

УДК 550.3

**ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН
НА ПРИОБСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ**

**GEOPHYSICAL METHODS OF WELL SURVEY
ON THE PRIOBSKOYE OIL FIELD**

Петрушин Евгений Олегович

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

Арутюнян Ашот Страевич

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

Коффи Амону Кра Аксель Камиль

студент,
институт Нефти, газа и энергетики
Кубанский государственный
технологический университет
axelleamonou@gmail.com

Аннотация. В статье рассмотрены геофизические методы исследования скважин на Приобском нефтяном месторождении. Показаны условия формирования основных продуктивных горизонтов и тектоническое строение района работ. Приведена общая характеристика продуктивных пластов. Подробно описаны комплексные геофизические исследования (обоснование выбора комплекса методов; описание методов, входящих в геофизические исследования и т.д.).

Ключевые слова: геофизические методы исследования скважин; комплексные геофизические исследования; обоснование выбора комплекса методов; описание методов, входящих в геофизические исследования; комплекс методов состав – приток; комплекс методов определения текущего насыщения продуктивных пластов; углеродно-кислородный каротаж.

Petrushin Evgeniy Olegovich

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

Arutyunyan Ashot Straevich

Candidate of technical sciences,
Assistant professor
of pulpit applied mathematicians,
Kuban state technological university
mereniya@mail.ru

Koffi Amonou Krah Axelle Camille

Student,
Institute of Oil, Gas and Energy
Kuban state technological university
axelleamonou@gmail.com

Annotation. In article geophysical methods of well survey on the Priobskoye oil field are considered. Conditions of formation of the main productive horizons and a tectonic structure of the area of works are shown. The general characteristic of productive layers is given. Complex geophysical surveys are in detail described (justification of the choice of a complex of methods; the description of the methods entering geophysical surveys, etc.).

Keywords: geophysical methods of well survey; complex geophysical surveys; justification of the choice of a complex of methods; description of the methods entering geophysical surveys; complex of methods structure – inflow; complex of methods of definition of the current saturation of productive layers; carbon-oxygen logging.

Приобское нефтяное месторождение находится в центральной части Западно-Сибирской равнины. В административном отношении месторождение расположено в Ханты-Мансийском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области РФ (рис. 1).

В районе ведётся промышленная эксплуатация ранее открытых месторождений. Все они расположены восточнее Приобского месторождения. Наиболее значимыми из них являются расположенные в непосредственной близости Приразломное, Правдинское – в 84 км юго-восточнее, Салымское – в 60 км юго-восточнее.

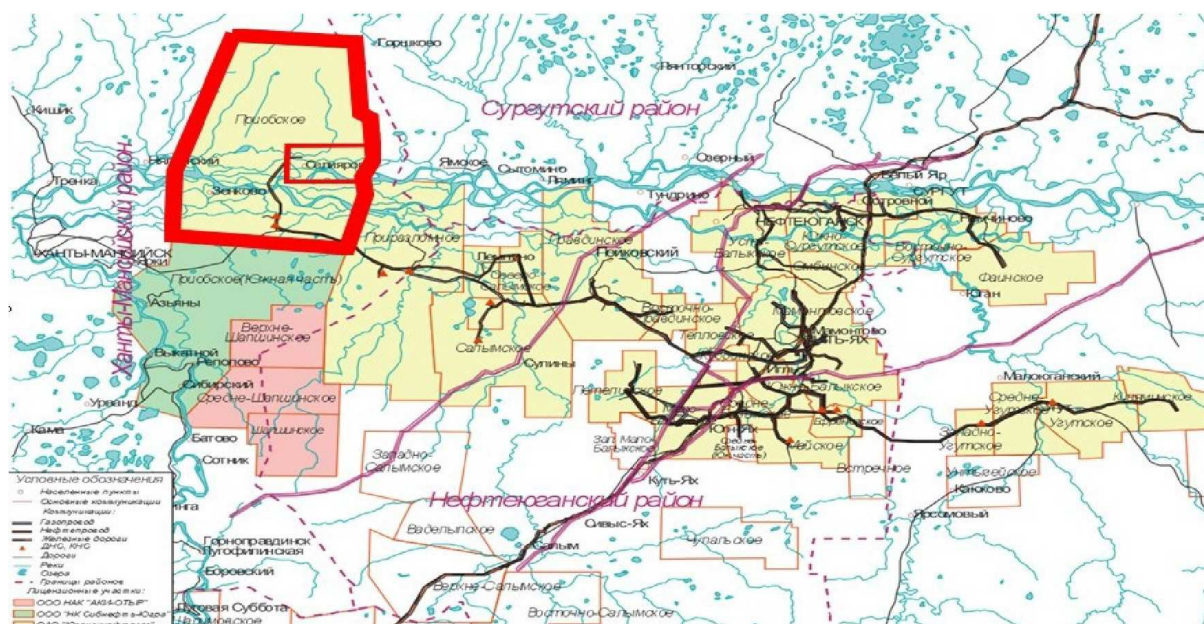


Рисунок 1 – Обзорная карта района работ

Тектоническое строение района работ

Западно-Сибирская плита (ЗСП) представляет собой молодой комплекс земной коры в виде огромной зоны прогибания, в котором выделено три структурных этажа (снизу вверх):

- 1) складчатый палеозойско-допалеозойский;
- 2) параплатформенный (промежуточный)
- 3) осадочный мезозойско-кайназойский.

Толщина осадочного чехла возрастает от районов обрамления впадины к центру до 8–9 км, залегающего несогласно на гетерогенном фундаменте.

В региональном тектоническом плане Приобское месторождение, согласно тектонической карте центральной части Западно-Сибирской плиты (главный редактор В.И. Шпильман, 1998), расположено во Фроловской впадине между Сырьегайской террасой и Тундринской седловиной (рис. 2).

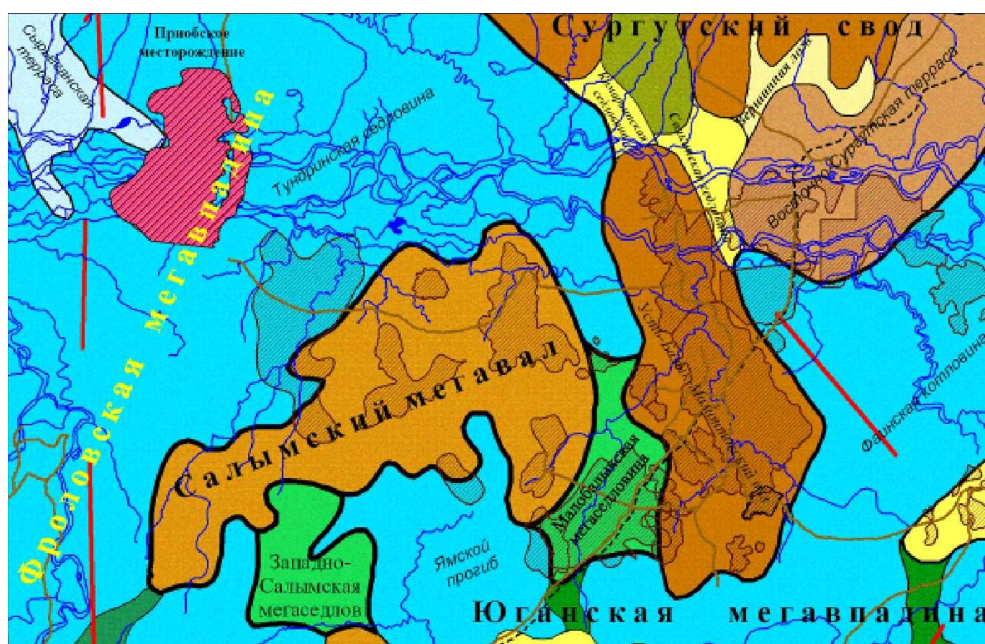


Рисунок 2 – Тектоническая карта центральной части Западно-Сибирской плиты, 1988 г. (под редакцией В.И. Шпильмана)

Амплитуда антиклинальных структур по нижним горизонтам чехла достигает 100–150 м. Вверх по разрезу амплитуда локальных поднятий заметно сокращается и наблюдается уменьшение амплитуды тектонических нарушений, развитых в нижней части осадочного чехла, вплоть до полного их затухания в неокомских отложениях. Из чего следует, что первостепенную роль при формировании юрского комплекса играл тектонический фактор.

В меловое время первостепенное значение приобретают условия осадконакопления. Современный структурный план доюрского основания изучен по отражающему горизонту «А». На структурной карте по отражающему горизонту «А» находят отображение все структурные элементы. Современный структурный план юрских отложений изучен по горизонтам «Б» и «Т2». Наиболее достоверной и информативной картой является структурная карта по опорному отражающему горизонту «Б».

Анализ схемы изопакит толщи Б–А свидетельствует о юрском времени заложения всех структур. Перекрывающие фундамент отложения нижней юры резко сокращается вплоть до полного выклинивания на его выступах. Наличие подобных зон даёт основание для поисков стратиграфических ловушек углеводородов.

По отражающему горизонту «Дб», приуроченному к кровле быстринской пачки, прослеживаются Приобское куполовидное поднятие, Западно-Приобское малоамплитудное поднятие, Западно-Сахалинская, Новообская структуры. Все вышеуказанные особенности подтверждаются при изучении структурных карт по различным горизонтам. В качестве опорных поверхностей принимались кровли черкашинской свиты, быстринской пачки, алымской, викуловской, ханты-мансийской, уватской, кузнецовской, березовской, ганькинской и талицкой свит.

По кровле викуловской, ханты-мансийской и уватской свит структурный план, в основном, сохраняется.

Для описываемых выше структур так же, как и в целом для структур Западно-Сибирской плиты, свойственен унаследованный характер развития с постепенным выглаживанием тектонических элементов вверх по разрезу. По кровле березовской, ганькинской и талицкой свит Приобская структурная зона представляет собой пологую моноклираль, погруженную в восточном направлении. На фоне общего погружения выделяются малоамплитудные Приобское и Ханты-Мансийское локальные поднятия.

Результаты эксплуатационного бурения на левобережье месторождения в пределах лицензионного блока ОАО «ЮНГ» не внесли кардинальных изменений в представления о структурно-тектоническом строении месторождения.

В пределах площади бурения наметилась лишь детализация структурного плана, т.е. появилась возможность условного выделения сугубо локальных малоамплитудных куполов по кровле продуктивных пластов и основных реперных (маркирующих) горизонтов.

Условия формирования основных продуктивных горизонтов

В среднеюрское время существовал период мелководно-морского осадконакопления, когда породы заполняли бассейн в направлении с юго-востока на северо-запад методом бокового наращивания. Затем в период поздней юры кластические породы накапливались в результате нескольких трансгрессий моря с севера. Это приводит к тому, что бассейн становится существенно ограниченным от нормальной морской циркуляции. Таким образом, создавались бескислородные условия, при которых была отложена мощная толща чёрных органогенных сланцев. Эта толща, называемая баженской свитой, является основным источником углеводородов для резервуаров нижнемелового периода.

В раннемеловом периоде сформировалась шельфовая зона в Среднеобском регионе, которая постепенно углублялась к западу. Обломочные породы привносились с востока в регрессивные периоды, формируя стратиграфические циклы в виде клиноформ. В дальнейшем, на протяжении всего мелового периода остальные циклы покрывали предыдущие и мигрировали к западу, что приводило к заполнению бассейна.

Пласты-коллекторы отлагались в виде клиноформ, сложенные чешуйчатым образом и наклоненные к западу. Восточная часть формировалась в условиях относи-

тельно мелкой воды (20–30 м), в то время как западный край был отложен на глубине от 50 до 100–150 м. Эти пачки клиноформ очень хорошо видны на сейсмических широтных профилях, пересекающих месторождение (рис. 3). Строение клиноформ выражается в постоянном наклоне на запад с выклиниванием вниз по падению и усечением вверх по восстанию. Таким образом, на месторождении распространен стратиграфический тип ловушек.

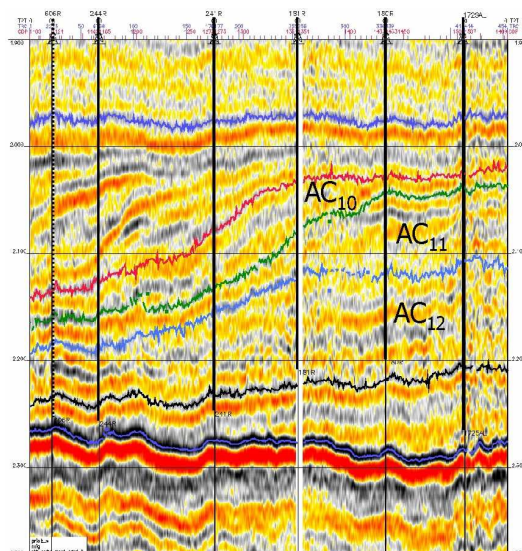


Рисунок 3 – Сейсмический широтный разрез по южному кубу 3D

Клиноформа начинается глинами, в средней части сложена преимущественно песчаниками и алевролитами, а в верхней – ритмичным переслаиванием алевролитовых и глинистых пластов (рис. 4 и рис. 5). Такое строение клиноформы даёт основание считать её отложениями регрессивно-трансгрессивного цикла и выделить в составе 3 пачки А, В и С, отличающихся по песчанности и степени перспективности.

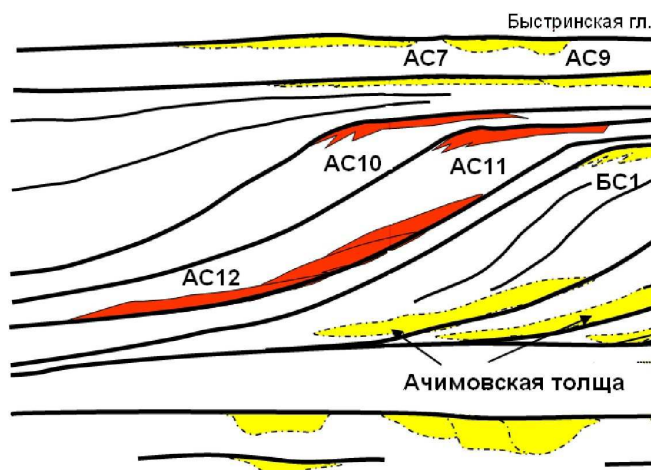


Рисунок 4 – Принципиальная схема строения продуктивных пластов Приобского месторождения

Нижняя пачка А, которой соответствует пласт AC₁₂, отвечает начальной стадии развития регрессивно-трансгрессивного ритма первого порядка; средняя пачка В (пласт AC₁₁) формировалась при максимуме регрессии и обильном поступлении в бассейн обломочного материала. Верхняя пачка С, отвечающая трансгрессивной стадии развития седиментационного цикла первого порядка, формировалась при ограниченном поступлении обломочного материала и в условиях, когда непродолжительные регрессии, формирующие преимущественно алевритовые пласты часто сменялись трансгрессиями. Пачке С отвечают пласты AC₁₀–AC₇ Приобской клиноформы.

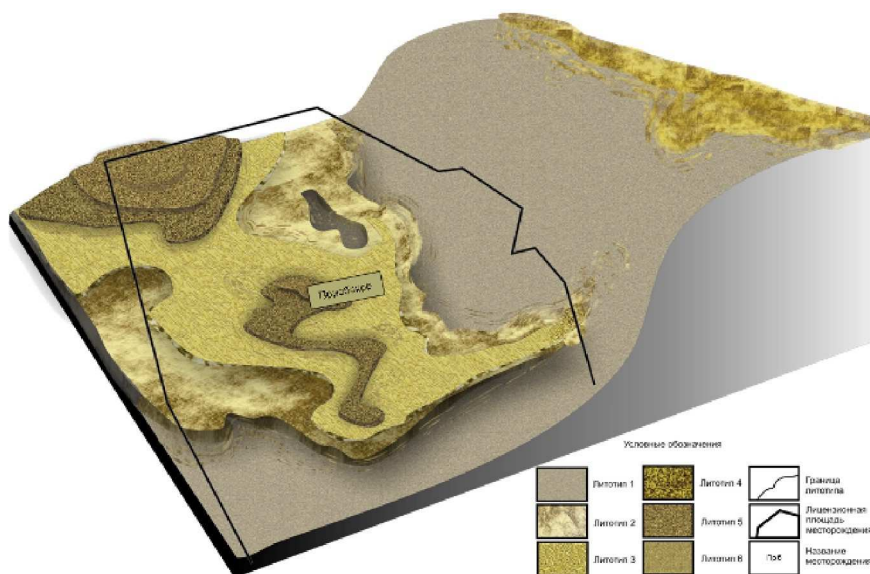


Рисунок 5 – Концептуальная модель осадконакопления Приобского месторождения

Из изложенного следует, что основные перспективы неокомских отложений связаны с регрессивными пачками, особенно с пачкой В, характеризующейся повышенной песчаностью и развитием в её составе наиболее крупных и продуктивных песчаных тел.

Зоны максимального развития в разрезе регрессивных и трансгрессивных пачек сменяют друг друга вкрест простирания клиноформы. Границы зон соответствуют местоположению кромок палеошельфа к началу и окончанию формирования соответствующей пачки. Кромки палеошельфа пластов АС₁₀, АС₁₁, АС₁₂ были закартированы по данным сейсморазведки (рис. 6).

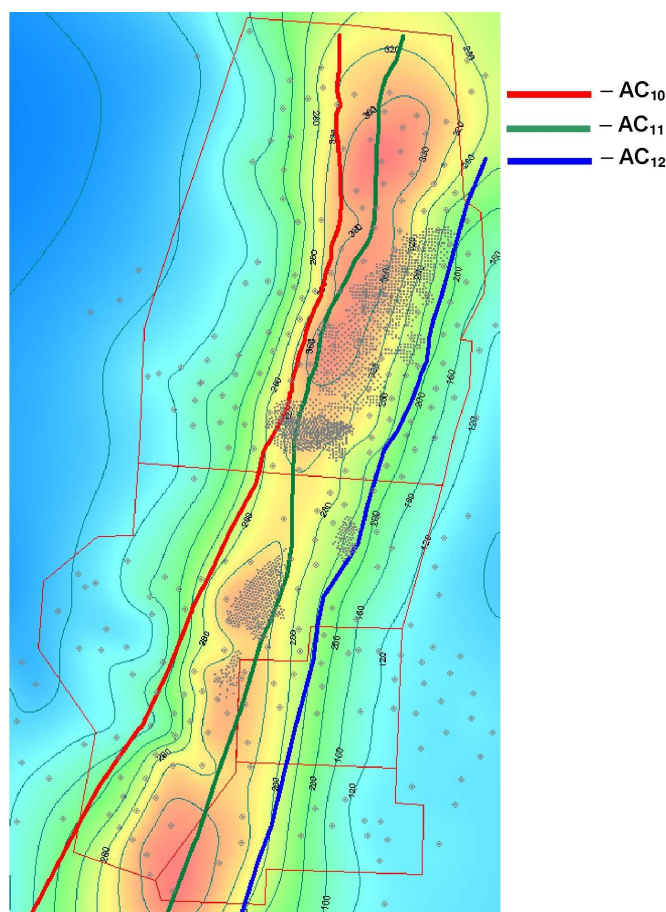


Рисунок 6 – Положения кромок палеошельфа основных продуктивных горизонтов

Формирование горизонта AC_{10} приходится на трансгрессивную стадию развития клиноформы, что явилось причиной ограниченного поступления осадочного материала и привело к образованию маломощных отложений шельфового генезиса.

Таким образом, сложное строение продуктивных неокомских отложений можно объяснить комплексным влиянием на распределение терригенного материала тектонических и экзогенных процессов.

Общая характеристика продуктивных пластов

На Приобском месторождении в разработку вовлечены три продуктивных горизонта: AC_{10} , AC_{11} , AC_{12} (рис. 8). Все они относятся к неокомскому периоду (готерив).

Горизонт AC_{10} . Основной пласт-коллектор на левой части месторождения. Подразделяется на пласты AC_{10}^0 , AC_{10}^1 , AC_{10}^{2-3} . Имеет место увеличение зернистости вверх по разрезу, что свидетельствует об условиях бокового наращивания (фацция авандельты). На месторождении горизонт AC_{10} представлен глубоководными фациями конуса выноса и дельтовыми отложениями на шельфовой части горизонта AC_{11} .

Эта глубоководная часть, которая в соответствии с кодировкой пластов называется AC_{10}^{2-3} , формировалась в западной части, вниз по падению, клиноформы горизонта AC_{10} . При низком уровне моря шельф горизонта AC_{10}^1 был эродирован и осадки снесены в более глубокие части через подводные каньоны, прорезанные в склоне шельфа горизонта AC_{10}^1 . По каротажным и керновым данным пласт имеет слоистое строение. Детальная корреляция скважин эксплуатационных участков по продуктивному горизонту AC_{10} показала, пласт представляет собой единое песчаное тело. На левом берегу имеет место плавный переход от шельфовых отложений к склоновым. При этом пласт имеет двучленное строение с увеличенной мощностью.

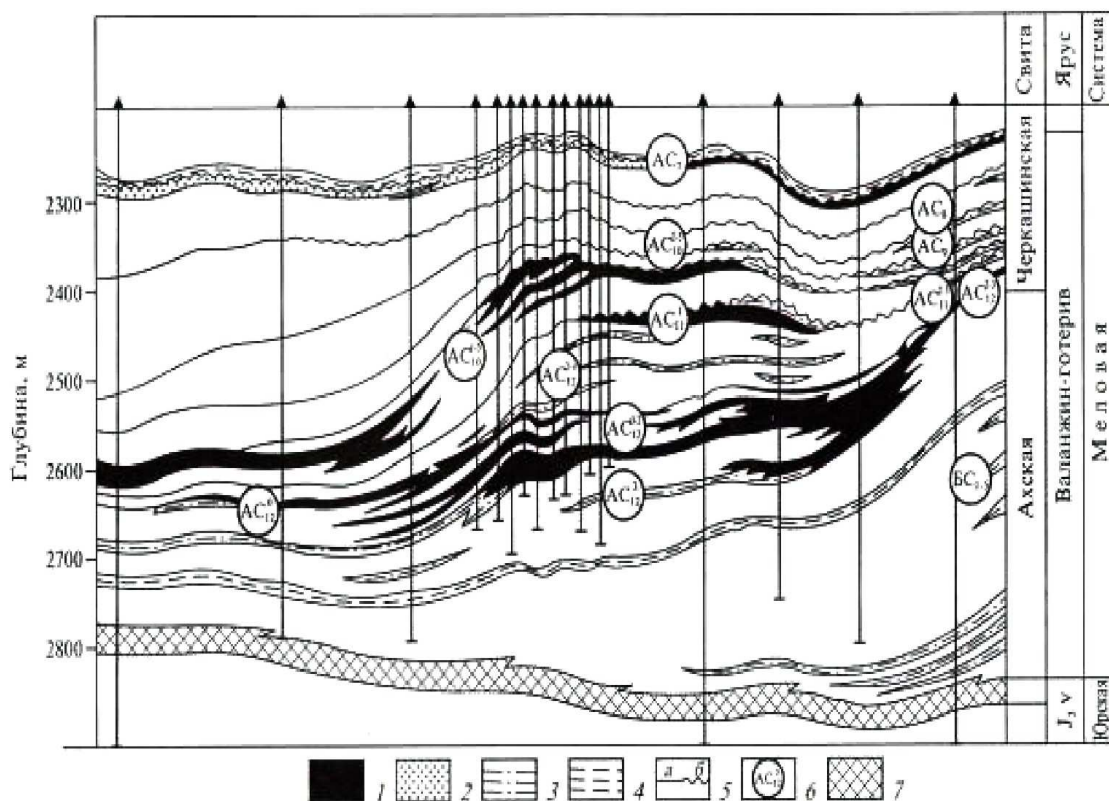


Рисунок 8 – Геологический разрез верхнеюрско-неокомских отложений центральной части Приобской зоны нефтенакопления:

- 1–3 – песчаные и алевроито-песчаные пласты;
 1 – нефтенасыщенные, 2 – водонасыщенные, 3 – плотные; 4 – региональные глинистые пакки;
 5 – границы клиноформ и отложений: а – в глубоководных, б – в мелководно-морских;
 6 – индекс продуктивных пластов; 7 – баженовская свита

Горизонт АС₁₁. На Приобском месторождении это основной коллектор, который имеет лучшие коллекторские свойства и высокие дебиты при опробовании. Песчаник АС₁₁ имеет схожее строение с пластом АС₁₀, и он также формировался в процессе бокового наращивания. Пласт АС₁₁ имеет зону большой мощности, которая параллельна палеобереговой линии, где имеет место постепенный переход песчаников в глины в западном направлении, вниз по падению клиноформ. Пласт легко коррелируется и имеет наибольшую степень выдержанности. По условиям осадконакопления это либо серия прибрежно-морского бара, параллельного палеобереговой линии, либо песчаник авандельты (берегового склона). Наибольшей мощностью пласт характеризуется на восточной части лицензионного участка.

Горизонт АС₁₂. Пласт АС₁₂ содержит более 50 % начальных балансовых запасов на лицензионной территории. Песчаники мелкозернистые и интерпретируются как глубоководные осадки, представляющие собой конусы выноса склона или дна бассейна, переотложенные при эрозии шельфа горизонта АС₁₂ при низком уровне моря. Корреляция пласта АС₁₂ на большой площади представляет определённую сложность, так как пласт отличается прерывистостью песчаных тел. На каротажных кривых пласт имеет блоковое или пилообразное строение, а также встречается классический вид кривой для фаций конуса выноса – укрупнение, а затем уменьшение зернистости вверх по разрезу (рис. 9). Песчаный коллектор распространяется в области конуса выноса, где он характеризуется наибольшей мощностью. В конфигурации границ распространения пласта преобладают элементы меридионального простирания. Выделяются две области распространения пласта АС₁₂. Одна из них занимает Горшковскую площадь, другая – Селияровскую и Приобскую.

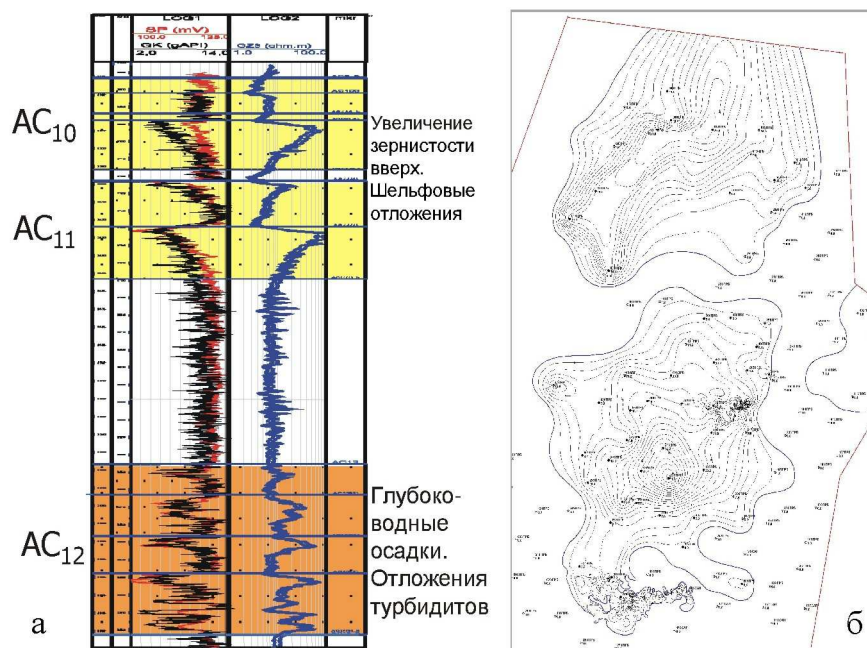


Рисунок 9

а – продуктивные отложения Приобского месторождения (правый берег) на диаграмме ГИС;

б – карта нефтенасыщенных толщин пласта АС₁₂²

Геолого-геофизическая изученность района

Схема геолого-геофизической изученности ЛУ «Роснефть» Приобского месторождения показана на рисунке 10.

На Приобском месторождении проходит региональный сейсмический профиль Р-IX, который пересекает лицензионный участок в субширотном направлении.

Результаты региональных исследований легли в основу представлений о мегакослоистом строении продуктивных комплексов неокома и позволили уточнить структурно-тектоническое районирование. Вышеуказанные съёмки ориентировали все последующие сейсмические исследования более детального плана.

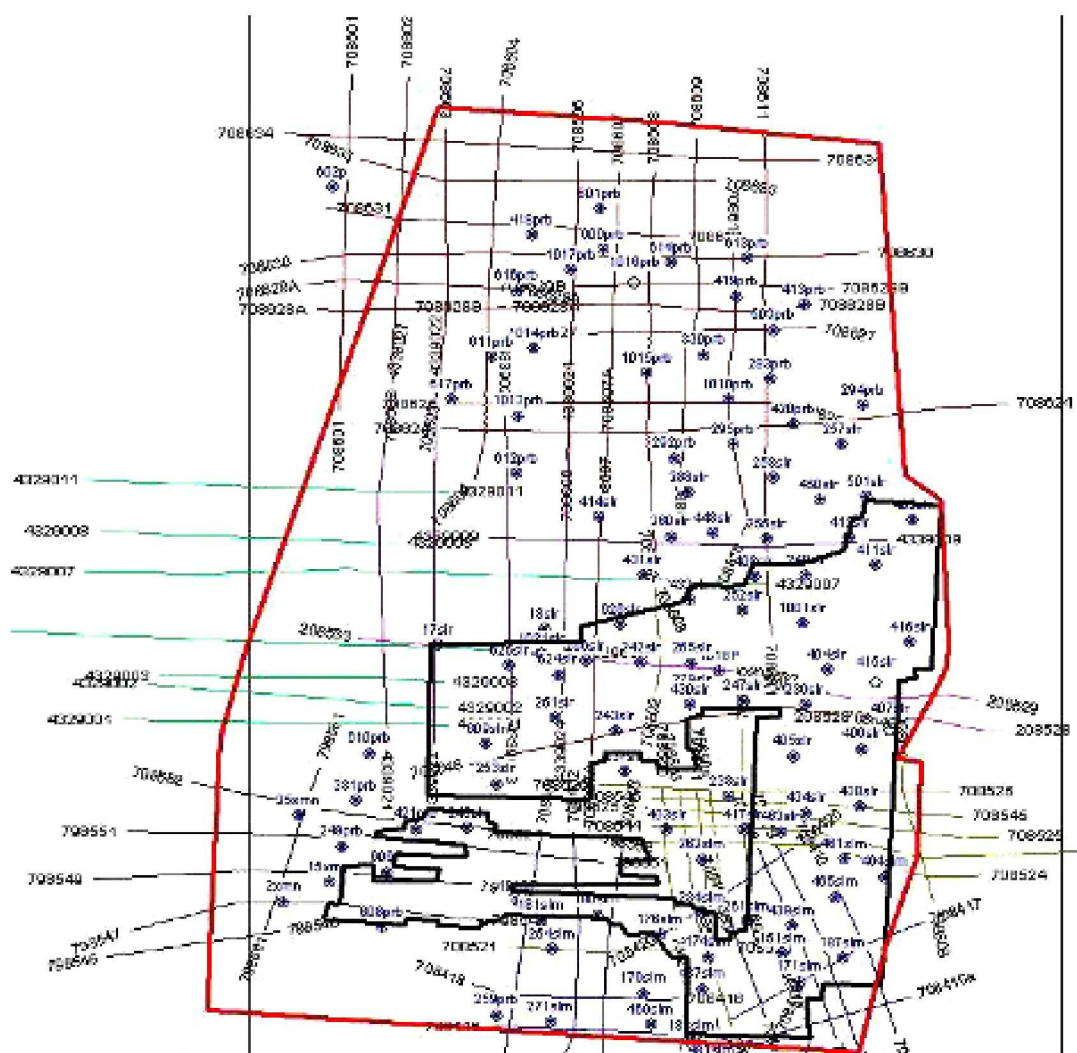


Рисунок 10 – Схема геолого-геофизической изученности ЛУ «Роснефть» Приобского месторождения

Краткие сведения об их результатах, послуживших основанием для постановки поисково-разведочного бурения на изучаемой площади, приведены в таблице 1.

Выполненные съёмки МОГТ 2D дали первые результаты по изучению геологического разреза с детальностью, обеспечиваемой масштабом съёмки 1 : 50 000. Это позволило уточнить структурно-тектоническое районирование. Вышеуказанные съёмки ориентировали все последующие сейсмические детальные исследования 3D.

Комплексные геофизические исследования

Работы будут проводиться с помощью передвижной каротажной станции на базе шасси автомобиля КамАЗ (рис. 11), на которой установлен блок управления «МЕГА» (рис. 12).

Обоснование выбора комплекса методов

Определение точных количественных параметров, таких как дебит флюида, температура и давление, возможно лишь при проведении необходимого комплекса ГИС.

Выбор комплекса ГИС зависит от поставленной задачи – определить дебит флюида, обводнённость и контрольные параметры скважин (температура, давление). Таким образом, комплекс ГИС должен включать в себя следующие методы:

- 1) термометрии;
- 2) барометрии;
- 3) фоновый гамма-каротажа;
- 4) механической расходомерии;

- 5) термокондуктивной расходомерии;
- 6) влагомерии;
- 7) резистивиметрии;
- 8) локатор муфт;
- 9) шумомерии.

Термометрия и барометрия проводятся для измерения контрольных параметров, таких как температура и давление соответственно, для каждой скважины существуют определенные значения данных величин, следовательно, при значительном отклонении от контрольного значения прогнозируется вероятность неоптимального режима работы скважины.



Рисунок 11 – Станция-подъёмник на базе шасси КаМАЗ



Рисунок 12 – Каротажная стойка (пульт оператора)

Фоновый гамма-каротаж проводится для увязки по глубине данных всех видов ГИС.

Механическая расходомерия проводится с целью определения общего дебита жидкости в стволе скважины.

Влагометрия и резистивиметрия проводятся с целью определения соотношения вода/нефть в скважине, это необходимо для дальнейших расчётов дебита скважины.

Локатор муфт служит для привязки выше рассмотренных методов.

Также для определения положения ВНК, заводнённых интервалов пласта и текущего нефтенасыщения перед проведением работ по повышению нефтеотдачи комплекс ГИС должен включать ИННК и С/О каротаж.

Описание методов, входящих в геофизические исследования

Комплекс методов состав/приток

Термометрия действующих скважин (высокочувствительная термометрия) отличается от традиционной термометрии (геометрия, метод закачки жидкости с контрастной температурой) тем, что измерения проводятся в процессе работы скважины и исследуются тепловые аномалии, обусловленные термодинамическими эффектами при движении флюидов в пласте и стволе скважины. Исследования сводятся к спуску термометра в продуктивный интервал и регистрации распределения температуры вдоль ствола скважины с обязательным перекрытием зумпфа и приёма НКТ. Желательно, чтобы приём НКТ был поднят на 40–50 м выше кровли верхнего перфорированного пласта. В действующей скважине с квацистационарным тепловым полем обя-

зательно регистрируется повторная термограмма и несколько термограмм в остановленной скважине. Масштаб записи температуры 0,05 °С/см.

Интерпретация термограмм заключается в выявлении и анализе температурных аномалий. Анализ начинают с зумпфа. При наличии участка ненарушенной геотермы (в действующей скважине обычно на расстоянии 10 м от подошвы нижнего работающего пласта) определяют градиент температуры. Корреляция градиентов температуры с разрезом свидетельствует об отсутствии движения жидкости в скважине и заколонном пространстве по данным термометрии. Заключение по результатам исследований скважины выдаётся по данным всего комплекса (локация муфт, плотнометрия, ГК, механическая и термокондуктивная дебитометрия, влагометрия, резистивиметрия):

- диагностика состояния насосно-подъёмного оборудования;
- выявление обводнённых интервалов по эффекту охлаждения пласта закачиваемыми водами;
- определение интервалов разгазирования и поступления газа.

Термометрия позволяет получить информацию о пластах, перекрытых НКТ и о работе пластов, недоступных исследованию в действующей скважине (по измерениям в остановленной скважине после извлечения из нее оборудования). После регистрации термограмм, не поднимая прибор из интервала исследований, проводится первичная оценка качества материала. В качестве критериев используются уровень случайных помех (не должен превышать 0,02 °С) и качество воспроизведения аномалий на основной и повторной диаграммах (расхождение диаграмм не должно быть более 0,1 °С по большинству точек, общий характер изменения температуры должен повторяться с высокой точностью). Может быть установлен масштаб записи термометрии в 0,02 °С/см.

Измерение температуры в интервале продуктивных пластов проводится на спуске. Скорость движения термометра зависит от постоянной времени датчика. Поскольку постоянная времени, определённая в лабораторных условиях, не всегда совпадает с реальным значением в скважине, рекомендуется писать со скоростью не более 200 м/час. Распределение температуры по стволу добывающей скважины определяется следующими факторами:

- изменение температуры флюида при фильтрации в пласте (баротермический эффект);
- естественное тепловое поле Земли;
- эффект калориметрического смешивания восходящего по колонне потока с поступающим из пластов флюидом;
- теплообмен между потоком жидкости в стволе скважины и окружающими породами.

Кроме них, на распределение температуры влияют расход и состав флюида, структура и направление потока. К настоящему времени определялись следующие задачи, которые могут решаться высокочувствительной термометрией:

- выделение интервалов притока (приёмистости), в том числе и слабоработающих перфорированных пластов;
- выявление заколонных перетоков из неперфорированных пластов;
- определение притоков в скважину из мест негерметичности обсадной колонны.

Барометрия основана на изучении поведения давления или градиента давления по стволу скважины или во времени.

Применяют для определения абсолютных значений забойного или пластового давлений, оценки депрессии (репрессии) на пласты, определения гидростатического градиента давления, а также плотности и состава неподвижной смеси флюидов по значениям гидростатического давления, оценки безвозвратных потерь давления в сужениях ствола, гидравлических потерь движущегося потока и определения плотности и состава движущейся смеси (совместно с другими методами «притока – состава»).

Ограничения применения обусловлены влиянием на показания манометров нестационарных процессов в скважине, температуры среды, структуры газожидкостного потока.

Измерения выполняют глубинными манометрами, которые подразделяют на измеряющие абсолютное давление и дифференциальные. Их подразделяют также на манометры с автономной регистрацией и дистанционные. Преобразователи давления

могут быть: пьезокристаллические (кварцевые, сапфировые), струнные и мембранные. Конструкция глубинных манометров должна обеспечивать измерение статической составляющей полного давления (за исключением интервалов интенсивного притока флюидов в ствол, где возможно влияние радиальных струй).

Гамма-каротаж. Принцип гамма-каротажа (ГК) основан на регистрации скважинными приборами естественной радиоактивности горных пород слагающих разрез скважины.

Естественной радиоактивностью называется самопроизвольный распад ядер некоторых химических элементов слагающих горные породы. Естественная радиоактивность слагается из способности горных пород испускать альфа-, бета- и гамма-излучение. Глубина проникновения альфа-излучения в горных породах составляет первые десятки микрон, бета-излучения – первые миллиметры, а гамма-излучения – от 30 до 40 см. Следовательно, с точки зрения изучения разрезов скважин только гамма-излучение представляет практический интерес.

Величина естественной радиоактивности горных пород определяется в основном содержанием в них трех основных химических элементов: урана, тория и изотопа калия-40.

Основная задача в добывающих и нагнетательных скважинах – корреляция разрезов скважин (привязка по глубине).

Влагометрия. Для выделения интервалов поступления воды в скважину, для определения состава флюидов в стволе скважины и установления мест негерметичности обсадной колонны широко применяются влагомеры. Материалы и теоретические расчёты показали, что верхний предел количественного определения влагосодержания ограничивается 50 %. При обводнении свыше 50 % аппаратура позволяет лишь качественно выделять водоотдающие интервалы. Существует две разновидности глубинных влагомеров, обладающих различными методическими возможностями: пакерные и беспакерные влагомеры. В беспакерном приборе через датчик проходит только часть жидкости, движущейся по колонне, поэтому беспакерные влагомеры работают на качественном уровне. В пакерном влагомере через датчик пропускается часть, движущейся по колонне жидкости, что значительно повышает эффективность прибора.

Основным недостатком всех влагомеров является зависимость их показаний от свойств нефти, воды и водонефтяных смесей, которые зависят от температуры, давления, газонасыщения и могут изменяться по площади и толщине даже одного нефтяного горизонта, что при качественной оценке компонентного состава смеси требует проведения больших тарировочных работ по построению градуировочных зависимостей с учётом всех мешающих факторов.

Резистивиметрия. Применение резистивиметров основано на измерении электрических свойств водонефтяной смеси в стволе скважины, позволяющих выделить гидрофильную (нефть в воде) и гидрофобную (вода в нефти) составляющие и устанавливать положение водонефтяного раздела в скважинах (ВНР).

Исследования индукционным резистивиметром позволяют определить удельную проводимость среды в колонне, положение нефтеводораздела границу перехода гидрофильной среды в гидрофобную, границы зон гидрофильных водонефтяных смесей с различной концентрацией нефти в воде, границы изменения минерализации воды в колонне. Полученная информация обеспечивает выделение слабых притоков нефти в скважину при содержании воды в колонне более 50 % и определение мест поступления воды в колонну различной минерализации. Учитывая высокую чувствительность метода к небольшим притокам нефти, индукционный резистивиметр следует применять как метод для выявления слабых притоков нефти через «застойную» воду, как индикатор типа эмульсии.

Ограничения связаны с одновременным влиянием на показания индукционного резистивиметра водосодержания, минерализации воды, гидрофильного и гидрофобного типов водонефтяной смеси, температуры среды. Для гидрофобной смеси показания близки к нулевым значениям удельной электрической проводимости.

Расходометрия является одним из основных методов изучения эксплуатационных характеристик пласта. При контроле разработки нефтяных месторождений применяются две модификации метода – гидродинамическая и термокондуктивная расходометрия. Обе модификации метода входят в полный комплекс исследования действующих скважин.

Механическая расходометрия предусматривает определения скорости движения (расхода) жидкости или газа, поступающих в ствол скважины из пластов или закачиваемых в пласты.

Применяют как основной метод для:

- выделения интервалов притоков в добывающих и интервалов приёмистости в нагнетательных скважинах;
- оценки профилей притока и приёмистости в перфорированных интервалах;
- определения поинтервальных и суммарных дебитов;
- выявления внутриколонных перетоков после остановки скважины.

Выполняют в обсаженных перфорированных и неперфорированных скважинах.

Ограничения заключаются в недостаточной чувствительности в области малых скоростей потока, зависимости пороговой чувствительности от условий проведения измерений, влиянии на результаты измерений механических примесей, снижение точности измерений при многофазном притоке и многокомпонентном заполнении ствола, ограничений по проходимости прибора в скважине из-за наличия пакера или сужений.

Каждый комплект расходомера должен быть снабжён градуировочной характеристикой, представляющей собой зависимость показаний прибора от объёмного расхода жидкости ($\text{м}^3/\text{сут.}$). Градуировка расходомера производится на воде, на специальном гидродинамическом стенде. Одновременно определяется коэффициент пакеровки прибора и его стабильность. Стабильность характеристик прибора и их соответствие градуировочному графику контролируется в промысловых условиях по результатам сопоставления суммарных дебитов (расходов) скважин, определенным по данным расходомера и в замерном устройстве на поверхности. Расхождение между ними не должно быть более 20 %. При этом дебит (расход скважины), измеренный на поверхности, должен быть приведён к забойным условиям и погрешность его определения не должна превышать 10 %. Если расхождения в суммарных дебитах превышают 20 %, необходима повторная градуировка расходомера на гидродинамическом стенде.

Программа работ для установления распределения суммарного дебита по пластам предусматривает точечные измерения и запись непрерывной кривой. В начале проводятся точечные измерения в перемычках между исследованными пластами, а также выше и ниже интервалов перфорации. Число точек в каждом интервале исследований должно быть не менее 5, расстояние между ними 0,2–2,0 м. Расхождения между измерениями в одной точке в перфорированном участке не должны превышать 5 %.

Для определения отдающих (принимающих) интервалов перфорированного пласта записывается непрерывная диаграмма в интервалах перфорации и в 10–20 м участках ствола, прилегающих к ним.

В скважинах, дающих чистую нефть или только воду, результаты измерения дебитом являются достаточными для установления места притока жидкости в скважину и характера насыщения соответствующих интервалов в случае, когда нет затрубной циркуляции, прорыва нагнетаемых вод и целостность колонны установлена.

В скважинах, дающих нефть с водой, исследования расходомерами не решают задачу по разделению на нефте- и водоотдающие интервалы, для этих целей должен применяться более расширенный комплекс геофизических методов. Эффективность использования расходометрии при исследовании скважин зависят от её технического состояния в интервале перфорации. Расходограммы, полученные в скважинах, где продуктивный интервал был вскрыт перфораторами ПК-103, легко интерпретируются в интервалах перфорации – по ним можно построить профили отдачи или приёмистости по всему отдающему или принимающему интервалу при условии целостности цементного камня за колонной.

Контроль за выработкой пласта предусматривает учёт объёма закачиваемой и добываемой жидкости из него, а также поинтервальное распределение отдачи и приёмистости по толщине перфорированного интервала на количественном уровне.

Термокондуктивная расходометрия основана на применении в качестве индикатора движения и состава флюида термоанемометра с прямым или косвенным подогревом. Применяют для выявления:

- интервалов притоков или приёмистости флюидов;
- установления негерметичности обсадных колонн в работающих скважинах и перетоков между перфорированными пластами в остановленных скважинах;
- для оценки разделов фаз в стволе скважины.

Недостатки метода связаны с ненадёжностью количественной оценки скорости потока флюида в скважине вследствие сильной зависимости показаний от состава флюидов, направления их движения (повышенная чувствительность к радиальной составляющей потока), температуры среды и мощности нагревателя, а также недостаточной чувствительности в области высоких скоростей потока.

К достоинствам термокондуктивных расходомеров следует отнести:

- высокую чувствительность в диапазоне низких (менее 1 м³/сут.) и средних дебитов, что позволяет выделить притоки жидкости, не фиксируемые гидродинамическими расходомерами.

- простота конструкции, что повышает его эксплуатационные качества.

Акустическая шумометрия основана на регистрации интенсивности шумов, возникающих в пластах, в стволе скважины и в заколонном пространстве при движении газа, нефти и воды.

Применяют для:

- выделения интервалов притоков газа и жидкости в ствол скважины, включая случаи перекрытия интервалов притока лифтовыми трубами;

- интервалов заколонных перетоков газа;

- выявления типа флюидов, поступающих из пласта.

Ограничения связаны с шумами, возникающими при движении самого прибора, существованием сложной зависимости чувствительности датчика от частоты, одновременным влиянием на частоту шумов скорости потока, диаметра канала, вязкости флюида.

Акустический шумомер является индикаторным прибором и не подлежит строгой калибровке. Его данные не пригодны для количественных определений.

Локатор муфт. Метод электромагнитной локации муфт основан на регистрации изменения магнитной проводимости металла бурильных труб, обсадной колонны и насосно-компрессорных труб вследствие нарушения их однородности.

Применяют для:

- установления положения замковых соединений прихваченных бурильных труб;

- определения положений муфтовых соединений обсадной колонны;

- точной привязки показаний других приборов к положению муфт;

- взаимной привязки показаний нескольких приборов;

- уточнения глубины спуска насосно-компрессорных труб;

- определения текущего забоя скважины;

- в благоприятных условиях – для определения интервала перфорации и выявления мест нарушения (разрывы, трещины) обсадных колонн.

В локаторе муфтовых соединений обсадной колонны (ЛМ) для того, чтобы определить местонахождение муфты, используется принцип индукции. Локатор состоит из двух постоянных магнитов, разделенных измерительной катушкой, навитой на стальной сердечник. Два магнита располагаются обращенными друг к другу одноименными полюсами.

Это особое размещение магнитов (их полюсов) генерирует очень сильное магнитное поле. Так как ЛМ двигается в обсадной колонне, силовые линии магнитного потока остаются постоянными до тех пор, пока зонд не войдет в зоны, где резко изменяется толщина стенки трубы (муфта). Эта разность влияет на показания измерительной катушки, в которой индуцируется дополнительный ток. Ответный сигнал этого тока посылается на поверхность.

Этот эффект измерения магнитного поля применяют для обследования труб и локации местоположения муфтовых соединений.

Применяемая аппаратура и оборудование. Аппаратурный комплекс МЕГА-К (рис. 13) предназначен для проведения термогидродинамических исследований в действующих скважинах в процессе контроля за разработкой нефтегазовых месторождений.

Комплекс МЕГА-К обеспечивает проведение исследований в скважинах при температуре окружающей среды до 100 °С и гидростатическом давлении до 60 МПа с компьютеризованной каротажной станцией «МЕГА» и одножильным грузонесущим геофизическим кабелем до 5000 м.

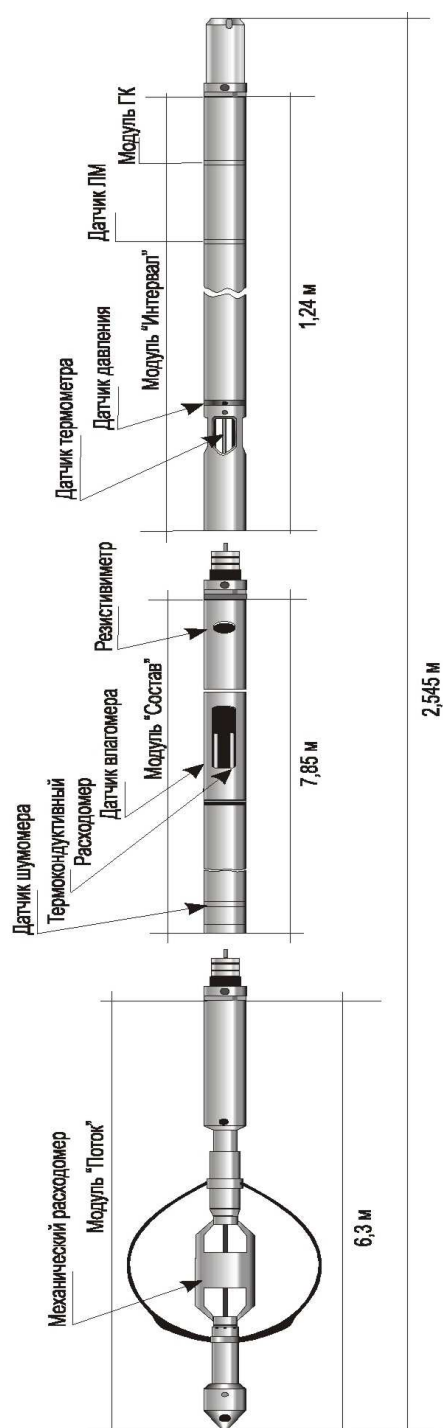


Рисунок 13 – Конструкция аппаратного комплекса МЕГА-К

В конструкцию аппаратуры заложен блочный принцип построения узлов механики и электронных схем.

Аппаратура представляет собой три блока (РАСХОД; СОСТАВ; ИНТЕРВАЛ), допускающих их сборку в различном сочетании и любой последовательности, электрически соединённых центральной транзитной жилой кабеля, кроме блока РАСХОД который в любом варианте сборки является конечным.

В каждом блоке сборки аппаратуры установлена плата телеметрической системы. При включении питания аппаратуры все блоки объединяются в единую телеметрическую сеть и автоматически переходят в режим поочерёдной передачи данных.

Модуль «ИНТЕРВАЛ» предназначен для привязки интервалов либо выполнения комплекса в нагнетательных скважинах (при подключении модуля механического расходомера) и включает в себя следующий набор датчиков:

- *датчик термометра* – чувствительный термометрический элемент (терморезистор). Действие основано на изменении сопротивления металлического проводника с изменением температуры;
- *датчик давления* – мостовой тензопреобразователь Д100-2;
- *локатор муфт*, состоящий из двух постоянных магнитов и катушки, расположенной между ними, собранный на каркасе из немагнитного материала. Информационным параметром при осевой магнитной неоднородности колонны труб выступает наведённая ЭДС самоиндукции в катушке датчика ЛМ;
- *датчик уровня естественного гамма-излучения* – сцинтилляционный кристаллический детектор NaJ(Tl) СДН17 размером 18 × 160 с фотоэлектронным множителем ФЭУ-102. Принцип работы электронной части прибора совместно с датчиком ГК основан на преобразовании квантов гамма-излучения в электрические импульсы с помощью сцинтилляционного детектора и далее преобразовании средней частоты этих импульсов в код.

Для проведения полного комплекса исследований по контролю за разработкой производят сборку модуля «ИНТЕРВАЛ» с модулем «СОСТАВ», включающего в себя:

- *датчик влагомера* представляет собой RC – генератор, в колебательный контур которого включен измерительный конденсатор проточного типа. Между обкладками конденсатора протекает водонефтяная, газоводяная или многокомпонентная смесь, изменяющая емкость датчика с последующим преобразованием изменения емкости в сигналы разной частоты;
- *электромагнитный датчик резистивиметра* представляет собой датчик проточно-погружного типа, состоящий из двух – возбуждающей и приёмной – тороидальных катушек. Объёмный виток индукционной связи образуется через жидкость, находящуюся вокруг датчика. В датчике используется трансформаторный метод измерения электропроводности жидкости;
- *датчик термокондуктивного расходомера STD* – чувствительный термометрический элемент с нагревателем работает по принципу термоанемометра. В нём установлен термочувствительный элемент (терморезистор) и резистор нагревателя. Сопротивление терморезистора в однородной среде обратно пропорционально средней линейной скорости потока, что позволяет в благоприятных условиях оценивать скорость потока и строить профиль притока или поглощения флюида;
- *датчик уровня акустических шумов* – пьезокерамический элемент, выполненный в форме втулки, жёстко соединённый с корпусом блока. Пьезокерамический элемент работает в качестве приёмника упругих волн звукового диапазона.

Конструкция обоих модулей предусматривает подключение к себе одного из модуля «РАСХОД» (механический беспакерный расходомер), предназначен для измерения расхода жидкости – состоит из корпуса с крыльчаткой, нижней штанги с грузом, фонаря (центратора), преобразователя с мостом (или приборной головкой). В преобразователе установлена электронная часть блока.

Крыльчатка установлена в корпусе на керновых опорах, состоящих из корундового конического подпятника типа ПКК 2,5 × 0,15 и керна с радиусом сферы 0,05 мм. В верхней части корпуса установлены два магниточувствительных датчика, выводы которых соединены с платой, установленной в головке. В утолщённой части оси крыльчатки установлены два миниатюрных постоянных магнита. При вращении крыльчатки поля магнитов воздействуют на датчики, сигналы с которых поступают в электронную часть, установленную в преобразователе.

Принцип работы расходомера основан на определении скорости потока жидкости в эксплуатационных и нагнетательных скважинах. Измерение производится при спуске или подъёме в исследуемых интервалах, а также поточечно. Величина расхода флюида в данном сечении скважины (колонна диаметром 5 дюймов) определяется по зависимости частоты вращения аксиальной крыльчатки от расхода соосного с ней потока жидкости.

Список регистрируемых параметров и краткая характеристика измерительных каналов для полной сборки приведены в таблице 2.

Таблица 1 – Краткие сведения о результатах, послуживших основанием для постановки поисково-разведочного бурения на изучаемой площади

Год проведения работ, наименование организации, № партии, автор	Метод исследования, масштаб	Краткие результаты исследований
1	2	3
1958 г. ХМГЭ сп 17/57-58 Вятрыкуш М.Д., Петров Г.И.	Рекогносцировочно-площадные сейсмические работы МОВ	Окончено Фроловское поднятие. Два других поднятия находятся одно к юго-востоку, другое к западу от него. Построены структурные карты по горизонтам I, II, III, IV, V; I – горизонт коньяк-сантон-кампан; II – сеноман; III – баррем; IV – кровля юрских отложений; V – низы платформенного мезозоя
1960 г. ТГУ, МХЭ сп 3/58-59 Серебрякова З.Д.	С3 МОВ 1 : 500 000 Тобольский, Кондинский, Самаровский, Сургутский районы	Выявлены Шапшинское, Леушинское, Б. Салымское и Пилогинское поднятия
1967 г. ГППГУ, ХМГТ сп 3/66-67 Пасечник В.И.	МОВ 1 : 100 000	Выявлены и подготовлены под глубокое бурение Ханты-Мансийская и Няпинская структуры, околтурены западный склон нового локального поднятия. Построены структурные карты по отражающим горизонтам «Б», «М» и «Г»
1978-1979 гг. сп 9/78-79 Бочкарева Н.П., Цирук Ф.П. и др.	Детальные сейсморазведочные работы МОВ ОГТ 1 : 50 000	Выявлены Приобское, Рельевское, Чусинское, Севское, Алексинское поднятия, два подготовлены к бурению. Выявлены линии глинизации пластов БС ₆ и БС ₄₋₅
1981-1982 гг. ПГО ХМГ сп 12/81-82 Иванов В.М.	МОВ 1 : 50 000	Уточнено геологическое строение Средне-Шапшинского, Западно-Салымского поднятий. Средне- и Нижне-Шапшинское поднятия подготовлены к поисковому бурению по горизонту «Т»
1985 г. ПГО «ХМГ» сп 20/84-85, сп 70/84-85 Струль Р.П.	Площадные работы МОВ 1 : 50 000	Уточнено тектоническое строение Приобского месторождения. Выявлены и подготовлены Сахалинское, Светлое, Западно-Приобское, Приобское, Ханты-Мансийское, Западно-Сахалинское, Южно-Сахалинское поднятия
1985 г. ПГО «ХМГ» сп 79/84-85 Струль Р.П., Стародубцева Н.И., Рахбари К.И. и др.	Площадные работы МОВ 1 : 50 000	Детализированы Гамбитовая, Ханты-Мансийская, Южно-Селияровская пологие поднятия

Продолжение таблицы 1

1	2	3
<p>1987 г. ПГО «ХМГ» скп 74/85-86, скп 76/85-86 Устюжанина В.В.</p>	<p>Выполнены работы ВСП на 11 скважинах на Приобской (скважины №№ 185, 236, 240), Галяновской (№ 18), Петелинской (№ 9), Западно-Ловинской (№ 30), Конитлорской (№ 184), Русскинской (№ 228), Хеттинской (№ 122), Родниковой (№№ 30 и 67) площадях</p>	<p>Получено 16 сейсмограмм ВСП. По материалам ВСП проведена стратиграфическая привязка отражающих горизонтов. Построено 11 сейсмогеологических разрезов. Получены значения средних и пластовых скоростей, величины горизонтального градиента на Приобской, Родниковой и Русскинской площадях. Проведено обобщение данных сейсмокаротажа на Приобской площади</p>
<p>1988 г. ПГО «ХМГ» сп 12-85/87-88 Салькова Л.Ф.</p>	<p>Площадные работы МОГТ 1:50 000</p>	<p>Выявлены и детализированы Фроловская, Восточно-Фроловская, Новофроловская, Северо-Фроловская, Восточно-Ханты-Мансийская, Мало-Фроловская, Верхне-Шапшинская, Ельковская, Варовая, Высокоостровская, Южно-Селияровская структуры</p>

Таблица 2 – Спикок регистрируемых параметров и краткая характеристика измерительных каналов для полной сборки

Параметр	Шифр	Канал	Точка записи, мм	Характеристики канала
Температура	TEMP	0	1070	Диапазон измерения: + 5 ÷ + 120 °С Пределы допускаемой абсолютной погрешности: ± 0,6 °С
Давление	PRES	1	1050	Диапазон измерения: 0,1-60 МПа Пределы допускаемой абсолютной погрешности: ± 0,6 МПа
Локатор муфт	CCL	2	750	Амплитуда выходного сигнала локатора муфт к фону: не менее 5:1
Температурная коррекция датчика давления	T1K	4	1050	Используется при расчёте давления
Естественная гамма активность за 0,8 с	GR	15	250	Диапазон измерения мощности экспозиционной дозы Гамма-излучения: 0-100 мкР/ч Пределы допускаемой абсолютной погрешности: ± 5 мкР/ч
СТД	STD	6	1415	Позволяет выделять притоки со скоростью течения 1-50 см/с
Резистивиметр	RB	7	1305	Диапазон измерения: 0,05-50 Смхм Пределы допускаемой абсолютной погрешности: ± 10 %
Шум НЧ	NSL	8	1600	0,5-5 кГц
Шум СЧ	NSM	9	1600	5-12 кГц
Шум ВЧ	NSH	10	1600	12-20 кГц
Влагомер	WM	12	1415	Диапазон измерения: 0-100 %
Расходомер	SPIN	12	2345	Пределы измерения: 0,6-30 м ³ /ч Порог чувствительности: 0,4 м ³ /ч

Комплекс методов определения текущего насыщения продуктивных пластов

Известно, что, несмотря на экономическую привлекательность, операции по возврату скважины на вышезалегающие пласты сопровождаются серьёзными финансовыми рисками, если нет достоверной оценки текущего насыщения объекта перевода до постановки бригады капитального ремонта.

Методами, позволяющими определить текущее насыщение неперфорированного пласта, являются нейтронные методы исследования скважин: импульсный нейтрон-нейтронный каротаж (ИННК) и углеродно-кислородный каротаж (С/О каротаж). Применяя какой-либо из этих методов или их комбинацию, можно определить через обсадную колонну, каким флюидом насыщено поровое пространство исследуемого пласта.

Импульсный нейтрон-нейтрон каротаж

Импульсный нейтрон-нейтронный каротаж основан на многомерной регистрации нестационарных потоков тепловых нейтронов одновременно на двух зондах в скважинах любых категорий. За счёт применения импульсных генераторов нейтронов измеряется пространственно-временное распределение тепловых нейтронов в скважинах, в результате чего достигается повышенная достоверность и однозначность решения традиционных задач нефтепромысловой и нефтеразведочной геофизики.

В ИННК применяется измерительная скважинная установка, состоящая из импульсного скважинного генератора нейтронов и расположенного на некотором фиксированном расстоянии (длина зонда) от него детектора нейтронов. Модель скважинного прибора для работ методом ИННК представлена на рисунке 14.

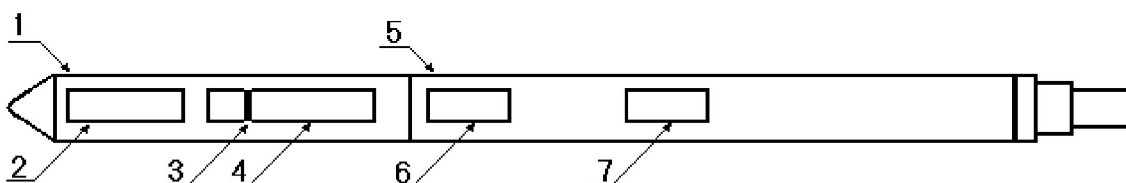


Рисунок 14 – Модель скважинного прибора ИННК (АИНК-43):

- 1 – секция излучателя нейтронов; 2 – блок питания и управления ИНГ-101 БПУ;
- 3 – мишень нейтронной трубки; 4 – блок нейтронной трубки ИНГ-101Т БТ;
- 5 – секция блока регистрации; 6 – ближний детектор; 7 – дальний детектор

Принцип работы скважинного генератора нейтронов следующий. Мишень, представляющая собой один из лёгких элементов (дейтерий, тритий, бериллий, литий и др.), бомбардируется потоком ускоренных заряженных реакций ${}^2\text{D} (d, n) {}^3\text{He}$ и ${}^3\text{T} (d, n) {}^4\text{He}$ бомбардировки потоком ионов дейтерия (дейтонов) или трития.

Основными конструктивными узлами генератора нейтронов являются ускорительная трубка и источник питания высокого напряжения. Ускорительная трубка представляет собой стеклянный баллон, заполненный дейтерием (изотопом водорода ${}^2\text{H}$).

Регистрируемыми характеристиками полей излучений в скважине являются скорости счёта импульсов в узких временных окнах (32 мкс) для двух детекторов тепловых нейтронов расположенных на разных расстояниях от импульсного источника нейтронов энергией 14 МэВ. Временная база регистрации 32–1984 мкс. Частота срабатывания излучателя нейтронов жёстко задана и составляет 20 Гц.

Управление работой прибора происходит путём подачи в 1-ю жилу кабеля положительных импульсов, формируемых ADSP 350h, при помощи одного плеча схемы «Манчестер» БУСП.

По запросу с компьютера (ADSP) станции производится запуск генератора нейтронов. Каждый импульс запуска начинает измерительный цикл, длящийся 200 мс. Цикл начинается с запуска трубки генератора нейтронов. Генератор испускает в течение 2 мкс быстрые нейтроны с энергией 14 МэВ. Взаимодействуя с окружающей средой нейтроны, замедляются до уровня тепловых энергий. Два детектора ближний (малый зонд) и дальний (большой зонд), зондовые расстояния соответственно $L_1 = 380$ мм и $L_2 = 670$ мм, ре-

гистрируют тепловые нейтроны. Двухзондовая конструкция прибора обеспечивает компенсацию скважинных условий. Измерительный цикл заканчивается передачей на ADSP станции зарегистрированных временных спектров (число импульсов за время 2048 мкс) для двух нейтронных детекторов.

Непосредственно измеряемыми параметрами являются величины обратные декременту временного затухания скорости счёта импульсов для двух зондов τ_1 и τ_2 в интегральном временном окне от заданной начальной задержки до конца временной базы регистрации (время жизни тепловых нейтронов) и скорости счёта импульсов в том же временном окне (только для ручной настройки).

В станции МЕГА реализовано одновременно два варианта измерения:

1. Автоматическое определение параметров τ_1 и τ_2 с временными задержками 256 и 512 мкс (табл. 3).

2. Определение параметров τ_1 (TP1) и τ_2 (TP2) и скоростей счёта INT1, INT2 в каналах малого и большого зондов с временными задержками, установленными оператором. Параметры SPC1 и SPC2 являются спектрами распределения импульсов во всем временном окне регистрации по малому и большому зонду.

Таблица 3 – Автоматическое определение параметров τ_1 и τ_2 с временными задержками 256 и 512 мкс

Шифр параметра	τ	Задержка, мкс.	Зонд
TP11	τ_1	256	малый зонд
TP21	τ_2	256	большой зонд
TP12	τ_1	512	малый зонд
TP22	τ_2	512	большой зонд

Дифференциация пород, определение нефтенасыщенности и пористости осуществляется по основным нейтронным параметрам – среднему времени жизни и коэффициенту диффузии тепловых нейтронов. Как известно, нефть и пресная вода обладают близкими значениями времени жизни тепловых нейтронов ($\tau_n = 206$ мкс, $\tau_g = 204$ мкс), но с увеличением концентрации NaCl, в пластовых водах до 50 г/л среднее время жизни нейтронов в воде уменьшается до 100 мкс, на этом различии нейтронных параметров основана методика определения нефтенасыщенности ИННК. Оценка коэффициента нефтенасыщенности K_n пластов методом ИННК возможна, по оценкам различных авторов, при выполнении следующих условий:

- минерализация пластовой воды не менее 30–70 г/л NaCl; с уменьшением минерализации вод точность определения K_n уменьшается;
- отсутствие зоны проникновения фильтрата промывочной жидкости и восстановление минерализации пластовой воды в этой зоне до первоначального или до известного значения.

Уровень минерализации пластовой воды по NaCl является определяющим фактором достоверной оценки насыщенности пластов. По данным различных источников определение K_n методами ИННК осуществляется при $K_n = 10 - 15$ % (если $C_g = 200 - 250$ г/л NaCl) и $K_n = 15 - 20$ % (если $C_g = 100 - 150$ г/л NaCl). В неглинистых высокопористых коллекторах оценка K_n возможна при минерализации $C_g = 30 - 70$ г/л NaCl.

Для Западной Сибири характерны как раз низкоминерализованные пластовые воды, что ограничивает применение ИННК с целью разделения нефти и воды. Однако ИННК весьма отчётливо позволяет определить газонасыщенные интервалы пластов-коллекторов. Многие залежи нефти в Западной Сибири, в том числе на Приобском месторождении, имеют газовые шапки, кроме того, нефть имеет высокий газовый фактор. В процессе эксплуатации пластовое давление залежи снижается, и растворённый газ

выделяется в свободную фазу, образуя тем самым техногенные газовые залежи. Так как при эксплуатации нефтяного пласта прорыв в скважину газа из вышерасположенных интервалов осложняет процесс добычи и крайне нежелательно, то применение ИННК весьма целесообразно при исследовании объектов с вероятностью наличия газонасыщенных прослоев.

Углеродно-кислородный каротаж

Как известно, при облучении горных пород быстрыми нейтронами последние испытывают различные взаимодействия с ядрами вещества, передавая им часть своей энергии. В процессе замедления до энергии теплового движения атомов ($E \approx 1 \cdot 10^{-2}$ эВ), происходят упругие и неупругие рассеяния нейтронов на ядрах атомов, кроме того, тепловые нейтроны участвуют в процессах термализации, процессах диффузии и, наконец, поглощаются ядрами.

В результате первых соударений (1–2 акта) наиболее вероятным взаимодействием является неупругое рассеяние, при этом нейтроны замедляются до энергии ~ 1 МэВ, передавая большую часть энергии на возбуждение ядра-мишени. Вероятность неупругого рассеяния тем выше, чем выше энергия нейтронов. Возврат ядра-мишени из возбуждённого состояния происходит за 10^{-14} с и сопровождается вторичным гамма-излучением, которое называется гамма-излучением неупругого рассеяния (ГИНР). Спектр ГИНР является индивидуальной характеристикой ядра.

Дальнейшее замедление нейтронов происходит в процессе упругого рассеяния, при котором кинетическая энергия нейтрона до соударения переходит в кинетическую энергию нейтрона и ядра-отдачи после соударения, эти процессы продолжаются до достижения нейтроном тепловой энергии. Наибольшим сечением упругого рассеяния обладает водород, его присутствие в окружающей среде играет основную роль в процессе замедления. Упругое рассеяние не сопровождается гамма-излучением.

Замедлившись до тепловой энергии, нейтроны захватываются ядрами элементов горных пород. Последствием радиационного захвата теплового нейтрона почти всегда является немедленное (10^{-23} с) излучение гамма-квантов (ГИРЗ).

Спектр ГИРЗ также является индивидуальной характеристикой ядра. Реже захват тепловых нейтронов приводит к активации ядра – оно становится радиоактивным с некоторым периодом полураспада.

Энергия связи большинства порообразующих элементов составляет 7–8 МэВ, следовательно, при радиационном захвате тепловых нейтронов возникает жёсткое гамма-излучение. При поглощении одного теплового нейтрона испускаются 3–4 гамма-кванта.

Процесс замедления быстрых нейтронов в результате упругих и неупругих взаимодействий длится порядка нескольких первых микросекунд, таким образом, через несколько микросекунд после облучения вещества быстрыми нейтронами (вспышка) возникает излучение радиационного захвата. Время жизни тепловых нейтронов в типичных разрезах нефтегазовых скважин колеблется от 100 до 500 мкс, следовательно, во время вспышки тепловые нейтроны от предыдущих вспышек, а также те нейтроны, энергия которых приблизилась к энергии теплового движения во время вспышки, продолжают генерировать гамма-излучение захвата. При регистрации спектров ГИНР гамма-излучение радиационного захвата является фоновым (рис. 15). Фоновую составляющую спектров измеряют при выключенном генераторе нейтронов («фоновая пауза»). Таким образом, для получения «чистых» спектров ГИНР необходимо регистрировать спектр ГИРЗ и вычитать его из измеренных спектров ГИНР.

Ввиду сложности спектров ГИНР и ГИРЗ ограничимся рассмотрением тех элементов горных пород и насыщающих их флюидов, присутствие которых имеет основное значение для решения поставленной задачи, в первую очередь элементы C, O – для определения присутствия углеводородов, и Ca, Si – как основные элементы, характеризующие состав горных пород (известняк, песчаник). Для основных порообразующих элементов в таблице 4 приведены энергии порога неупругого рассеяния $E_{пор}$, а также наиболее характерные энергетические линии ГИНР и ГИРЗ.

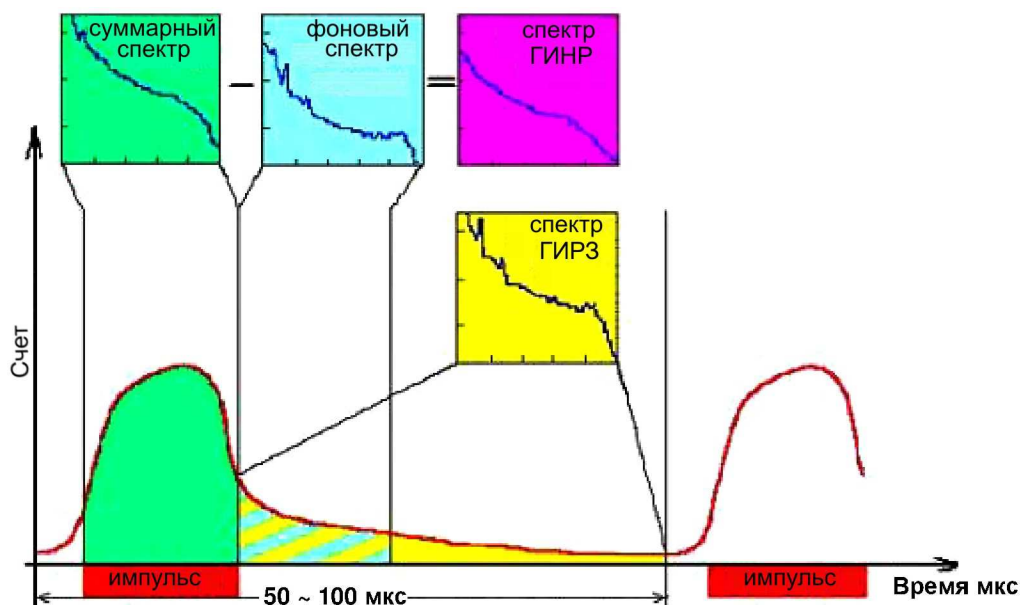


Рисунок 15 – Временные интервалы регистрации спектров неупругого рассеяния и радиационного захвата

Данные, приведённые в таблице 4, позволяют сделать следующие выводы:

- характерные энергетические линии ГИНР и ГИРЗ основных породообразующих элементов лежат в пределах 1–8 МэВ – это позволяет ограничить диапазон регистрируемых энергий шкалой до 10 МэВ;
- пороговая энергия ГИНР для углерода и кислорода составляет 4,8 и 6,44 МэВ, следовательно, для возбуждения реакции неупругого рассеяния необходимо применение излучателя нейтронов с энергией более 6,44 МэВ.

Таблица 4 – Основные породообразующие элементы и их характеристики гамма-излучения неупругого рассеяния и радиационного захвата нейтронов

Элемент	Среднее содержание в горных породах, %	$E_{пор}$, МэВ	Энергия ГИНР, МэВ	Энергия ГИРЗ, МэВ
^{12}C	0,02298	4,80	4,43	4,95; 3,68 1,26
^{16}O	46,89	6,44	6,13 7,12	2,18; 1,09 3,27
^{40}Ca	2,87	4,55	3,73 3,90	1,94; 6,42 4,42
^{28}Si	28,54	1,90	1,78 2,84	3,54; 4,93 1,27
^{56}Fe	4,26	0,86	1,24 2,61	7,63; 7,65 5,9
1H	0,99985	–	–	2,23

Основой выбора методики углеродно-кислородного каротажа служит различие содержания углерода и кислорода в нефти и воде. Содержание «С» в различных нефтях колеблется от 82 до 87 %, О от 0,02 до 1,65 %. Содержание «О» в воде по массе составляет 85,82 %, при определении нейтронно-активационным анализом проб пластовых вод присутствия углерода обнаружено не было.

Таким образом, основа метода углеродно-кислородного каротажа состоит в том, что энергия ГИНР и ГИРЗ характерна для каждого элемента, содержащегося в скважине. В результате неупругих рассеяний на ядрах углерода (С) образуется ГИНР с энер-

гией 4,8 МэВ, на ядрах кислорода – 6,44 МэВ. Вместе с тем, количество гамма-квантов, зарегистрированных детектором в определенных энергетических областях, пропорционально концентрации элементов, испускающих данные гамма-кванты. Следовательно, измерение скоростей счёта в различных, характерных для каждого элемента энергетических областях, даёт возможность определения относительного содержания элементов в горных породах.

Измерительный зонд содержит излучатель быстрых (14 МэВ) нейтронов и 1–2 детектора гамма-излучения. Длина зонда 0,4–0,6 м, точка записи – середина зонда. Калибровки проводят на трех стандартных образцах, воспроизводящих значения насыщенности пласта. Одним из стандартных образцов является емкость с пресной водой не менее 1,5 м в диаметре и 2 м по высоте (для исключения влияния среды за стенами емкости). Рекомендуемая скорость каротажа – 40–50 м/ч.

В прибор С/О-каротажа (АИМС-ОАО НПЦ «Тверьгеофизика») генератор нейтронов производит короткий (длительностью 5–8 мкс) выброс нейтронов каждые 50 мкс. Гамма-лучи, возникающие в породе в результате неупругого рассеивания и захвата нейтронов, регистрируются (с измерением их энергии) системой кристаллический детектор – многоканальный анализатор. Система ведёт запись времени прихода гамма-квантов (256 временных каналов) и спектральной энергии гамма-квантов неупругого рассеивания (256 каналов) и захвата (ещё 256 каналов).

Отношение С/О зависит от пористости, литологии, характера насыщения пластов, заполнения скважины, но практически не зависит от минерализации пластовых флюидов, что является достоинством метода. Для учёта влияния вещественного состава пород по спектрам ГИНР и ГИРЗ рассчитываются отношения кальция и кремния (Ca/Si). Интерпретационным параметром метода является разность отношений углерода-кислорода ($R_{C/O}$) и кальция-кремния ($R_{Ca/Si}$). Кажущееся объёмное содержание нефти в породе ($k_{н,к}$) определяется с помощью зависимостей вида:

$$k_{н,к} = a \cdot (R_{C/O} - b \cdot R_{Ca/Si}) + c,$$

где a , b , c – константы.

По спектрам неупругого рассеивания вычисляется содержание в породе Ca, Si, C и O (или отношение С/О), а по спектрам захвата – содержание Ca, Cl (отношение Ca/Si определяется также и по «неупругим» спектрам). Коэффициент пористости рассчитывают по соотношению спектров захвата и упругого рассеивания. Спектр данных времени прихода гамма-квантов используют для независимого расчёта $\sum a$ и пористости. Отношение С/О используют для расчёта нефтеводонасыщения за обсадной колонной.

При контроле за разработкой нефтегазовых месторождений применение данного метода позволяет решать следующие геолого-промысловые задачи: отслеживание продвижения водонефтяного (ВНК) и газожидкостного (ГЖК) контактов и закачиваемых вод в неперфорированных пластах, оценка степени заводнения перфорированных пластов независимо от минерализации пластовых вод. При контроле испытаний в колонне – локализация притока и установление характера насыщения приточных прослоев в перфорированном пласте. Кроме этого, подтверждена перспективность изучения разрезов скважин старого фонда методом С/О с целью выявления и оценки пропущенных залежей. Также метод применяется для сопровождения процесса интенсификации нефтеотдачи коллекторов.

Литература:

1. Дворкин В.И., Орлинский Б.М. Обработка результатов ГИС, анализ выработки запасов нефти и разработка рекомендаций по совершенствованию разработки Мамонтовского и Приобского месторождений. – Уфа : ОАО НПФ «Геофизика», 2003.
2. Добрынин В.М., Городнов А.В., Черноглазов В.Н. Новые возможности геофизики при оценке извлекаемых запасов на поздней стадии разработки месторождений // Нефтяное хозяйство, 2004. – Вып. 11. – С. 53–56.

3. Конторович А.Э., Сурков В.С. Западная Сибирь // Геология и полезные ископаемые России : в 6 томах. – СПб. : Издательство ВСЕГЕИ, 2000. – Т. 2. – 477 с.
4. Леонтьев Е.И., Дорогиницкая Л.М., Кузнецов Г.С., Малыхин А.Я. Изучение коллекторов нефти и газа месторождений Западной Сибири геофизическими методами. – М. : Недра, 1974. – 239 с.
5. Нежданов А.А. Основные закономерности строения сейсмостратиграфических комплексов неокома Западной Сибири // Геофизические методы при обосновании объектов нефтепоисковых работ в центральных районах Западной Сибири. – Тюмень : ЗапСибНИГНИ, 1988. – С. 62–70.
6. Технологическая схема разработки Приобского месторождения / ОАО «Юганскнефтегаз». – М. : ЗАО «ИЦ ЮКОС», 2001.
7. Техничко-экономическое обоснование применения методов повышения нефтеотдачи пластов на месторождениях ПО «Юганскнефтегаз» : Договор Н.91.91.56.44.00 / рук. Гусев С.В. – Тюмень : СибНИИНП, 2001.
8. Хаматдинов Р.Т., Велижанин В.А., Череменин В.Г. С/О – каротаж – перспективная основа современного геофизического мониторинга нефтяных месторождений // Научно-технический вестник «Каротажник». – Тверь : Издательство «АИС», 2004. – Вып. 125–126. – С. 4–23.
9. Геофизические методы исследования скважин. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0b65625b3bc68b4c43b88421216c36_0.html
10. Антониади Д.Г., Савенок О.В., Шостак Н.А. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений : учебное пособие. – Краснодар : ООО «Просвещение - Юг», 2011. – 203 с.
11. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин : в 4 томах. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012–2015. – Т. 1–4.
12. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин» : в 4 томах : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013–2014. – Т. 1–4.
13. Булатов А.И., Волощенко Е.Ю., Кусов Г.В., Савенок О.В. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар : ООО «Просвещение - Юг», 2011. – 603 с.
14. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 576 с.
15. Климов В.В., Усов С.В., Савенок О.В., Скиба Н.К., Березовский Д.А., Климов Е.В. Интерпретация данных профилометрии обсадных колонн : методические указания к практическим занятиям по дисциплине «Основы геофизики» для студентов всех форм обучения и МИППС направления 131000.62 Нефтегазовое дело. – Краснодар : Изд. КубГТУ, 2014. – 19 с.
16. Петрушин Е.О., Арутюнян А.С. Гидродинамические методы исследования скважин на Приобском месторождении // Сборник материалов Международной научно-практической конференции «Новые технологии в науке и образовании» (08 июня 2015 года, г. Махачкала). – Махачкала : УВО «Махачкалинский инновационный университет», 2015. – С. 8–25.
17. Чуйкин Е.П., Петрушин Е.О., Арутюнян А.С. Анализ гидродинамических методов исследования скважин на Приобском месторождении // Электронный сетевой политематический журнал «Научные труды КубГТУ». – 2015. – № 11. – URL : <http://ntk.kubstu.ru/file/632>
18. Петрушин Е.О., Арутюнян А.С. Компьютеризация геофизических методов исследования скважин // Сборник статей научно-информационного центра «Знание» по материалам X Международной заочной научно-практической конференции «Развитие науки в XXI веке» (15 фев. 2016 г., г. Харьков). – Д. : научно-информационный центр «Знание», 2016. – Ч. 4. – С. 130–135.
19. Панцарников Д.С., Петрушин Е.О., Арутюнян А.С., Савенок О.В. Техника и технология геофизических методов исследования горизонтальных скважин на Фёдоровском нефтегазовом месторождении // Научно-технический журнал «Нефть. Газ. Новации». – Самара : ООО «Редакция журнала «Нефть. Газ. Новации», 2016. – № 2/2016. – С. 42–45.
20. Петрушин Е.О., Арутюнян А.С., Самойлов А.С. Выделение пластов-коллекторов и оценка коэффициента пористости пластов АС₁₀ Биттемского нефтяного месторождения // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – № 2. – С. 62–79. – URL : <http://www.id-yug.com/images/id-yug/SET/2016/2/Petrushin-62-79.pdf>
21. Петрушин Е.О., Арутюнян А.С., Шьяка Хаким. Контроль качества геофизических исследований скважин // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – № 4. – С. 38–59. – URL : <http://id-yug.com/images/id-yug/SET/2016/4/2016-4-38-59.pdf>

22. Петрушин Е.О., Арутюнян А.С., Лешкович Н.М. Диагностика газовой скважины по результатам гидродинамических исследований при установившейся фильтрации // Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 года) : в 5 томах: сборник статей; под общ. ред. д-ра техн. наук О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 2: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – С. 215–226. – URL : <http://www.id-yug.com/images/id-yug/Bulatov/2017/2/PDF/2017-V2-215-226.pdf>

23. Попов В.В., Богуш И.А., Третьяк А.Я., Савенок О.В., Лаврентьев А.В. Поиски, разведка и эксплуатация месторождений нефти и газа : учебное пособие. – Новочеркасск : ЮРГПУ (НПИ), 2015. – 322 с.

24. Климов В.В., Савенок О.В., Лешкович Н.М. Основы геофизических исследований при строительстве и эксплуатации скважин на нефтегазовых месторождениях : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 274 с.

25. Попов В.В., Третьяк А.Я., Савенок О.В., Кусов Г.В., Швец В.В. Геофизические исследования и работы в скважинах : учебное пособие. – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2017. – 326 с.

References:

1. Dvorkin V.I., Orlinsky B.M. Processing of results of GIS, analysis of development of reserves of oil and development of recommendations about improvement of development of Mamontovsky and Ob fields. – Ufa : JSC NPF Geofizika, 2003.

2. Dobrynin V.M., Gorodnov A.V., Chernoglazov V.N. New opportunities of geophysics at assessment of recoverable reserves at a late stage of development of fields // Oil economy, 2004. – Issue 11. – P. 53–56.

3. Kontorovich A.E., Surkov V.S. Western Siberia//Geology and minerals of Russia : in 6 volumes. – SPb. : VSEGEI publishing house, 2000. – Т. 2. – 477 p.

4. Leontyev E.I., Doroginitskaya L.M., Kuznetsov G.S., Malykhin A.Ya. Studying of collectors of oil and gas of fields of Western Siberia by geophysical methods. – M. : Nedra, 1974. – 239 p.

5. Nezhdanov A.A. The main regularities of a structure the seismostratigraficheskikh of complexes of a neolump of Western Siberia // Geophysical methods at justification of objects of oil search works in the central regions of Western Siberia. – Tyumen : ZapSibNIGNI, 1988. – P. 62–70.

6. Technological scheme of development of the Priobskoye field / joint stock company Yuganskneftegaz. – M. : CJSC ITs Yukos, 2001.

7. The feasibility study on application of methods of increase in oil recovery of layers on fields ON Yuganskneftegaz : Contract H.91.91.56.44.00 / hands. Gusev S.V. – Tyumen : SibNIINP, 2001.

8. Hamatdinov R.T., Velizhanin V. A., Cheremensky V.G. C/O – logging – a perspective basis of modern geophysical monitoring of oil fields // the Scientific and technical bulletin «Karotazhnik». – Tver : AIS publishing house, 2004. – Issue 125–126. – P. 4–23.

9. Geophysical methods of well survey. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0b65625b3bc68b4c43b88421216c36_0.html

10. Antoniadi D.G., Savenok O.V., Shostak N.A. Theoretical bases of development of oil and gas fields: manual. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2011. – 203 p.

11. Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repairs of oil and gas wells : in 4 volumes. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2012–2015. – Т. 1–4.

12. Bulatov A.I., Savenok O.V. Praktikum on discipline «Completion oil and gas wells» : in 4 volumes : manual. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2013–2014. – Т. 1–4.

13. Bulatov A.I., Voloshchenko E.Yu., Kusov G. V., Savenok O.V. Ecology at construction of oil and gas wells : manual for students of higher education institutions. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2011. – 603 p.

14. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremychuk R.S. Scientific bases and practice of development of oil and gas wells. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2016. – 576 p.

15. Klimov V.V., Moustaches S.V., Savenok O.V., Skiba N.K., Berezovsky D.A., Klimov E.V. Interpretation of the upsetting columns given to a profilemetriya : methodical instructions to a practical training on discipline of «Fundamentals of geophysics» for students of all forms of education and MIPPS of the direction 131000.62 Oil and gas business. – Krasnodar : Prod. KubGTU, 2014. – 19 p.

16. Petrushin E.O., Arutyunyan Ampere-second. Hydrodynamic methods of well survey on the Priobskoye field // the Collection of materials of the International scientific and practical conference «New Technologies in Science and Education» (on June 08, 2015, Makhachkala). – Makhachkala : UVO «Makhachkala Innovative University», 2015. – P. 8–25.

17. Chuykin E.P., Petrushin E.O., Arutyunyan A.S. The analysis of hydrodynamic methods of well survey on the Priobskoye field // the Online network polythematic magazine «Nauchnye Trudy KubGTU». – 2015. – No. 11. – URL : <http://ntk.kubstu.ru/file/632>

18. Petrushin E.O., Arutyunyan A.S. Kompyuterization of geophysical methods of well survey // the Collection of articles of Znaniye scientific information center on materials X of the International correspondence scientific and practical conference «Development of Science in the 21st Century» (15 Feb. 2016, Kharkiv). – D. : Znaniye scientific information center, 2016. – Ch. 4. – P. 130–135.

19. Pantsarnikov D.S., Petrushin E.O., Arutyunyan A.S., Savenok O.V. Tekhnika and technology of geophysical methods of a research of horizontal wells on the Fyodorovsky oil and gas field // the Scientific and technical magazine «Oil. Gas. Innovations». – Samara : LLC Editorial Office of the Magazine Oil. Gas. Innovations, 2016. – No. 2/2016. – P. 42–45.

20. Petrushin E.O., Arutyunyan A.S., Samoylov A.S. Release of layers collectors and assessment of coefficient of porosity of AC₁₀ layers of the Bitemsky oil field // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2016. – No. 2. – P. 62–79. – URL : <http://www.id-yug.com/images/id-yug/SET/2016/2/Petrushin-62-79.pdf>

21. Petrushin E.O., Arutyunyan A.S., Shyaka Hakeem. Quality control of geophysical well surveys // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2016. – No. 4. – P. 38–59. – URL : <http://id-yug.com/images/id-yug/SET/2016/4/2016-4-38-59.pdf>

22. Petrushin E.O., Arutyunyan A.S., Leshkovich N.M. Diagnostics of a gas well by results of hydrodynamic researches at the established filtration // Bulatovsky readings: materials the I International scientific and practical conference (on March 31, 2017) : in 5 volumes : collection of articles; under a general edition of the Dr. Sci. Tech. O.V. Savenok. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2017. – T. 2: Development of oil and gas fields. – P. 215–226. – URL : <http://www.id-yug.com/images/id-yug/Bulatov/2017/2/PDF/2017-V2-215-226.pdf>

23. Popov V.V., Bogush I.A., Tretiak A.Ya., Savenok O.V., Lavrentyev A.V. Search, reconnaissance and operation of oil and gas fields: manual. – Novocherkassk : YuRGPU (NPI), 2015. – 322 p.

24. Klimov V.V., Savenok O.V., Leshkovich N.M. Bases of geophysical surveys at construction and operation of wells on oil and gas fields : manual. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2016. – 274 p.

25. Popov V.V., Tretiak A.Ya., Savenok O.V., Kusov G.V., Shvets V.V. Geophysical surveys and works in wells : manual. – Novocherkassk : Lik publishing house, 2017. – 326 p.