неисправным оборудованием, механизмами и инструментом, а также пользование неисправными средствами индивидуальной защиты.

Лаборатория и подъемник на скважине должны устанавливаться с таким расчетом, чтобы выхлопные газы от двигателей внутреннего сгорания не проникали в кабину водителя, лебедочное отделение и лабораторию станции.

Для обеспечения безопасного ведения промыслово-геофизических работ в бурящихся скважинах с применением подвесной системы блок-баланса подвесной

ролик закрепляется к крюку талевого блока, нижний ( оттяжной ) ролик - к основанию буровой.

Все узлы крепления системы роликов должны выдерживать нагрузку не менее 15 т.

В бурящихся скважинах при снятом роторном столе и превышении фланца обсадной колонны относительно пола вышки более чем на 0,5 м на устье скважины должны находиться рабочая площадка размером не менее 2,5 х 2,5 м с металлическими деревянными настилами, с лестницей маршевого типа, огражденной перилами. Толщина деревянного настила должна быть не менее 40мм.

Перед включением лебедки машинист подъемника обязан установленным сигналом предупредить окружающих о начале подъема или спуска кабеля.

Во избежание затаскивания скважинного прибора на ролик блок баланса на кабеле необходимо устанавливать предупредительные метки: одну на расстоянии 3,5 м, вторую - 50м и третью - 100 м от кабельной головки.

При производстве промыслово-геофизических работ на буровой ЗАПРЕЩЕНО:

а) производить без разрешения начальника промыслово- геофизической партии (отряда) ремонт бурового оборудования :

б) включать без разрешения начальника промыслово-геофизической партии (отряда) буровую лебедку и различные силовые агрегаты ;

в) переносить и передвигать по полу буровой и приемным мостам буровое оборудование;

г) передвигать трубы на расстоянии менее 20 м от соединительных проводов, каротажного кабеля и станции;

д) включать электросварочные аппараты и станки-качалки в радиусе 400 м, а в отдельных случаях, по требованию начальника промыслово-геофизической партии (отряда), и на большем расстоянии от буровой.

Запрещается производство геофизических исследований в скважинах во время грозы, пурги, буранов, сильных туманов и сильного дождя.

При совместных работах геофизической партии и заказчика должен иметься план совместных работ, утвержденный заказчиком и согласованный с геофизическим предприятием.

Электрооборудование

При работах на буровой запрещается пользоваться напряжением в силовой сети свыше 380в.

Корпуса всех агрегатов ( подъемника, лаборатории, лебедки, измерительных приборов и т.д. ) должны быть надежно заземлены.

Кабель, соединяющий электрооборудование с электросетью, необходимо располагать в безопасных местах, где он не может быть поврежден (прокладку кабелей следует производить в соответствии с "Типовой схемой установки геофизического оборудования и прокладки токонесущих кабелей на буровой").

Подключать силовой кабель к источнику питания разрешается только по окончании сборки схемы электрооборудования станции ( аппаратуры ).

Собирать и разбирать схемы, производить ремонтные работы последних разрешается только при снятом напряжении.

При необходимости включения тока в схему, когда прибор находится на поверхности ( проверка, градуирование прибора и т.п. ) персонал партии должен предупреждаться об этом.

Каротажная станция должна быть укомплектована необходимыми средствами электрозащиты, а также инструментом с изолированными ручками.

Переноска тяжестей

Скважинные приборы весом более 50 кг подносят к устью скважины (основанию наклонных мостков) при помощи специальных приспособлений. Приборы весом более 100 кг перемещают с помощью каротажной или буровой лебедки.

Грузы и скважинные приборы весом более 40 кг или длиной более 2 м, независимо от веса, должны подниматься и спускаться в скважину буровой лебедкой или лебедкой подъемника. При применении буровой лебедки к работе привлекается буровая бригада.

При переноске тяжестей вручную, предельная норма для каждого работника не должна превышать 50 кг для мужчин и 15 кг для женщин.

Техника безопасности при работе с радиоактивными источниками

К непосредственным работам с источниками допускаются лица, не моложе 18 лет, прошедшие предварительный медицинский осмотр и не имеющие медицинских противопоказаний.

Лица, вновь поступившие или переводимые на работу с источниками должны быть обучены безопасным методам работ, правилам личной гигиены и пройти инструктаж по мерам радиационной безопасности.

Все лица, работающие с источниками, обязаны выполнять требования всех документов, регламентирующих эти работы.

Предельно допустимой дозой облучения (ПДД) для лиц, работающих непосредственно с источниками ионизирующих излучений, является 5 бэр в год.

Во избежание превышения ПДД облучения необходимо :

а) максимально удалять источники излучения от работающего;

б) снижать, насколько это возможно, время общего и местного облучения работающего;

в)применять контейнеры, экраны и различные защитные приспособления;

Работающие с источниками гамма-излучения снабжаются индивидуальными дозиметрами.

Транспортировка источников должна производиться только в специальных стандартных контейнерах. Контейнеры, как и автомобили, используемые для транспортировки РВ, должны иметь знак радиационной опасности.

Во время транспортировки и хранения источников на скважине должна быть обеспечена их полная сохранность.

Меры безопасности по предупреждению аварий

Центрирование буровой вышки относительно устья скважины ответственный мастер буровой бригады.

Проверка стеклопластикового контейнера ответственный мастер буровой бригады.

Обеспечение места для установки подъемника с наклоном 10 градусов от буровой ответственный мастер буровой бригады.

Обеспечение места для крепления датчика натяжения и верхнего ролика, испытанного на нагрузку 12 т. о чем составляется акт, что соответствует двое кратному разрывному усилию геофизического кабеля, ответственный мастер буровой бригады.

Обеспечение достаточным освещением на устье скважины ответственный мастер буровой бригады.

Использование надежного и поверенного оборудования (датчик натяжения, скважинные приборы, кабель, регистрирующая аппаратура и т. д.) начальник геофизической партии.

Организация оперативной связи начальник партии, машинист подъемника и бурильщик ответственный начальник геофизической партии.

Установка и работа с устройством стабилизации подачи кабеля ответственный начальник геофизической партии.

Использование датчика натяжения для контроля СПО машинистом подъемника ответственный начальник геофизической партии.

Визуальный контроль за СПО и координация синхронности действий машиниста и бурильщика ответственный технолог (ответственный представитель УБР).

Бурильщик должен следить за ростом нагрузки и не допускать нагрузки на контейнер более 3-5 т.

Действия ответственных представителей в случае аварии

В случае разрыва каротажного кабеля во время подъема геофизического прибора в контейнере, дальнейшую работу приостановить. Об этом оповестить главных инженеров Заказчика и Подрядчика. ИТР бригады и начальник геофизической партии в данной ситуации самостоятельных решений принимать не имеют права.

При прихвате контейнера с геофизическими приборами ответственный представитель УБР, находящийся на скважине руководит действиями по ликвидации прихвата. Первоначально необходимо “отмыть” кабель на переводнике. Затем отвернуться ниже переводника и извлечь геофизические приборы с оставшимся кабелем в инструменте.

В случае возникновения аварии, ответственным представителем Заказчика и начальником партии составляется первичный акт об аварии с описанием обстоятельств аварии.

Прибыв на буровую аварийному мастеру ознакомиться с создавшейся ситуацией по скважине и доложить начальнику смены ЦИТС и главному инженеру УБР. Предложить план дальнейших первоочередных работ.

Ликвидация аварий проводится по плану, утвержденному главным инженером предприятия заказчика и согласованному с главным инженером геофизического предприятия. Присутствие ответственного представителя геофизического предприятия и предприятия заказчика при ликвидации аварии обязательно.

План работ должен содержать данные о скважине, краткое описание аварии, порядок ликвидации аварии с указанием ответственного исполнителя, мероприятия по соблюдению правил и инструкций по технике безопасности.

В случае повреждения каротажного кабеля во время проведения ГИС на период замены кабеля произвести подъем прибора из скважины. Спустить пластиковый контейнер на забой и промыть скважину с производительностью 48 л/сек. Циркуляцию вызывать с производительности 32 л/сек.

Технико-технологический паспорт на подготовку скважины и проведение ГИС в горизонтальных скважинах (далее технологический паспорт) необходим для проведения детального анализа аварии и причин ее возникновения. Технологический паспорт заполняется ответственным представителем Заказчика на каждое геофизическое исследование в горизонтальных скважинах. Начальник геофизической партии заполняет пункты о состоянии геофизической техники и оборудования и правильности технологии производства ГИС.

В течение шести дней с момента ликвидации аварии проводится совместный разбор аварии, ее причин с указанием виновной стороны и подписанием акта на аварию. При этом разрабатываются мероприятия предотвращающие возникновение подобных ситуаций.

Организационно-технические мероприятия по предотвращению аварий при геофизических исследованиях в горизонтальных скважинах.

Допускать к проведению спускоподъемных операций в горизонтальных скважинах только машинистов каротажного подъемника со стажем работы не менее 3-х лет.

Провести дополнительное обучение машинистов каротажного подъемника по проведению спуска и подъема кабеля синхронно с подъемом буринструмента.

Проводить анализ причин аварий совместно с представителями УБР с рассмотрением всех геофизических материалов.

Разработать совместно с управлением по бурению конструкцию быстросъемных хомутов для крепления геофизического кабеля к буровому инструменту выше разрезного переводника выходящему в открытый ствол.

Совместно с управлением по бурению доработать устройство, защищающее геофизический кабель в месте вывода кабеля из буринструмента.

Перед началом геофизических исследований проводить инструктаж работникам буровой бригады по специфике проведения спускоподъемных операций при ГИС в горизонтальных скважинах.

Запретить использование геофизического кабеля, имеющего сростки выше разрезного переводника.

Проводить записи аппаратурой ВИКИЗ и СРК на спуске с последующей повторной записью при подъеме.

9. Проводить испытания устьевое оборудование один раз в год с составлением акта.

10. При каждой перезаделке кабельного наконечника составлять акт, который подписывается машинистом и начальником партии.

П Е Р Е Ч Е Н Ь обязательной документации по охране труда и ТБ для партий Федоровского УГР

Технический проект на выполняемый вид работ.

Положение об организации работы по охране труда и пожарной безопасности в тресте «Сургутнефтегеофизика».

Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности (ПБНГП).

Утвержденные программы для обучения и инструктажа рабочих по охране труда.

Утвержденные инструкции по ОТ и ТБ для рабочих по профессиям и видам работ (согласно перечня).

Должностные инструкции на ИТР.

Журнал регистрации инструктажей по ОТ и ТБ на рабочем месте.

Журнал проверки состояний условий труда.

Инструкции по ОТ и ТБ по профессиям и видам работ для персонала промыслово-геофизических партий.

График проверки знаний по ОТ и ТБ рабочими и ИТР партии.

Удостоверения о проверке знаний ОТ и ТБ рабочим и ИТР партий с талонами предупреждения.

Удостоверения рабочим о профессиональном обучении (с четвертого и выше разрядов).

Журнал проверки изоляции токоведущих жил и сопротивления заземления потребителей электрического тока.

План мероприятий по предупреждению электротравматизма в промыслово-геофизических партиях.

Технические требования при наложении заземления к геофизическому оборудованию.

Положение о порядке расследования и учета несчастных случаев на производстве.

Свидетельство о допуске транспортного средства к перевозке опасного груза (РВ).

Маршрут перевозки опасного груза (РВ), согласованный с ГИБДД.

Свидетельство о допуске водителя к перевозке опасных грузов.

Санитарный паспорт на транспортное средство для транспортировки И.И.И..

7.2 Охрана недр и окружающей среды

В связи с большим объемом нефтегазодобычи в Западной Сибири весьма актуальны вопросы охраны недр и окружающей Среды. В данном разделе представлены мероприятия, проводимые с целью максимально возможного сохранения экосистемы в окрестностях Фёдоровского месторождения. Эти мероприятия можно условно подразделить на 2 группы:

1 - мероприятия по охране недр;

2 - мероприятия по охране окружающей Среды.

Охрана недр

Разработка месторождения ведется в соответствии с технологической схемой разработки Фёдоровского месторождения, в которой предусмотрены мероприятия по максимальному извлечению углеводородов из недр и предотвращению их безвозвратных потерь как в недрах, так и на поверхности.

Для достижения этой цели эксплуатация месторождения ведется через герметичные стволы и устья скважин. Контроль за качеством изоляции пластов осуществляется методами промысловой геофизики (акустический каротаж, термометрия) в каждой скважине независимо от ее назначения. С целью изоляции верхних водоносных горизонтов подъем цементного раствора за кондуктором проводится до устья.

Сбор нефти и газа осуществляется по герметизированной напорной системе с однотрубным сбором продукции и трехступенчатой сепарацией нефти. Попутный газ используется в качестве сырья Сургутским газоперерабатывающим заводом.

Борьба с коррозией промыслового оборудования в процессе эксплуатации месторождения ведется применением ингибиторов коррозии типа “Север-1”. Это существенно сокращает прорывы скважинных труб нефтепроводов и водоводов от агрессивного воздействия жидкости.

Применение новых химреагентов в буровых растворах существенно сокращает содержание нефти в них (до 50%). Утилизацию отработанного бурового раствора необходимо производить закачкой в ранее пробуренные скважины. При освоении скважин, капитальном и подземном ремонте буровой раствор откачивается в нефтесбросный коллектор или в специальные емкости с последующей откачкой в коллектор. Аварийно-осложненный фонд скважин ремонтируется своевременно согласно план-графика. Качество герметизации резьбовых соединений улучшается путем применения специальных герметизирующих резьбовых соединений.

Разработка Фёдоровского месторождения будет вестись рациональным методом поддержания пластового давления, что позволит повысить коэффициент нефтеотдачи и предотвратить усадку продуктивной и вышележащей геологической толщи пород.. Для нужд ППД проектируется использование подземных термальных вод апт-сеноманского водоносного комплекса и сточных вод (попутные и промышленные), которые являются коррозийноактивными, поэтому, для подавления их коррозийной активности в системе ППД будет применяться ингибитор коррозии ВФИКС-82.

Охрана окружающей Среды.

Проектирование, разработка и обустройство Фёдоровского месторождения ведутся в соответствии с земельным и водным законодательствами РФ и правилами санитарной охраны водоемов и водотоков.

Природоохранная деятельность на месторождении проводится инженерно-геологической службой НГДУ “Сургутнефть”, а контролируется отделом охраны окружающей среды АО “Сургутнефтегаз”, местными органами территориального бассейнового управления и Госгортехнадзора.

Основными источниками загрязнения окружающей среды при эксплуатации являются буровые работы, разлив нефти, сжигание жидких и газообразных углеводородов в атмосфере, слив подтоварных и попутных вод в водоемы района работ. Для минимизации ущерба от указанных факторов на окружающую среду предусмотрены конкретные мероприятия и средства.

Разбуривание месторождения ведется с кустовых площадок, что в несколько раз позволяет сократить число околоскважинных зон - основной источник загрязнения окружающей среды.

Перед началом работ на объектах проводится срезание плодородного слоя почвы, его хранение и рекультивация земель по окончании работ на кустах скважин. Вокруг объектов (ДНС, КНС, вахтовые поселки) сохраняется или вновь создается зеленая зона. Предусмотрена обваловка вокруг кустовых оснований, а также вокруг мерных емкостей, мест пересечения водных объектов нефтепроводами и водоводами сточных вод. На месторождении проведена паспортизация и ремонт обваловок факельных стояков, откачка нефти из этих обваловок. Произведена зачистка территории вокруг резервуаров и кустовых площадок. Движение транспорта на месторождении осуществляется только по проложенным дорогам и по специальным переездам через трубопроводы для предотвращения их прорывов.

С целью предупреждения нефтегазовых выбросов и открытого фонтанирования постоянно применяются противовыбросовые устройства. С целью предотвращения разлива нефти на поверхности сбор углеводородов осуществляется в герметизированную напорную систему с однотрубным сбором продукции скважин и трехступенчатого сепарирования нефти. Герметичность системы сбора и транспорта газожидкостных углеводородов должна поддерживаться и постоянно контролироваться опрессовкой и внешним осмотром. Сбор нефти и газа базируется на применении герметичных групповых установок типа “Спутник”.

Так как утилизация попутного газа обеспечивается не в полном объеме, то сжигание его в факелах, к сожалению, неизбежно. Очистка подфакельной площадки, ее обваловка и отсутствие сероводорода в попутном газе позволяет говорить о минимальном ущербе для окружающей среды от сжигания этой фракции углеводородов.

В целях поддержания благоприятного гидрогеологического режима, улучшения санитарного состояния и рационального использования водных ресурсов рек, проток, озер, находящихся в пределах Фёдоровского месторождения, в соответствии с постановлением Совета министров РФ № 91 от 17.03.89 г. установлены границы водоохранных зон которые нанесены на схему. Ширина водоохранной зоны для реки Тромъеган, главной водной артерии месторождения, составляет 3 км, для рек-притоков р. Тромъеган на расстоянии 10-11 км. Границы водоохранных зон учтены при подсчете запасов.

Ниже по течению р. Тромъеган расположено разрабатываемое Родниковое месторождение. Результаты промышленного освоения этого месторождения являются существенным фактором загрязнения реки. Фоновые показатели содержания загрязняющих веществ в реке Тромъеган выше и ниже Фёдоровского месторождения являются, таким образом точкой отсчета при определении степени воздействия процесса освоения на экологическую обстановку в водоемах месторождения.

Замеры фонового содержания загрязняющих веществ в воде реки Тромъеган выше Фёдоровского месторождения, проведенные в 1993 году, приведены в таблице ниже.

Содержание загрязняющих веществ в р. Тромъеган

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Загрязнитель | Превышение ПДК | Содержание, мг/л |
| Нефтепродукты  Хлориды  Ионы железа, образованные, под воздействием естественных факторов | в 20 раз  в 10 раз  в 3 раза | 0,62  35,00  до 1,65 |

Таким образом, состояние воды в реке Тромъеган является неудовлетворительным. Для ликвидации загрязнений и их последующего недопущения в районе Родникового месторождения, являющегося в настоящее время основным источником загрязнения реки Тромъеган, требуется провести специальные мероприятия.

При разбуривании и дальнейшей эксплуатации Фёдоровского месторождения необходимо продолжить соблюдение вышеперечисленных мероприятий и реализовать следующие:

- устья скважин оборудовать бетонными площадками;

- провести дренажные канавы и нефтеловушки по участкам месторождения с пониженным рельефом вблизи рек и озер;

- создать бригаду по уборке аварийных разливов нефти и снабдить ее соответствующим оборудованием, материалами и специальным транспортом;

- установить контроль за воздушной средой;

- перевести котельные, расположенные на Фёдоровского месторождении, с жидкого топлива на газ;

- для контроля за качеством природных вод на водотоках Фёдоровского месторождения необходимо запроектировать создание сети режимных наблюдений на реках Моховая и Ягмунягун и за подземными водами (в местах расположения водозаборных скважин);

- отбор проб воды и их лабораторный анализ должен производиться один раз в месяц, в случае аварийных ситуаций - с периодичностью, определенной совместно со службой охраны природы.

Глава 8. Технико-экономические показатели проектируемых работ

8.1 Характеристика предприятия

Предприятие, выполняющее весь объем геофизических работ на месторождении - трест “Сургутнефтегеофизика” (СНГФ). Находится предприятие в городе Сургуте Тюменской области, в ведении министерства топлива и энергетики. Входит в состав акционерного общества “Сургутнефтегаз”.

Предприятие выполняет следующие виды работ - промыслово-геофизические исследования в бурящихся и добывающих скважинах, прострелочные и взрывные работы в скважинах.

В состав треста входят пять управлений - Сургутское, Федоровское, Лянторское, Нижне-Сортымское и управление геологоразведочных работ, которые обслуживают соответствующие месторождения, а также экспедиция геолого-технологических исследований, экспедиция цифровой обработки материалов и цех по ремонту и обслуживанию аппаратуры.

8.2 Организация труда

Промыслово-геофизические исследования в горизонтальных скважинах с использованием АМАК “ОБЬ” осуществляются по заявочной системе и возглавляются начальником партии.

Численно-квалификационный состав исполнителей установлен на основе анализа организации и технологии производства.

Численно-квалификационный состав исполнителей.

Геофизическая партия.

Начальник – 1 человек;

Геофизик – 1 человек;

Моторист самоходной

каротажной станции, 4 разряд – 1 человек.

8.3 Расчет норм времени при работе

Нормы времени на геофизические исследования в скважинах при бурении с использованием нового аппаратурного оборудования разработаны Инженерно-экономическим внедренческим центром (ИЭВЦ) ОАО "Сургутнефтегаз" в 2006 году и предназначены для применения во всех структурных подразделениях ОАО "СНГ", где выполняются эти работы.

Нормы предназначены для нормирования труда рабочих и специалистов промыслово - геофизических партий и бригад основного производства, совместно выполняющих работы.

В основу разработки норм времени положены следующие материалы:

- технологические карты и методики на соответствующие виды исследований, техническое описание применяемой аппаратуры и оборудования;

- данные фотохронометражных наблюдений;

- результаты анализа организации труда работников, занятых на промыслово – геофизических исследованиях.

Нормы времени разработаны на принятый численно-квалификационный состав исполнителей в минутах на установленный измеритель работ по формуле:

Н вр = Т оп х ( 1 + а отл / 100 ), где

Н вр - норма времени на измеритель;

Т оп - оперативное время;

а отл - время на отдых и личные надобности ( в % от оперативного времени), предусмотрено в размере 8% и включает в себя перерывы в течение рабочего времени для поддержания нормальной трудоспособности, предупреждения переутомления и соблюдения личной гигиены.

Оперативное время на подготовительно-заключительные работы на скважине установлено по фотохронометражным наблюдениям, а на запись геофизическим прибором в скважине и на спускоподъемные операции без записи рассчитано по формуле:

Т оп = 60 х L / V, где

L - интервал записи или спуска - подъема, равный 100 метрам;

V - скорость (метров в час) при записи каротажной кривой или спускоподъемных операций без записи (установлена в соответствии с действующими стандартами, технологическими регламентами ОАО “Сургутнефтегаз”, методиками на проведение промыслово-геофизических исследований).

Время на спуск приборов в интервал записи и подъем после выполнения записи установлено на основе норм на спуск-подъем с учетом технологии работ (на кабеле, бурильных трубах).

Для удобства пользования по отдельным разделам подсчитаны итоговые нормы времени.

Настоящие нормы времени установлены для следующих организационно-технических условий:

геофизические исследования проводятся в крутонаправленных (более 55° или горизонтальных скважинах глубиной до 4000 м при температуре воздуха не ниже -5°С и не выше +35°С;

исследуемые скважины не имеют осложнений и расположены на участках, позволяющих производить расстановку каротажных станций на расстоянии не более 50 м;

геофизические партии обеспечены исправным комплектом приборов, аппаратуры, оборудования, транспортных средств, необходимыми для работы материалами, защитными приспособлениями и спецодеждой;

спуск и подъем скважинных приборов осуществляется в открытом стволе или в колонне при плотности бурового раствора до 1,5 г/см³, вязкости –до 60 сек.

Для работ, выполняемых в других условиях применяются поправочные коэффициенты согласно Межотраслевым нормам времени на геофизические исследования в скважинах, пробуренных на нефть и газ. М., ВНИИОЭНГ, 1996, раздел 4 «Нормативная часть» (часть 4.2, примечания; часть 4.3, примечания; часть 4.4, примечания; часть 4.5, примечания), кроме коэффициентов на угол наклона скважины.

Подготовительно-заключительные работы на базе геофизического подразделения, если разделами норм не предусмотрено иное, переезды геофизической партии нормируются по Межотраслевым нормам времени на геофизические исследования в скважинах, пробуренных на нефть и газ. Москва, 1996, раздел 4 «Нормативная часть» (часть 4.1,табл. 4.1, п.1; часть 4.6, табл. 4.6).

Настоящие нормы времени разработаны на подготовительно – заключительные работы на скважине и исследования в скважине.

В основу разработки норм времени положены следующие материалы:

регламент на проведение промыслово-геофизических исследований горизонтальных скважин комплексом АМАК «Обь» на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз» (утвержден главным инженером ОАО «Сургутнефтегаз» 23.09.1999),в дальнейшем – регламент.

руководство пользователя «Технология производства геофизических работ аппаратурой АМАК «Обь», Тверь,1998г., ОАО НПЦ «Тверьгеофизика».

- Нормы времени на спуск, подъем бурильных и спуск обсадных труб на буровых установках БУ-2900/200 ЭПК-БМ и БУ-2900/175 ДЭП. Утверждены первым заместителем генерального директора ОАО «Сургутнефтегаз» 25.05.2000г., в дальнейшем – НВнаСПОвБС.

8.4 Расчет сметной стоимости при работе с комплексами АМАК "ОБЬ", АЛМАЗ-2, Горизонталь-1

Весь комплекс работ, проводимый геофизической партией состоит из последовательных этапов, входящих в технологический процесс проведения ГИС ( Приложение 3 ).

1. Зарплата работников партии определяется исходя из элементарных сметных норм (ЭСН) затрат труда на проведение геофизических исследованиях в скважинах в соответствии с технологическим процессом проведения ГИС и квалификацией исполнителей ( Приложение 10 ).

2. Дополнительная зарплата предусматривает компенсацию затрат на отпуска для ИТР и рабочих – 7,9 % (24 рабочих дня) от основной зарплаты исполнителей.

3. Отчисления на социальное страхование ( 40,2 % ) производится по нормативам, установленным в процентах от суммы основной и дополнительной зарплаты, которые устанавливаются законодательством.

4. Амортизация определена исходя из суммарной стоимости оборудования и аппаратуры и амортизационных отчислений (Приложение 8).

5. Износ. Расчет приведен в Приложении 5.

6. Материалы и топливо рассчитаны исходя из нормативов расхода материалов и ГСМ ( Приложения 4 и 6 ).

7. Накладные расходы. Норма накладных расходов взята в размере 19.8% по району работ производственной организации. Нормы накладных расходов разработаны в соответствии с «Основными положениями по разработке накладных расходов для геологоразведочных и нефтеразведочных организаций» (приказ Госкомгеологии РФ №75 от 11.10.1991г)

8. Плановые накопления. Норма плановых накоплений взята в размере 8% по району работ производственной организации согласно «Сборника единых районных расценок на геофизические исследования в скважинах, пробуренных на нефть и газ, и интерпретацию материалов ГИС», утвержденных постановлением Государственного строительного комитета СССР от 29 декабря 1990г.

9. Согласно производственного календаря на 2005 год продолжительность рабочего времени партии составляет 1998 час.

10. Согласно производственного календаря на 2005 год средняя продолжительность месяца составляет 167 час.

8.5. Сравнительный анализ сметной стоимости работ при производстве ГИС в горизонтальных скважинах по трем технологиям

Затраты на производство ГИС по технологиям раздельно суммируются со стоимостью, соответствующей данной технологии.

Стоимость затрат определена по стоимости 1–й скв./операции и предоставлена в приложении 14.

Заключение

В настоящий момент аппаратурно-методический автоматизированный комплекс «ОБЬ», АЛМАЗ-2, МГКР, АК-Г используется для проведения промежуточных и окончательных каротажей при бурении горизонтальных скважин на Федоровском месторождении. Комплекс имеет ряд недостатков такие как отказы блоков питания и расхождение данных по глубине с кабельным каротажем.

Выявленные в процессе эксплуатации недостатки как аппаратурно-механические так и программные устраняются и служат основой для доработки и производства более совершенных модификаций.

Несмотря на перечисленные недостатки технология проведения каротажа комплексом АМАК - «ОБЬ» обладает рядом несомненных преимуществ перед имеющимися технологиями. Такими как низкая аварийность работ по сравнению с кабельным вариантом проведения ГИС в скважине. Возможностью за одну спуско-подъемную операцию прописать все методы ГИС. Возможность расширения комплекса соответственно поставленным геологическим задачам, а так же применение на других месторождениях Западной Сибири.

В дальнейшем предполагается внедрение нового автономного модуля электрического бокового зондирования.

И использование данных технологий для проведения ГИС на Талаканском месторождении.

Литература

1. Э. Е. Лукьянов АО "Геоэлектроника Сервис", Р. Т. Хаматдинов АО НПЦ "Тверьгеофизика", К. Н. Каюров фирма "Луч", г.Новосибирск, И. Ф. Попов трест "Сургутнефтегеофизика" ОАО "СНГ". Каротажник, выпуск 30, 1997г.

2. Технология исследования нефтегазовых скважин на основе ВИКИЗ. Методическое руководство / Ред. Эпов М.И., Антонов Ю.Н. Новосибирск: НИЦ ОИГГМ СО РАН, Издательство СО РАН, 2000, 122 стр.

3. ОАО НПЦ "Тверьгеофизика", ЗАО НПК "Геоэлектроника Сервис" Технология производства геофизических работ аппаратурой АМАК- “ОБЬ”. ТВЕРЬ, 2000г.

4. ОАО НПЦ "Тверьгеофизика" Руководство по первичной обработке геофизических данных АМАК-"ОБЬ". ТВЕРЬ, 2000г.

5. Е. Г. Нежданова, Е. В. Ошибков, Е. Г. Самсоненко АО СИАЛ. Автоматизированная система обработки и интерпретации данных ГИС нефтегазовых месторождений Западной Сибири. Каротажник, выпуск 30, 1997г.

6. Методические указания по проведению геофизических исследований поисково-разведочных нефтегазовых скважин в Западной Сибири и геологической интерпретации получаемых материалов. Калинин, изд. ВНИГИК, Главтюменьгеология, 1986. 111 с. Авторы: Абдухаликов Я.Н., Головацкая И.В., Ручкин А.В., Фоменко В.Г., Ахияров В.Х., Нелепченко О.М.

7. Отчет ГТП-2 треста «Сургутнефтегеофизика» по теме: «Петрофизическое обеспечение программного комплекса ГИС на ПВЭМ». Сургут, ОАО «Сургутнефтегаз», трест «Сургутнефтегеофизика», 1999. 294 с.

8. Дахнов В.Н. Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщения горных пород. М, «Недра», 1975. 344 с.

9. Латышова М.Г., Дьяконова Т.Ф., Цирульников В.П. Достоверность геофизической и геологической информации при подсчете запасов нефти и газа. М, «Недра», 1986. 128 с.