

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«САНКТ-ПЕТЕРБУРГСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
(СПбГУ)

Институт наук о Земле

Кафедра геофизики

Шакиева Анастасия Александровна

**"Выделение и оценка параметров продуктивных коллекторов
Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения по данным
комплекса методов каротажа".**

Выпускная бакалаврская работа
по направлению 05.03.01 «Геология»

Научный руководитель:

к. г.-м. н., А.К. Сараев

« » _____ 2018

Заведующий кафедрой:

д. г.-м. н., проф. К.В. Титов

« » _____ 2018

Санкт-Петербург

2018

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	6
1. ФИЗИКО-ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА УРЕНГОЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	7
1.1.Общая характеристика района и Уренгойского месторождения.....	7
1.2 Литолого-стратиграфическая характеристика Уренгойского месторождения	10
1.3.Нефтегазоносность Уренгойского НГКМ и фильтрационно-емкостные свойства продуктивных пластов.	18
2. КОМПЛЕКС МЕТОДОВ КАРОТАЖА, ПРИМЕНЯЕМЫХ НА УРЕНГОЙСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ.....	21
2.1. Стандартный электрический каротаж	21
2.1.1. Каротаж потенциалов собственной поляризации	22
2.1.2. Каротаж сопротивлений	23
2.2. Боковой каротаж.....	24
2.3. Радиоактивный каротаж.....	24
2.3.1. Гамма-каротаж.....	24
2.3.2. Нейтронный гамма- каротаж.....	25
2.3.3. Нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам.....	26
2.3.4. Плотностной гамма-гамма каротаж	28
2.4. Акустический каротаж.....	29
2.5.Микрозондирование	30
3.МЕТОДИКА ИЗУЧЕНИЯ РАЗРЕЗОВ СКВАЖИН, ВЫДЕЛЕНИЯ И ОЦЕНКИ ПАРАМЕТРОВ КОЛЛЕКТОРОВ	33
3.1. Литологическое расчленение разрезов скважин	33
3.2. Выделение коллекторов и оценка характера их насыщения.....	36
3.3. Выделение нефтегазоносных коллекторов в условиях Уренгойского месторождения.....	37
3.4. Определение эффективной мощности продуктивных коллекторов. Отбивка водонефтяного, газоводяного и газонептяного контактов.....	39
3.5. Определение глинистости по данным ГК.....	41
3.6. Определение пористости	42

3.6.1. Определение пористости по данным АК.....	42
3.6.2. Определение пористости по данным ГГК-П.....	43
3.6.3. Определение пористости по данным ПС.....	43
3.6.4. Определение пористости по данным ННК-т.....	44
3.7. Определение проницаемости по ПС.....	45
3.8. Определение коэффициента нефтегазонасыщенности.....	45
3.9. Межскважинная корреляция.....	45
4. РЕЗУЛЬТАТЫ ПРИМЕНЕНИЯ КОМПЛЕКСА КАРОТАЖА НА УРЕНГОЙСКОМ НГКМ.....	48
4.1. Выделение коллекторов.....	49
4.2. Определение глинистости.....	51
4.3. Определение пористости.....	52
4.4. Определение абсолютной проницаемости.....	54
4.5. Определение коэффициента нефтегазонасыщенности и характера насыщения.....	55
4.6. Межскважинная корреляция.....	57
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	57
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ.....	59

СПИСОК ПРИНЯТЫХ ТЕРМИНОВ И СОКРАЩЕНИЙ

АК – акустический каротаж

АКЦ – акустическая цементометрия

БК – боковой каротаж

БКЗ – боковое каротажное зондирование

ВНК – водонефтяной контакт

ВНЗ – водонефтяная зона

ГВК – газоводяной контакт

ГНК – газонефтяной контакт

ГГК-П – плотностной гамма-гамма каротаж

ГДИС – гидродинамические исследования скважин

ГДК – гидродинамический каротаж

ГИС – геофизические исследования скважин

ГК – гамма-каротаж

ДС – диаметр скважины

ЕРЭ – естественные радиоактивные элементы

ИК – индукционный каротаж

Инк – инклинометрия

КВ – кавернометрия

КС – каротаж сопротивлений

МБК – микробоковой каротаж

МГЗ – микроградиент-зонд

МКЗ – микрозондирование

МПЗ – микропотенциал-зонд

НГК – нейтрон-гамма каротаж

НГКМ- нефтегазоконденсатное месторождение

ННК-н – нейтрон-нейтронный каротаж по надтепловым нейтронам

ННК-т – нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам

ПС – каротаж самопроизвольной поляризации

УЭС – удельное электрическое сопротивление

ЯНАО – Ямало-Ненецкий Автономный округ

ВВЕДЕНИЕ

Возможность определения параметров горных пород и высокая детальность исследований геологического разреза определяют эффективность применения методов каротажа поисках и разведке месторождений полезных ископаемых, прежде всего нефти и газа. По данным каротажа изучают разрезы скважин, выделяют коллекторы, определяют их петрофизические параметры.

Уренгойское нефтегазоконденсатное месторождение (НГКМ) было открыто в 1966 году. Оно является одним из крупнейших месторождений углеводородов во всем мире. Промышленные концентрации нефти и газа связаны с мезозойскими триасовыми отложениями мелового и юрского периодов.

В бакалаврской работе рассмотрен комплекс методов каротажа, проведенный в 4 скважинах (1 - разведочная, 3 - эксплуатируемые), применяемый для изучения геологического разреза, выделения коллекторов и определения их свойств.

Цель бакалаврской работы: исследование возможностей и методики применения комплекса методов каротажа для выделения коллекторов и оценки их параметров на Уренгойском НГКМ.

Задачи:

- Изучение геологического строения и особенностей коллекторов на площади Уренгойско месторождения;
- Ознакомление с комплексом каротажа, который применяется на Уренгойском месторождении;
- Рассмотрение и анализ методик изучения разрезов скважин, выделения и оценки параметров коллекторов;
- Интерпретация данных каротажа в программном комплексе Geopisk.

В бакалаврской работе использовались материалы, собранные автором во время прохождения производственной практики на должности техника в многопрофильной компании в области нефтегазового сервиса ООО «Газпром георесурс» в течение 2-х месяцев.

1. ФИЗИКО-ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА УРЕНГОЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

1.1. Общая характеристика района и Уренгойского месторождения.

Территория Уренгойского месторождения находится в северной части Западно-Сибирской низменности. Административно УНГКМ располагается в Пуровском районе Ямало-Ненецкого автономного округа в окрестностях города Новый Уренгой (рис.1.1).

Уренгойское месторождение состоит из четырех площадей: Ен-Яхинской, Уренгойской, Северо-Уренгойской и Песцовой. Каждая площадь отличается составом и типом газовых залежей, но все они объединены в единое месторождение благодаря добыче из сеноманской залежи, разрабатываемой на всех площадях^[10].

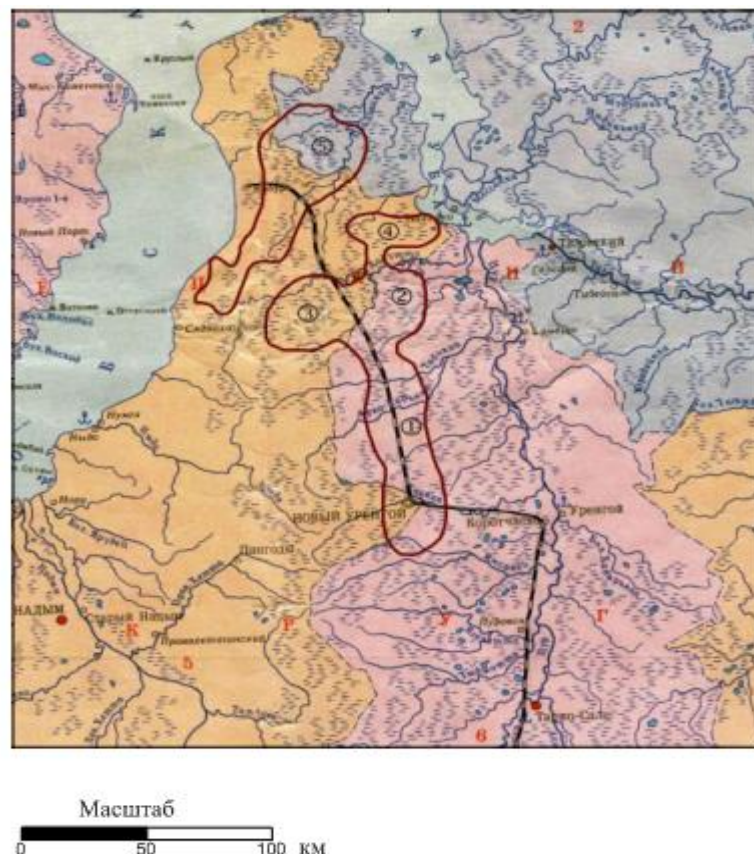


Рис 1.1. Обзорная карта Уренгойского НГКМ. Цифрами выделены площади:
1-Уренгойская, 2- Ен-Яхинская, 3-Песцовая, 4-Северо-Уренгойская.

Уренгойское НГКМ относится к Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (НГП) Надымского нефтегазоносного района Надым-Пурской нефтегазоносной области (рис. 1.2).

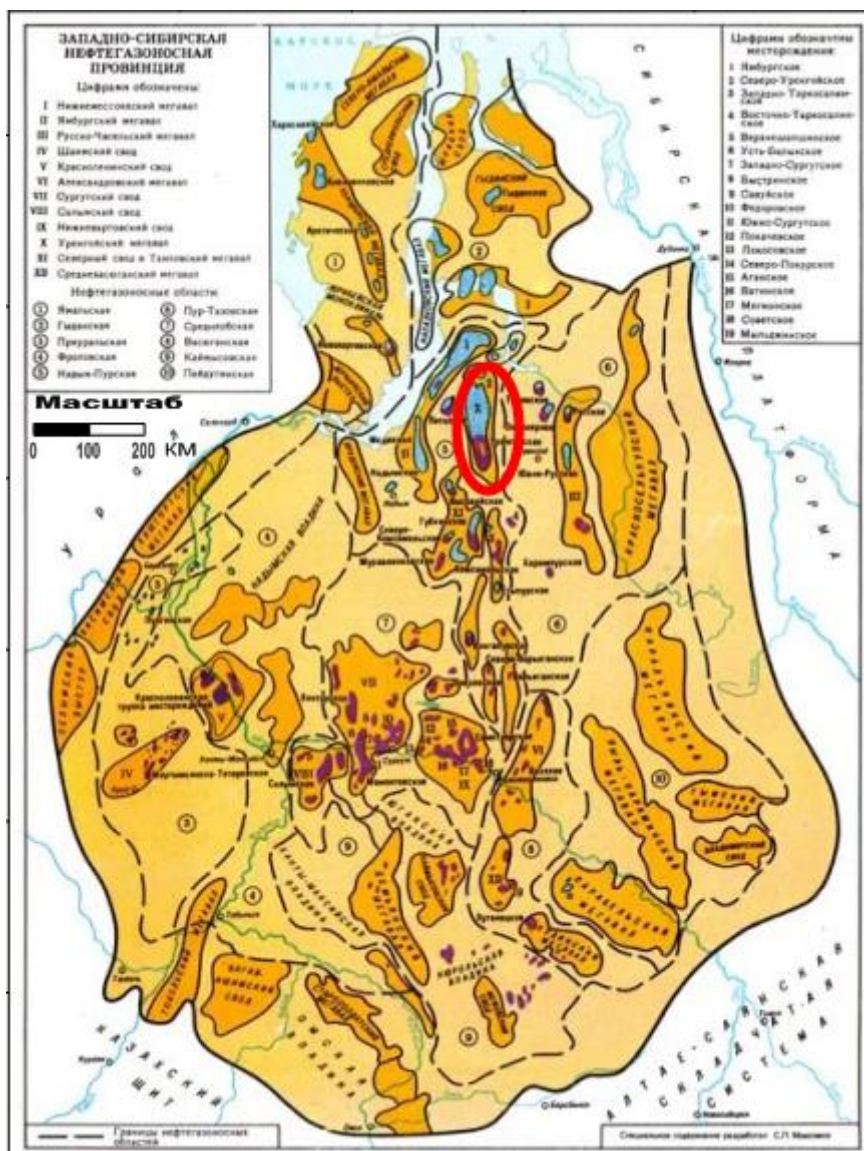


Рис. 1.2. Карта Западно-Сибирской НГП. Красным цветом выделен Уренгойский мегавал

На данный момент именно Западно-Сибирская НГП (рис.1.3) играет ведущую роль в экономике Российской Федерации, благодаря близкому расположению к густонаселенным районам Евразии, огромным запасам углеводородов и незначительной глубине залежей. Тем самым, Западно-Сибирская НГП является самой экономически оправданной в плане добычи и транспорта углеводородов территорией.

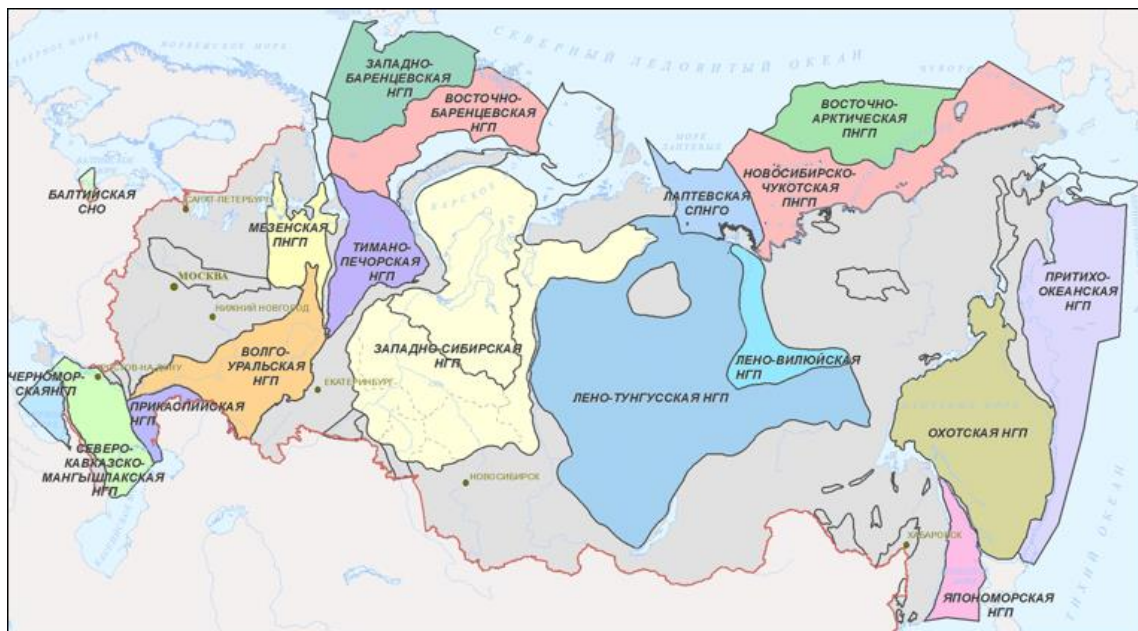


Рис 1.3. Крупные нефтегазоносные провинции России.

<http://www.rosgeoportal.ru/nedra/default.aspx>

В тектоническом плане Западно-Сибирская НГП относится к Западно-Сибирской платформе, которая является самой молодой крупной платформой, образованной в позднепалеозойское время в результате столкновения Восточно-Европейской, Сибирской платформ и микроконтинента Казахстан. Южная часть фундамента плиты представлена герцинскими и каледонскими складчатыми сооружениями Алтае-Саянской аккреционной коллизионной области, западная часть - складчатым поясом Урала герцинского возраста, восточная - байкалидами Енисейского кряжа и образованиями Сибирской платформы, северо-восточная часть – складчатыми сооружениями Таймыро-Североземельской области. Фундамент плиты несогласно перекрывается мощным осадочным чехлом мезозойского и кайнозойского возрастов.

Фундамент плиты сложен глубокометаморфизованными докембрийскими и палеозойскими породами, которые прорваны разновозрастными интрузиями. В позднем палеозое-начале мезозоя территория Западно-Сибирской платформы, также, как и территория Сибирской платформы, подверглась мощному базальтовому магматизму, заполнившему ранее образованные в результате рифтогенеза опущенные участки земной коры - грабены.

Осадочный чехол, сформированный вследствие погружения фундамента, представлен неметаморфизованными терригенными породами. Именно к мезозойско-кайнозойскому осадочному структурному этажу приурочены промышленные запасы углеводородов.

Уренгойское НГКМ - это многочисленные локальные поднятия, которые еще называют куполами. Оно приурочено к Уренгойскому мегавалу, который в свою очередь является частью более крупного Нижнепурского мегавала. В геологическом плане Уренгойское НГКМ - это пологая брахиантиклинальная складка субмеридионального простирания.

1.2 Литолого-стратиграфическая характеристика Уренгойского месторождения

Геологический разрез Уренгойского месторождения представлен терригенными песчано-глинистыми отложениями мезозойско-кайнозойского платформенного чехла, которые залегают на породах палеозойского складчатого фундамента. Построен сводный геолого-геофизический разрез в районе месторождения (рис.1.4). Стратиграфия мезозойско-кайнозойских отложений приводится по материалам региональной стратиграфической схемы мезозойских отложений Западно-Сибирской равнины [3].

Палеозойский фундамент (PZ)

На Уренгойском месторождении сверхглубокой скважиной СГ-6 отложения палеозойского фундамента вскрыты на глубине 7 км. Породы фундамента представлены метаморфизованными аргиллитами и алевролитами. В одной из скважин породы фундамента вскрыты на глубине 5385 м и представлены серыми миндалекаменными базальтами типа андезита, предположительно внедренными в начале триаса.

Мезозойская группа (MZ)

Триасовая система (T)

Отложения триасового возраста представлены нижним, средним и верхним отделами. Нижний отдел включает отложения красноселькупской серии, в нижней части которой залегают эффузивы и эффузивные песчаники, в верхней – переслаивание песчано-алеврито-глинистых пород. Среднетриасовый отдел включает нижнюю часть тампейской серии, состоящую из пурской и нижней части варенгояхинской свит. Отложения свит представлены терригенными породами.

Юрская система (J)

Отложения юрского возраста представлены нижним, средним и верхним отделами. Нижний и средний отделы объединены в титонский ярус, который представлен преимущественно континентальными отложениями и состоит из береговой, ягельной, котухтинской и тюменской свит.

Береговая свита ($J_{1h}+J_{1s}$). Состоит из грубозернистых песчаников, гравелитов, конгломератов с подчиненными прослоями глин уплотненных, серых. Отмечаются растительный детрит и остатки листовой флоры. Толщина свиты достигает 250 м.

Ягельная свита (J_{1p}). Представлена глинами аргиллитоподобными, темно-серыми, серыми, от тонкоотмученных до алевролитовых, иногда карбонатных. Встречаются растительный детрит и отпечатки листовой флоры. Толщина свиты достигает 150 м.

Котухтинская свита ($J_{1p}+J_{1t}+J_{2a}$). Свита характеризуется чередованием песчаников, алевролитов, уплотненных глин и битуминозных прослоев. Породы серые, иногда с зеленоватым оттенком, с растительным детритом, встречаются единичные двустворки. Местами появляются гравелиты. Толщина свиты 450-650 м.

Тюменская свита ($J_{2a}+J_{2b}+J_{2bt}$). Выше согласно залегают породы тюменской свиты, которая подразделяется на три подсвиты: нижнюю, среднюю и верхнюю.

Нижняя подсвита представляет собой переслаивание серых песчаников, глинистых песчаников с алевролитами и уплотненными серыми глинами. Часто встречаются обугленный растительный детрит и корни растений. Толщина нижней подсвиты 100-170 м.

Для средней подсвиты характерно частое неравномерное переслаивание уплотненных глин, иногда углистых с глинистыми песчаниками, алевролитами, углями. Породы преимущественно серые. Отмечается наличие растительного детрита, обломков углефицированной древесины. Толщина 90-160 м.

Заканчивается тюменская свита верхней подсвитой, которая представлена переслаиванием уплотненных серых, темно-серых глин, глинистых песчаников, алевролитов, часто с буроватым оттенком, с прослоями углей. Характерен растительный детрит, корневые системы, отмечаются биотурбированные прослои, пирит. Толщина подсвиты колеблется от 100 до 200 м.

На месторождении в отложениях тюменской свиты обнаружены залежи нефти и газа, приуроченные к пласту Ю₂ и имеющие локальное распространение.

Абалакская свита (J_{3k}+J_{3o}+J_{3kt}). Представлена аргиллитами темно-серыми до черных, алевритистыми, слабослоистыми с известково-сидеритовыми стяжениями, в кровле – с присыпкой глауконита. В основании свиты отмечаются песчаники и алевролиты. Толщина отложений абалакской свиты 70-90 м.

Баженовская свита (J_{3v}). Представлена аргиллитами темно-серыми с коричневатым оттенком, битуминозными, плитчатыми, массивными и листовыми с включениями чешуи рыб, раковин пелеципод и аммонитов. Толщина баженовской свиты 10-25 м.

Меловая система (K)

Меловая система состоит из 6 свит, четко подразделяется на две литологические формации:

- нижнемеловую (K₁), состоящую внизу (до 1600 м) в основном из чередования пластов и линзовидных пластов глин и аргиллитов с алевролитами и песчаниками (до барремского яруса включительно) и преимущественно из песчаных образований до 1000 м вверху (апт-сеноманский ярус).

- верхнемеловую (K₂), сложенную глинами, являющимися покрывкой для сеноманского продуктивного горизонта (мощность около 700 м).

Меловая система состоит из песчано-глинистых отложений: сортымской, тангаловской, покурской, кузнецовской, березовской и ганькинской свит.

Сортымская свита (K_{1br-v}). В основании K₁ залегают глинистые отложения сортымской (мегионской) свиты, выделяемые в объеме берриасского и большей части валанжинского ярусов.

Ачимовская толща. Ачимовская толща керном на Уренгойском месторождении не охарактеризована. На электрокаротажных диаграммах отложения представлены переслаиванием песчано-алевролитовых и глинистых пород с преобладанием первых. По исследованиям керна определена структура и описан состав: песчаники серые, мелкозернистые, слюдистые, часто известковистые, с прослоями песчано-алевролитовых и глинистых пород. По текстуре песчаники однородные или горизонтально-слоистые за счет прослоек глинистого материала и углистого детрита. Аргиллиты темно-серые – слюдистые, крепкие, горизонтально-слоистые. Общая толщина ачимовской толщи составляет 43-167 м.

К отложениям ачимовской толщи приурочены продуктивные пласты Ач₁-Ач₆, имеющие локальное распространение и содержащие газ, конденсат и нефть.

Вскрытая толщина на Уренгойском месторождении –68 м.

Очимкинская пачка. Представлена переслаиванием аргиллитов, алевролитов и песчаников. Аргиллиты темно-серые, слюдистые, плотные, с наклонно-горизонтальной слоистостью, с большим количеством прослоев и линзочек светло-серых, часто известковистых алевролитов, подчеркивающих линзовидно-прерывистую слоистость.

Песчаники от светло-серых до темно-серых, мелко-, средне- и крупнозернистые, полимиктовые, слюдистые, плотные, крепкие, хорошо сцементированные, часто с карбонатным цементом. Встречаются прослои известняка толщиной до 10 см, от серого до темно-серого, крепкого, массивного, глинистого, слабослюдистого, с включениями растительного обугленного детрита.

В разрезе Уренгойского месторождения внутри очимкинской пачки прослеживаются песчаные пласты БУ₁₆, БУ₁₅, БУ₁₄, БУ₁₃, БУ₁₂², БУ₁₂¹.

Наиболее выдержанными по месторождения являются пласты БУ₁₂, из которых повсеместно распространен пласт БУ₁₂¹, имеющий максимальные толщины 24-30 м на Северном куполе. Пласт БУ₁₄ на месторождения Северного купола почти повсеместно замещается глинами, мощность пласта закономерно увеличивается в южном направлении. Пласты БУ₁₃ также развиты в южной половине месторождения.

Все выделяемые пласты на месторождении продуктивны: при испытании получены притоки газа с конденсатом, нередко со следами нефти.

Южнобалакская пачка. Вскрыта большинством скважин. Сложена переслаиванием песчано-алевролитовых и глинистых пород. На перегибах Уренгойского вала отмечается глинизация низов пачки.

В составе пачки выделяются два продуктивных пласта БУ₁₁ и БУ₁₀, которые гидродинамически связаны между собой. С этими пластами связана самая крупная в нижнемеловых отложениях залежь углеводородов.

Кровля пласта БУ₁₀ однозначно проводится по подошве чеускинской пачки, которая служит надежным экраном и хорошим репером при корреляции.

Чеускинская пачка. Венчает разрез сортымской свиты. Представлена глинами темно-серыми, хорошо отмученными, плитчатыми с обломками раковин пеллеципод, многочисленные остатки ихтиофауны, обрывки водорослей. В составе пачки отмечаются линзы и маломощные прослои алевроито-песчаного состава. Литологически описываемая пачка довольно выдержана по всей месторождения месторождения, что отражено на электрокаротажных диаграммах. Породы характеризуются положительными аномалиями ПС и наличием глубоких каверн на кавернограммах, выраженных в виде широкой ступени или, реже, несколькими крутыми пиками.

Вскрытая толщина сортымской свиты 841 м.

Тангаловская свита ($K_{1h}+K_{1b}+K_{1a}$). Отложения тангаловской (вартовской) свиты выделяются в объеме готерив-барремских ярусов, в пределах месторождения вскрыты всеми глубокими скважинами и подразделяются на две подсвиты: нижнюю и верхнюю.

Нижнетангаловская подсвита, в свою очередь, подразделяется на правдинскую, усть-балакскую и пимскую пачки, сложенные песчаниками, алевролитами и глинами.

Правдинская пачка. В составе пачки выделено четыре песчано-алевритовых пласта (БУ₉, БУ₈, БУ₈₋₀, БУ₇), которые достаточно отчетливо выделяются в разрезах скважин. По всей месторождения над пластом БУ₈₋₀ прослеживается репер - "шоколадные" тонкоплитчатые аргиллиты, которые четко отбиваются на кавернограммах массивными кавернами. Продуктивность БУ₇ пока не изучена, к остальным приурочены крупные залежи углеводородов.

Толщина пачки изменяется от 156 до 215 м.

Усть-балакская пачка. Представлена переслаиванием мощных песчано-алевритовых и глинистых пластов, невыдержанных по месторождения, вследствие чего толщины пластов изменяются в широких пределах. Максимальная толщина песчаных пластов 60 м. Из шести песчаных пластов, выделяемых в составе пачки, продуктивными являются БУ₁₋₂ и БУ₅₋₆.

Толщина пачки изменяется от 181 до 336 м.

Пимская пачка. Заканчивает разрез нижневартовской подсвиты, служит неплохим репером. Пачка сложена аргиллитами темно-серыми до серых, алевритистыми, плотными, крепкими, участками горизонтально слоистыми за счет нитевидных прослоек алевритового материала с раковистым изломом. Толщина пачки от 23 до 42 м.

Верхнетангаловская подсвита разделяется на две пачки: верхнюю и нижнюю, представлена переслаиванием аргиллитом, алевролитов, песчаников.

Кровля тангаловской свиты размыта, при этом глубина размыва на месторождения изменяется от 10 до 50 м.

Общая толщина тангаловской свиты изменяется от 679 до 917 м.

Покурская свита ($K_{1a}+K_{1al}+K_{1s}$). Отложения апт-альбского-сеноманского ярусов представлены переслаиванием алевролитопесчаных и глинистых пород различной толщины, плохо выдержанных по месторождения. К верхней части покурской свиты приурочена уникальная газовая залежь сеноманского возраста.

Сеноманские отложения венчают разрез прибрежно-континентальных остатков покурской свиты. Разрез этих отложений изучен достаточно подробно в связи с тем, что к ним приурочена газовая залежь и при их проходке на Уренгойском месторождении, как и на соседних месторождениях, отбирался керн почти во всех скважинах.

Граница между сеноманскими и альбскими отложениями проводится довольно условно по некоторому относительному увеличению песчаности разреза в подошве сеноманских отложений.

Граница между сеноманскими и туронскими отложениями совмещена с кровлей покурской свиты и проводится по смене прибрежно-континентальных песчаных остатков глинистыми породами морского генезиса, что отчетливо прослеживается на каротажных диаграммах.

По керну и промыслово-геологическим данным отложения сеномана представлены переслаиванием песков, песчаников, алевролитов и глин прибрежно-континентального, а в верхней части разреза прибрежно-морского происхождения.

Пески и песчаники сеноманской толщи имеют окраску от светло-серых до темно-серых, с желтоватым и зелено-голубоватым оттенком, мелко и среднезернистые, слабосцементированные или рыхлые, в различной степени глинистые, слюдистые, местами известковистые, горизонтально и косослоистые, с мельчайшими обугленными остатками растительного детрита, с прослоями черного и темно-бурого углистого вещества с редкими включениями янтаря.

Алевролиты серые и темно-серые, разнозернистые, средней плотности, иногда крепкосцементированные, глинистые, слюдистые, с косой и горизонтальной слоистостью, обусловленной включением углефицированных растительных остатков, иногда известковистые. Отмечаются редкие включения янтаря.

Песчано-алевролитные породы отделяются друг от друга прослоями глины темно-серой, иногда зеленоватой, плотной, алевритистой, местами опоковидной, с прослоями и линзами светло-серого алевролита, содержащей обуглившиеся растительные остатки. В толще переслаивания и среди песчаных пластов встречаются редкие прослои серого, очень крепкого известняка.

Толщина сеноманских отложений на Уренгойском месторождении составляет 300-350 м. Увеличение толщины сеноманских отложений происходит в северо-восточном направлении.

Кузнецовская свита (K_{2t}) сложена аргиллитоподобными морскими глинами толщиной от 32 до 80 м.

Березовская свита ($K_2k+K_2st+K_2km$)– глины монтмориллонитового состава с прослоями глинистых и известковистых алевролитов толщиной от 213 до 314 м.

Ганькинская свита (K_2m+P_1d)– толщиной от 234 до 350 м представлена морскими глинами с прослоями алевролитов.

Кайнозойская группа (KZ)

Кайнозойская группа представлена двумя системами: палеогеновой и четвертичной.

Палеогеновая система (P)

В разрезе палеогена выделяются отложения тибейсалинской, люлинворской, юрковской свит и корликовской толщи.

Тибейсалинская свита (P_1). В нижней части сложена глинами серыми и темно-серыми, слюдистыми с маломощными прослоями песчаников и алевролитов, а в верхней - преимущественно алевроито-песчаными породами. Толщина свиты изменяется от 180 до 320 м.

Люлинворская свита (P_2). Подразделяется на нижнюю, среднюю и верхнюю подсвиты и сложена глинами опоковидными, алевролитистыми с прослоями диатомитовых глин. Толщина свиты 150-200 м.

Юрковская свита (P_2-P_3) (*ранее чеганская*). Представлена песками светло-серыми разнозернистыми с прослоями и линзами глин и гравия. Встречаются прослой бурого угля. Общая толщина юрковской свиты достигает 100 м.

Корликовская толща (P_3) (*ранее атлымская*). Объединяет песчаные отложения континентального генезиса. Породы представлены песками белыми и светло-серыми, плохо отсортированными с линзами гравелитов. Характерно обилие каолина в виде заполнителя гнезд, линзообразных прослоев и окатышей. Толщина достигает 100 м.

Четвертичная система (Q)

Четвертичная система представлена песками, глинами, супесями с включением гравия и галек. Мощность системы варьирует от 18 до 140 м.

1.3. Нефтегазоносность Уренгойского НГКМ и фильтрационно-емкостные свойства продуктивных пластов.

В геологическом разрезе Уренгойского месторождения выделено 3 этажа нефтегазоносности (таблица 1) ^[11]:

Таблица 1.

	Глубина, м	Мощность, м	Тип
Сеноманский	1030-1260	230	Пластовый
Неокомский	1700-3100	160	Пластовый
Ачимовский	3500-4000		

Нижне - среднеюрский нефтегазоносный комплекс

Отложения этого комплекса развиты на Тюменском Севере повсеместно, но в пределах Тазовского полуострова вскрыты единичными скважинами и изучены очень слабо. Практически на всех площадях, где глубокими скважинами вскрыты отложения комплекса, получены прямые признаки высокой перспективности ниже-среднеюрских отложений в отношении нефтегазоносности, а на Уренгойском месторождении открыты залежи углеводородов.

Комплекс представлен преимущественно континентальными отложениями береговой, ягельной, котухтинской и тюменской свит. Образования комплекса характеризуются большой литологической изменчивостью, как по месторождения, так и по разрезу, породы-коллекторы обладают весьма низкими фильтрационно-емкостными свойствами. Установленные залежи приурочены к верхней части тюменской свиты, где выделяются почти повсеместно продуктивный горизонт Ю₂ и ряд нижезалегающих менее выдержанных песчаных пластов (Ю₃), сходных с ним по геологическому строению и условиям нефтегазонакопления, характеризуются аномально высоким пластовым давлением с коэффициентом аномальности до 1,8. Покрышкой комплекса служат глинистые отложения абалакской и баженовской свит. Проектируемыми скважинами отложения данного комплекса не вскрываются.

Ачимовский нефтегазоносный комплекс

Ачимовский этаж нефтегазоносности бурением изучен слабо. Установлено, что формирование газовых залежей произошло в неогене. В пределах Уренгойского месторождения открыто 6 газоконденсатных и газоконденсатно-нефтяных залежей.

По данным керна из скважин Уренгойского месторождения ачимовские отложения представлены переслаиванием пачек аргиллитов и алевролитов, среди которых выделяются песчано-алевритовые тела, достигающие по толщине первых десятков метров. Песчаные тела имеют обычно линзовидный характер и залегают в основании сортымской свиты.

Верхнеэокомский нефтегазоносный комплекс

В верхнеэокомских отложениях Уренгойского месторождения выявлено свыше 25 залежей углеводородов, связанных с пластами-горизонтами, залегающими в интервале глубин 1780-3050 м. Отложения данного нефтегазоносного комплекса являются одним из основных резервуаров углеводородов в пределах Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

Отличительной чертой песчано-алевритовых пластов верхнего эокома является достаточно сложный характер их развития по месторождения. Большинство их распространено в песчаной фации лишь в восточной части структуры, а на западе представлен преимущественно глинистыми разностями. ГВК залежей, в основном, горизонтальны.

Продуктивными являются пласты, связанные с валанжинскими отложениями. Пласты залегают в существенно глинистых отложениях нижней части тангаловской свиты. Залежи пластовые, сводовые, осложненные зонами литологического замещения коллекторов неколлекторами, и литологические. По насыщению – нефтяные и газоконденсатные.

Сеноманский нефтегазоносный комплекс

Продуктивные отложения сеномана представлены плохосортированными песчаниками с линзовидными прослоями алевролитов и глин покурской свиты. Песчаники сложены кварцем (50–70%), полевыми шпатами (25–35%) и обломками пород. Залежи газа сеномана сосредоточены под регионально выдержанной глинистой

покрышкой турон-датского возраста мощностью 500-800 м и связаны с мощной толщей переслаивания песчано-алевролитовых и алевро-глинистых пород. Все сеноманские залежи связаны со структурными ловушками. Высота залежей, в основном, зависит от амплитуды ловушки. Неполное заполнение ловушки встречается крайне редко.

Залежи в сеномане - массивные, водоплавающие, и, таким образом, каждая скважина, пробуренная в контуре газоносности, вскрывает ГВК, что облегчает его определение по геофизическим данным. По большинству залежей плоскость ГВК близка к горизонтальной или имеет небольшой наклон преимущественно в северном направлении, что обусловлено гидродинамической характеристикой пластовой системы.

Длина залежи 180 км, ширина от 23 до 50 км, площадь газоносности 4750 км², пластовая температура изменяется от 27 °С в своде до 34 °С у контакта "газ – вода", начальная отметка ГВК – 1203,5 м, начальное пластовое давление $P_{пл} = 122,5$ кгс/см².

Пластовое давление в залежах соответствует гидростатическому на уровне ГВК, поскольку песчано - алевролитовая - глинистая толща апт - сеномана (покурская свита) представляет собой единую гидродинамическую систему.

На Уренгойском месторождении газовая залежь приурочена к верхней части покурской свиты и ввиду большого этажа газоносности в сводовой части захватывает сеноманский ярус почти полностью. Продуктивная часть сеномана представлена песчано-алевролитовыми и глинистыми породами, причем последние имеют подчиненное значение и характеризуются, преимущественно, линзовидным залеганием. Помимо невыдержанности по разрезу глинистые пласты и прослои существенно опесчанены.

Мощности коллекторов в разрезах скважин варьирует в широких пределах от 0,4 до 10-39 м. При этом прослои пород-коллекторов большой мощности нередко неоднородны по своему составу, отражая изменение размерности обломочного материала и количество глинистого, т. е. переходы от чистых песчаников до песчаников алевролитовых и алевролитов, содержащих различный процент глинистого цемента. Прослои глинистых и карбонатных (плотных) пород, исключаемых из эффективных мощностей, имеют мощности от 0,4 до 5-6 м и в единичных скважинах до 11,4 м.

Породы-коллекторы сеномана характеризуются следующими фильтрационно-емкостными параметрами: открытая пористость составляет 28-35 %, проницаемость – от 500 до 1500 мД, газонасыщенность – 70-74 %.

2. КОМПЛЕКС МЕТОДОВ КАРОТАЖА, ПРИМЕНЯЕМЫХ НА УРЕНГОЙСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Для подробного литологического расчленения разреза скважины, определения мощностей и параметров, характеризующих продуктивную залежь, выполняют комплекс методов каротажа, в который входят:

- стандартный электрический каротаж (ПС+КС);
- боковое каротажное (электрическое) зондирование (БКЗ);
- боковой каротаж (БК);
- индукционный каротаж (ИК);
- микробоковой каротаж (МБК);
- микрозондирование (МКЗ);
- акустический каротаж (АК);
- радиоактивный каротаж (ГК, НГК, ННК-т, ГГК-П);
- кавернометрия (КВ);
- резистивиметрия (Рез);
- инклинометрия (Инк);
- многозондовый нейтронный каротаж (МНК);
- компенсированный нейтронный каротаж (КНК);
- индукционное каротажное зондирование (ИКЗ);
- гидродинамический каротаж (ГДК).

Для изучения литологического состава геологического разреза, определения мощностей отдельных пластов и оценки литологической характеристики выделенных интервалов на Уренгойском месторождении используют диаграммы стандартного каротажа и кавернограммы.

2.1 Стандартный электрический каротаж

Электрический каротаж - наиболее развитый вид каротажа. Его назначение - дифференцирование разреза скважины по электрическим свойствам и определение этих свойств.

В стандартный комплекс каротажа входят проведение каротажа сопротивления (КС) градиент-зондом (ГЗ) и/или потенциалом-зондом (ПЗ) и каротажа потенциалов самопроизвольной поляризации (ПС).

2.1.1 Каротаж потенциалов собственной поляризации

Из-за электрохимических процессов, происходящих между глинистым раствором и горной породой, в скважине возникает ЭДС самопроизвольной поляризации (ПС) (рис 2.1.). Кривая ПС отображает не абсолютное значение потенциала ПС, а его изменение по скважине. В качестве нулевого значения принимается «линия глин» напротив мощного пласта, соответственно отклонение кривой называют амплитудой потенциала ПС. Напротив песчаных коллекторов наблюдается наибольшая амплитуда значения ПС. С увеличением глинистости амплитуда ПС будет уменьшаться. Таким образом, с помощью метода ПС можно выделить проницаемые песчаные пласты и оценить глинистость пород. Также кривая ПС используется при корреляции геологических разрезов скважин.

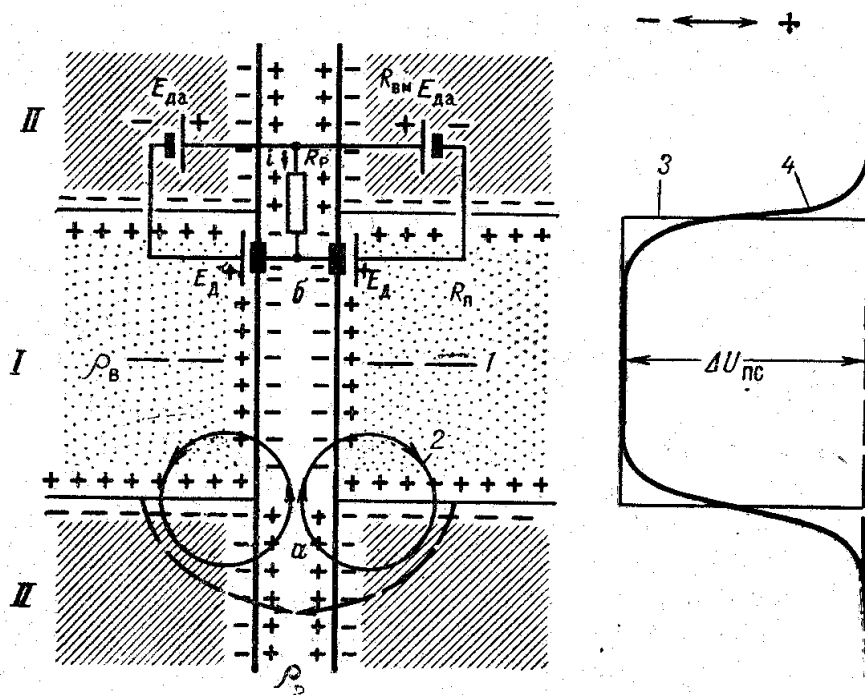


Рисунок 2.1. Образование диффузионно-адсорбционных потенциалов на контакте песчаного I и глинистого II пластов и его эквивалентная схема в тождественных условиях, где 1 – направление диффузии солей; 2 – токовые линии; 3 – график статических потенциалов ПС; 4 – график фактических потенциалов ПС по оси скважины $\rho_B < \rho_p$.

2.1.2 Каротаж сопротивлений

Одним из самых универсальных скважинных методов считается метод КС - каротаж сопротивлений. С помощью данного метода измеряется кажущееся сопротивление среды четырехэлектродной установкой. В зависимости от комбинаций расположения парных и непарных электродов различают градиент-зонд, где сближены парные электроды, и потенциал-зонд, в котором сближены непарные электроды (рис 2.2.).



Рис. 2.2. Градиент-зонд и потенциал-зонд КС

Если парные электроды располагаются выше непарного, такие зонды называют обращенными, а те у которых парные ниже непарного –последовательными зондами. Кривая потенциал-зонда симметрична относительно середины пласта в отличие от кривой градиент-зонда. Особенностью использования градиент-зонда является четкое определение верхней границы пласта в случае использования обращенного зонда, или же нижней границы при использовании последовательного зонда.

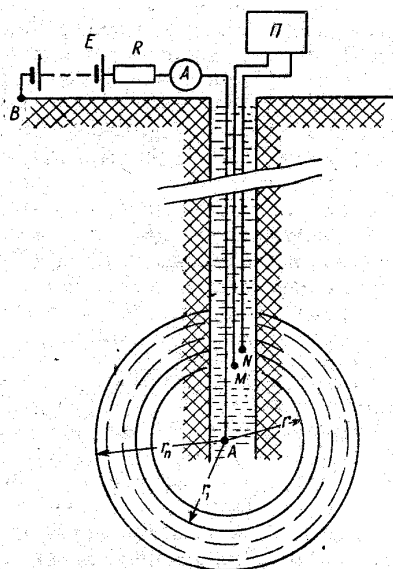


Рис. 2.3.Схема измерения кажущегося удельного сопротивления, где А и В – токовые электроды; М и N –измерительный прибор; П –измерительный прибор; Е –источник

тока; R –сопротивление для установки силы тока в цепи питания; A (в кружке) – амперметр.

При помощи каротажа сопротивления решаются следующие задачи:

- Литологическое расчленение разреза вдоль скважины;
- Определение мощности слоев;
- Оценка степени водонасыщенности горных пород;
- Выявление трещиноватых и ослабленных интервалов разрезов

2.2 Боковой каротаж

Во время разработки скважины для устранения недостатков метода КС, связанных с влиянием скважины и бурового раствора, дополнительно применяют метод бокового каротажа (БК). Если классические зонды показывают очень плохие результаты в тонких пластах, обладающих высокими сопротивлениями, то благодаря фокусирующим электродам, применяемым в методе БК, эти пласты четко отбиваются по причине того, что значения электрических потенциалов в основных и фокусирующихся электродах ток, стекающий с основного электрода, распространяется перпендикулярно оси скважины. Тем самым сопротивление бурового раствора, ограниченная мощность пластов и вмещающих пород, оказывают минимальное значение на измеряемое сопротивление, которое в БК называют эффективным сопротивлением.

Методом БК можно детально расчленить разрез и выделить пласты-коллектора.

2.3 Радиоактивный каротаж

На Уренгойском месторождении применяются следующие радиоактивные методы: ГК, НГК, ННК-б, ННК-м, ГГК-п

В зависимости от поставленной задачи применяется один или несколько методов РК.

2.3.1. Гамма-каротаж

Метод гамма-каротаж (ГК) основан на измерении интенсивности излучения естественных радиоактивных элементов (ЕРЭ), которые содержатся в горных породах,

окружающих скважину. На значение интенсивности регистрируемого излучения влияет плотность и атомный номер химического элемента, а также состав, концентрация и распределение ЕРЭ.

В основном радиоактивность горных пород создана наиболее распространенными ЕРЭ: U и образующимся из него радиогенным Ra, Th и K. Для каждой горной породы определен диапазон естественной радиоактивности и изменения содержаний ЕРЭ.

Наибольшей радиоактивностью среди осадочных пород обладают глинистые породы, что объясняется высоким сорбционным свойством из-за большой удельной поверхности. В меньшей степени активны песчаники, а наименьшие значения активности характерны для гидрхимических осадков (гипс, соль, ангидрит) и карбонатов (доломиты и известняки). Также повышенной активностью обладают калийные соли из-за присутствия в больших количествах изотопа калия ^[3].

Скважинное исследование гамма-методом заключается в опускании прибора, состоящего из детектора гамма-излучения и электронной схемы, обеспечивающей питание индикатора, усиление его сигналов и их передачу через кабель на поверхность. Радиус исследования невелик и равен приблизительно 30 см. Точкой записи кривой ГК является середина детектора.

Метод ГК позволяет решать задачи:

- Расчленения разреза по данным излучения естественной радиоактивности. Глины и ее разновидности обладают самыми высокими значениями, в то время как породы-коллекторы- песчаники и карбонаты характеризуются меньшими значениями. Однако необходимо учитывать состав песчаников, в который могут входить различные обломки пород, обладающих более высокими значениями.
- Определения глинистости пород.

2.3.2. Нейтронный гамма- каротаж

Метод нейтронного гамма-каротажа (НГК) основан на изучении искусственно вызванного гамма излучения пород. Аппаратура, использующая метод нейтронного гамма каротажа, состоит из источника нейтронов и детектора гамма излучения. Источник нейтронов - это ампула, заполненная порошкообразным бериллием и солью полония. Под воздействием α -частиц, испускаемых солью полония, происходит образование нейтронов с высокими энергиями и большой проникающей способностью. После 25 соударений нейтроны замедляются до «тепловых» энергий и

захватываются ядрами других элементов с выделением гамма квантов, которые и будут в последующем фиксироваться детектором в снаряде НГК. При этом для выделения γ -излучения радиационного захвата необходимо учитывать естественное излучение пород, фоновое гамма излучение источника нейтронов и гамма кванты другого происхождения. Для этого выбирают определенную мощность источников нейтронов или же усложняют конструкцию снаряда НГК. Также при интерпретации кривых учитываются такие факторы, как конструкция скважины, диаметр скважины, сопротивление бурового раствора.

Благодаря тому, что НГК решает множество задач в процессе разведки и эксплуатации скважин, этот метод по праву считается ведущим методом изучения скважин нефтяных и газовых месторождений.

Метод НГК применяют для решения следующих задач:

- Литологическое расчленение разрезов
- Выделение коллекторов
- Оценка пористости
- Отбивка ВНК, ГВК

2.3.3. Нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам

Метод нейтрон-нейтронного каротажа (ННК) заключается в изучении облучения горных пород потоком быстрых нейтронов и последующей регистрации многократно рассеянных медленных нейтронов. В зависимости от регистрации определенного типа нейтронов выделяют две разновидности ННК:

- нейтрон-нейтронный каротаж по надтепловым нейтронам (ННК-н);
- нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам (ННК-т).

Тепловые нейтроны - нейтроны, которые находятся в термодинамическом равновесии с рассеивающими атомами окружающей среды и диффундируют через слабо поглощающие среды. Надтепловые нейтроны обладают более высокой энергией (0,1 эВ-0,5 кэВ). Для отделения тепловых нейтронов от надтепловых нейтроны пропускают через кадмий, который поглощает нейтроны с энергией менее 0,5 эВ.

Метод ННК-т основан на измерении плотности потока тепловых нейтронов, которые образуются вследствие замедления в горных породах быстрых нейтронов, созданных стационарным источником. Плотность потока замедляющихся нейтронов

зависит от поглощающей способности среды: водородосодержания и наличия элементов с высоким сечением захвата тепловых нейтронов, таких как хлор и др.

Преимущества ННК-т перед ННК-н:

- Более продуктивен в низкопористых средах ;
- Более глубинный, глубинность которого определяется литологией, пористостью и водородосодержанием, что позволяет обнаруживать газ за промытой зоной;
- Учитывает влияние скважины благодаря двум детекторам.

Интерпретация проводится по аналогии с НГК, диаграммы имеют схожий вид (рис.2.4).

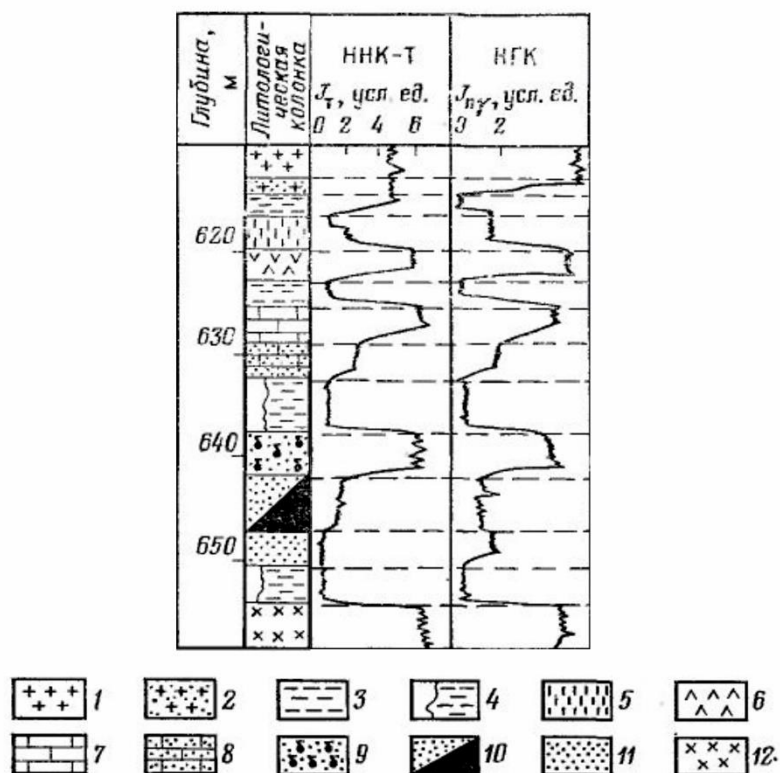


Рисунок 2.4. Расчленение разреза горных пород методом ННК-т и НГК (1 – каменная соль; 2-калийные соли; 3- глина; 4 – размытый глинистый пласт с каверной; 5 – гипс; 6 – ангидрит, известняк; 7 – плотный, 8 –пористый: песчаник: 9 - газонасыщенный, 10 – нефтеносный, 11- водоносный; 12 – метаморфические породы)

Методом ННК-т можно решить следующие задачи:

- литологическое расчленение разреза;
- определение водородосодержания горных пород;
- определение коэффициента пористости;
- выделение газонасыщенных пластов, определение ГЖК и ВНК;

2.3.4. Плотностной гамма-гамма каротаж

В методе плотностного гамма-гамма каротажа (ГГК-п) изучается комптоновское рассеяние γ – квантов в горных породах. По тому как эффект Комптона отмечается только при высоких энергиях, то в ГГК-п необходим источник с энергией выше 0,5 МэВ, например, ^{60}Co , ^{137}Cs или ^{226}Ra .

В процессе использования метода ГГК-П горная порода облучается потоком жёстких гамма-квантов ($E\gamma = 0,5 - 2$ МэВ), в то время как мягкие гамма-кванты ($E\gamma < 0,2$ МэВ) поглощаются с помощью фильтра.

Количество электронов в объеме среды N_e определяет величину измеряемого рассеянного гамма-излучения с $E\gamma > 0,2$ МэВ:

$$N_e = (Z/A) * N * \delta_{\text{п}}$$

где Z – заряд ядра; A – атомная масса; N – число Авогадро; $\delta_{\text{п}}$ – плотность среды.

В случае, если порода содержит в составе легкие элементы, где $z/A \approx 0,5$, то

$$N_e = c * \delta_{\text{п}},$$

где c – некоторая постоянная величина. На том основании, что $N_e \approx \delta_{\text{п}}$, значение ГГК-П зависит лишь от плотности среды: чем выше плотность окружающей среды, тем ниже показания ГГК-П, и, соответственно, наоборот ^[3].

Кривые ГГК регистрируются в масштабе в импульсах в минуту на сантиметр или в условных единицах, за которую принимается значение, полученное в баке с водой или в различных металлических блоках с вычетом фоновых показаний (рисунок 2.5).

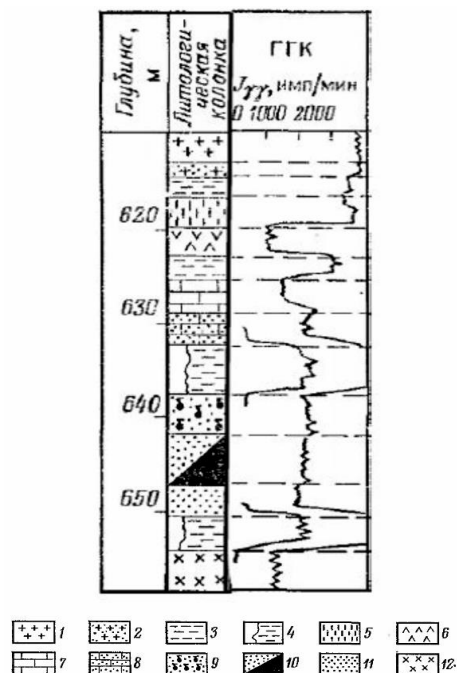


Рисунок 2.5.Расчленение разреза горных пород методом гамма-гамма-каротажа (1 – каменная соль; 2-калийные соли; 3- глина; 4 – размытый глинистый пласт с каверной; 5 – гипс; 6 – ангидрит, известняк; 7 – плотный, 8 –пористый: песчаник: 9 - газоносный, 10 – нефтеносный, 11- водоносный; 12 – метаморфические породы) [5]

Данные ГГК-П применяются для решения следующих задач:

- Определения границ пластов
- Для разделения разреза скважины по плотности и литологического расчленения пород
- Определения пористости горных пород
- Цементометрии эксплуатационных скважин: определение высоты подъема жидкости (1,0-1,2г/см³) и наличии пустот в цементном камне (2,2 г/см³)

2.4. Акустический каротаж

Под акустическим методом исследования скважин подразумевается изучение полей упругих волн по времени пробега упругих волн от источника возбуждения до пункта регистрации по горным породам, пересеченных скважиной. Известно, что скорость распространения волн во всех породах разная, так как физико-механические свойства, структура порового пространства, характер насыщения и пористость для каждого типа пород разнятся от других [6].

Как правило, измерения проводят с помощью трехэлементных зондов, где два излучателя и один приемник, расстояние между приемниками 60 см. Источник, чаще всего магнитострикционного типа, периодически испускает волну с частотами 10-75 кГц. Преодолев буровой раствор, упругие волны возбуждают различного типа колебания в стенках скважин. Скорость распространения волны вычисляется как отношение расстояния между приемниками Δl к интервалу времени прихода волны на приемники $\Delta \tau$:

$$v = \frac{\Delta l}{\Delta \tau}$$

Решаемые задачи методом АК:

- литологическое расчленение разрезов:

Горная Порода/ Параметр	Скорость Волн	Интервальное Время
Пористые породы	Низкая	Увеличенное
Газонасыщенные пласты	Низкая	Увеличенное
Плотные породы	Высокая	Уменьшенное

- определение пористости
- определение ГЖК, ВНК
- цементометрия скважин

2.5.Микрозондирование

Сущность метода микрозондирования (МКЗ) заключается в измерении кажущегося сопротивления двумя зондами, которые находятся на малом расстоянии друг от друга – микроградиент-зонд (МГЗ) и микропотенциал-зонд (МПЗ). Маленькое расстояние между зондами обеспечивает подробное скважинное исследование в радиусе 3,75 см для МПЗ и 7,5 см для МГЗ. Вертикальное разрешение метода составляет 15 см.

По результатам измерения методом МКЗ с помощью палетки определяется удельное сопротивление в промытой зоне и толщина глинистой корочки, при том что для подсчета последней необходима номограмма, учитывающая сопротивление бурового раствора.

Если в ходе ГИС выполнен комплекс методов, включающий БК и МКЗ, то можно определить сопротивление продуктивного пласта^[2].

В итоге, МКЗ выполняют для достижения следующих целей:

- Детальное расчленение разреза

- Определение пористости
- Выделение коллекторов и типа насыщения

Порода- коллектор	МПЗ>МГЗ
Глины	МПЗ=МГЗ
Нефтенасыщенные породы	Высокая разница между МПЗ и МГЗ
Водонасыщенные породы	Маленькая разница между МПЗ и МГЗ

- Выделение горных пород различных типов при применении в комплексе с другими методами
- Оценивание мощности пластов
- Определение сопротивления зоны полностью промытой зоны

2.6.Индукционный каротаж

Одной из разновидностей электромагнитного каротажа является индукционный каротаж (ИК), получивший широкое применение первоначально в сухих скважинах, а позже и в скважинах, заполненных непроводящим буровым раствором. ИК основан на использовании электромагнитного поля сравнительно низких частот (до 200 кГц).

Применим для скважин, обсаженных пластмассовыми трубами.

Основное отличие метода ИК от методов КС заключается в способе возбуждения электрического поля: не гальваническим элементом со стекающим электрическим током с зондов, а в возбуждении магнитным полем переменного тока, протекающего по генераторной катушке.

Аппаратура ИК, содержащая генераторную и приемную катушки в корпусе из диэлектрика, измеряет активную составляющую ЭДС- ε , полученную в результате индицирования магнитного поля вихревых токов в приемной катушке. При невысокой электропроводности σ ЭДС прямо пропорциональна электропроводности среды и соответственно обратно пропорциональна удельному электрическому сопротивлению ρ :

$$\varepsilon = c * \sigma , \quad \sigma = \frac{1}{\rho}$$

Для того чтобы отсчет в воздухе был равен 0, снаряд настраивается с помощью дополнительных компенсационных катушек. Так как измеренная величина электропроводности зависит от множества факторов: электропроводности

пласта, самой скважины, зоны проникновения, мощности пласта, то она имеет смысл кажущейся электропроводности.

Регистрируемый сигнал пропорционален проводимости, то есть масштаб проводимостей линейный, а сопротивлений-гиперболический, растянутый в области низких значений сопротивления и сжатый в области высоких значений, что обеспечивает хорошую дифференциацию разреза с удельным электрическим сопротивлением до 50 Ом*м [6].

Полученными данными методом ИК определяют:

- Литологию разреза
- Мощности пластов
- Сопротивление пластов
- Пористость

3.МЕТОДИКА ИЗУЧЕНИЯ РАЗРЕЗОВ СКВАЖИН, ВЫДЕЛЕНИЯ И ОЦЕНКИ ПАРАМЕТРОВ КОЛЛЕКТОРОВ

В настоящее время существующим комплексом геофизических методов контроля разработки Уренгойского месторождения в скважинах решаются следующие основные задачи: определение положения текущего ГВК сеноманской и, частично, неокомских залежей, определение причин обводнения эксплуатационных скважин и выявление интервалов поступления воды в скважину, выявление межпластовых перетоков флюидов за колонной и по стволу скважины. Методика проведения ГИС и их интервальность определяются поставленными геологическими задачами. В объеме выполненных на Уренгойском месторождении геофизических исследований необходимо указать на низкое качество отдельных методов (АК, АКЦ, ИК и МК) и отсутствие или ограниченное применение других, современных и более информативных методов, таких как углеродно-кислородный каротаж (С/О), спектральный гамма-каротаж (СГК). К положительным сторонам следует отнести частичное использование фокусированных высокоточных методов, таких как многозондовый вариант ИК (ВИКИЗ) и акустическая дефектоскопия.

Существующая технология проводки скважины, параметры промывочной жидкости (ПЖ), а также применяемый комплекс ГИС обеспечивают получение прямых качественных признаков коллекторов во всех разведочных и эксплуатационных скважинах, позволяет с необходимой точностью определять характер их насыщения, а также оценить коэффициенты пористости, нефте- и газонасыщенности. В скважинах или интервалах, где прямые качественные признаки по тем или иным причинам отсутствуют (нарушение технологии, различные добавки в промывочную жидкость, сокращенный комплекс ГИС по техническим причинам), выделение коллекторов осуществляется по параметрам $\alpha_{пс}$ и $\alpha_{гк}$.

3.1. Литологическое расчленение разрезов скважин

Литологическое расчленение разреза скважин предусматривает выделение пластов и прослоев, различающихся по своим физическим свойствам, определение их границ и глубины залегания.

При изучении геологических разрезов скважин выделяют два типа разрезов: терригенный и карбонатный. Так как петрофизические свойства коллекторов отличаются, то для каждого из типов применяют свою методику геофизических исследований скважин.

Песчаные и алевритовые коллекторы выделяются в терригенном разрезе наиболее надежно по совокупности диаграмм ПС, ГК и кавернограммы [2]. Пример литологического расчленения представлен на рисунке 3.1.

На Уренгойском месторождении при оценке $\alpha_{пс}$ за опорные пласты принимаются мощные газонасыщенные коллекторы, расположенные в одинаковых условиях по минерализации пластовой воды с интерпретируемыми коллекторами, и глины туронского возраста. Значения амплитуды ПС в случае необходимости исправляются за ограниченную толщину по палеткам $\alpha_{пс} = f(\rho_{п}/\rho_{с})$. [7]

Границы пластов отбиваются с точностью 0,2 м. Минимально выделяемая эффективная толщина составляет 0,4 м.

Для оценки фильтрационно-емкостных свойств (пористость, проницаемость, газонасыщенность) продуктивных прослоев залежи используется удельное электрическое сопротивление газоносного пласта как параметр, наиболее связанный с коллекторскими свойствами и наиболее надежно и достоверно определяемый из всех других параметров промысловой геофизики.

Анализ материалов показывает, что для терригенных пород-коллекторов газовых месторождений Севера Тюменской области характеристическим параметром является остаточная водонасыщенность, которая статистически связана с пористостью и проницаемостью. В свою очередь, величина коэффициента остаточной водонасыщенности в зонах стабильного газонасыщения (вдали от ГВК) корреляционно связана с удельным электрическим сопротивлением.

При определении параметров $K_{п}$, $K_{пр}$, $K_{г}$ используются петрофизические связи, полученные при подсчете запасов углеводородов в отложениях Северной группы месторождений на основе керновых данных ЦЛ Главтюменьгеологии по базовым скважинам.

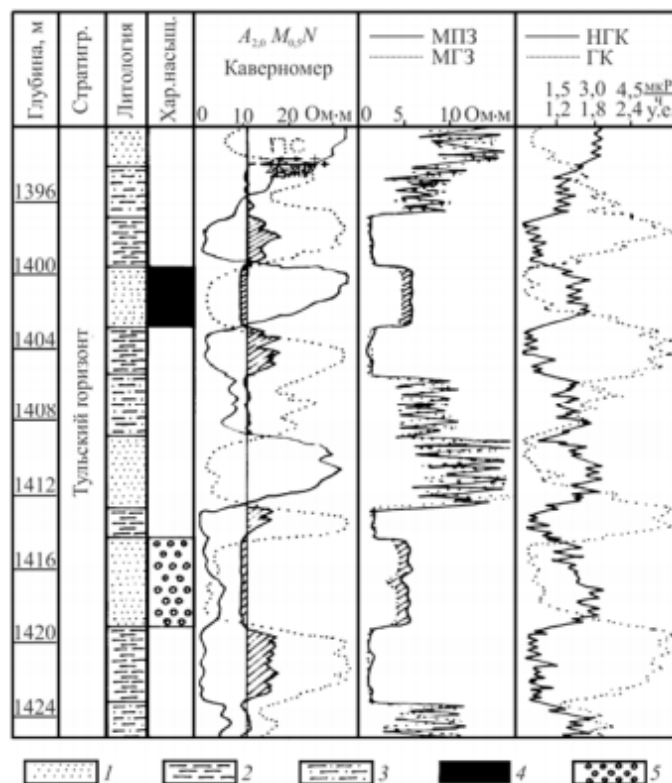


Рис. 3.1. Литологическое расчленение терригенного разреза и выделение коллекторов по данным ГИС: 1 – песчаник; 2 – алевролит; 3 – аргиллит; 4 – нефтенасыщенный коллектор; 5 – водонасыщенный коллектор. Заштрихованные участки: на кавернограмме – признаки коллектора (уменьшение диаметра скважины) и глинистых пород (увеличение диаметра скважины); на кривой микрокаротажа – признаки коллектора.

Таким образом, используя комплекс методов ГИС можно решать задачу выделения коллекторов:

Метод / горные породы	Глины	Песчаники	Глинистые Песчаники
ПС	Высокие значения (отклонение вправо)	Низкие значения (отклонение влево)	Высокие значения (слабое отклонение от линии глин влево);
ГК	Высокие значения (отклонение вправо)	Низкие значения из-за низкой радиоактивности (отклонение влево);	Высокие значения из-за высокой радиоактивности (слабое отклонение от линии глин влево)
КС	Низкие значения (из-за насыщения минерализованной водой)	Низкие значения сопротивления из-за насыщения минерализованной водой, высокие из-за насыщения ув	

Кавернометрия	Низкие либо номинальные значения по причине наличия каверн	Повышенные значения из-за уменьшения диаметра скважины (образование глинистой корочки);	Номинальные значения или низкие из-за наличия каверн;
Микрозонды	Сопротивление МПЗ = сопротивление МГЗ	Сопротивление МПЗ > сопротивление МГЗ	Сопротивление МПЗ = сопротивлению МГЗ при номинальном диаметре скважины

3.2. Выделение коллекторов

Выделение пород-коллекторов, вмещающих промышленные скопления углеводородов – одна из основных задач геофизического исследования разрезов нефтяных и газовых скважин. Решение этой задачи по геофизическим данным основывается на существенном различии физических свойств твёрдой, жидкой и газообразной фаз горных пород, физических свойств скелетной и пластичной составляющих твердой фазы, углеводородной и водной составляющих жидкой фазы [4].

Различия в физических свойствах позволяют не только установить местонахождение коллекторов в разрезах скважин, вычислить их мощности, но и количественно оценить такие параметры коллектора, как коэффициент пористости, глинистости, проницаемости и определить вероятное содержание нефти и газа.

Коллекторами нефти и газа являются горные породы, обладающие способностью вмещать эти флюиды и отдавать их при разработке. Горная порода считается коллектором, если её проницаемость обеспечивает возможность извлечения достаточного объёма жидких и газообразных полезных ископаемых при минимальных затратах средств. Нижняя граница коэффициента физической проницаемости, определяющей породу как коллектор, составляет 0,01 – 1,00 мД. Чем больше мощность промышленного коллектора и выше его пластовое давление, тем меньшая из указанных цифр характеризует нижний предел этого параметра для породы как коллектора.

Обычно коллекторами являются пески, песчаники, алевролиты, пористые доломиты и известняки, трещинные и трещинно-кавернозные породы, а не

коллекторами, крышками (непроницаемыми породами) – глины, аргиллиты, плотные известняки, доломиты, ангидриты и гипсы.

В общем случае ни один из геофизических методов в отдельности не даёт возможности установить однозначно нефтеносность и газоносность коллекторов. Поэтому выделение газоносных и нефтеносных объектов (особенно это относится к разведочным скважинам) следует выполнять на основании комплексных геофизических исследований, обычно включающих такие методы, как ПС, ГК, АК, КС, БК, МЗ, ДС, НГК (рис. 3.2)

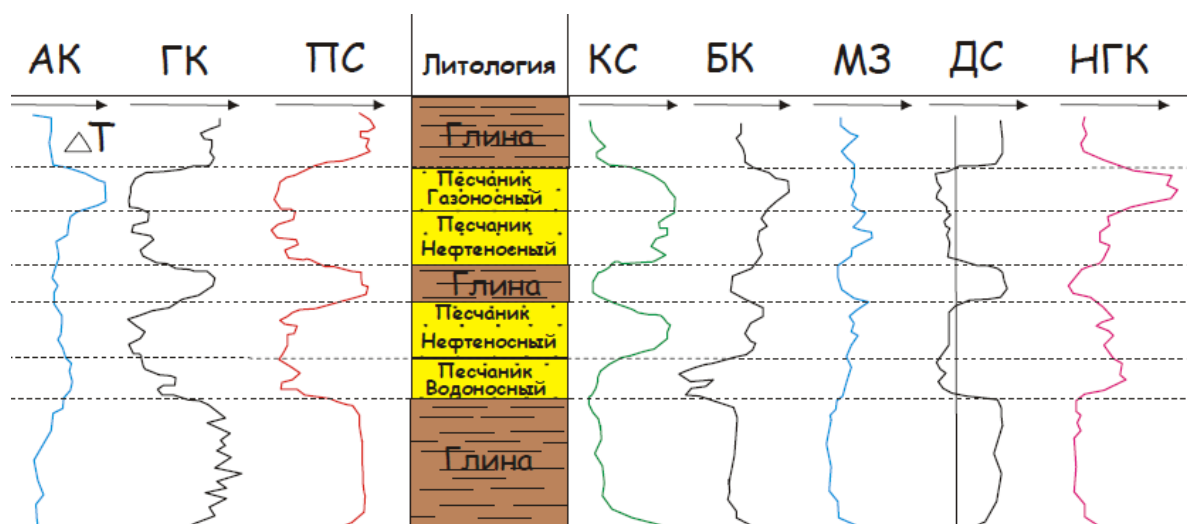


Рис.3.2. Кривые для выделения терригенных коллекторов.

3.3. Выделение нефтегазоносных коллекторов в условиях Уренгойского месторождения

Рассматриваемые продуктивные отложения неокома сложены песчано-алевролитовыми и глинистыми породами и характеризуются значительной литологической изменчивостью по разрезу и простиранию. Для межзерновых терригенных неглинистых коллекторов на диаграммах различных видов каротажа характерны следующие признаки:

1. Отрицательная аномалия ПС, если $\rho_f > \rho_v$, положительная аномалия ПС, если $\rho_f < \rho_v$;
2. Наличие положительного приращения ($\rho_{к\text{ МПЗ}} > \rho_{к\text{ МГЗ}}$) на диаграмме микрозондов;
3. Сужение диаметра скважины за счет наличия глинистой корки ($d_c < d_n$);

4. Наличие повышающего проникновения фильтрата глинистого раствора в пласт, отмеченное по трёхслойным кривым БКЗ или по результатам измерений установками различной глубины исследования;
5. Минимальные показания на диаграмме ГК;
6. Средние показания на диаграмме НГК. Исключение составляют газоносные коллекторы с неглубокой зоной проникновения. В этом случае показания НГК не отличаются от показаний в плотных породах;
7. Увеличение интервального времени ΔT на диаграмме акустического каротажа.

Выделение песчаных коллекторов, содержащих значительное количество глинистого материала – глинистых коллекторов, осложняется тем, что физические свойства коллектора отмечаются менее чётко, чем чистые; дифференциация радиоактивного каротажа становится менее яркой (ГК, НГК). На практике глинистые коллекторы выделяют путем сопоставления и количественного анализа данных каротажа ПС, бокового каротажа, микробокового каротажа, гамма-каротажа и кавернометрии^[1].

Породы-коллекторы различаются между собой по качеству. Качество пород-коллекторов (табл.2) определяется как совокупность свойств породы-коллектора, обуславливающих ее избирательную способность вмещать жидкость и газ и пропускать их через себя.

Таблица 2. Характеристики пород коллекторов Уренгойского месторождения

Классы	Проницаемость, Мд	Нижние граничные значения параметров			Качество Пород- Коллекторов
		K_n , %	K_r , %	$K_n^{эфф}$, %	
1	>1000	34,1	83,3	28,4	Очень высокое
2	500 - 1000	32,9	79,3	26,1	Высокое
3 а	300-500	32,0	76,3	24,4	Повышенное
3 б	100 - 300	30,1	69,1	20,8	Среднее
4	10 - 100	26,2	50,6	13,25	Пониженное
5	1 - 10	22,3	25,5	5,7	Низкое

На нефтегазовом месторождении стоит задача не только выделения коллекторов в разрезе, но и выделения нефте- и газонасыщенных интервалов, а так же определение газонефтяных, газоводяных и водонефтяных контактов.

3.4. Определение эффективной мощности продуктивных коллекторов. Отбивка водонефтяного, газоводяного и газонефтяного контактов

Контакты "нефть-вода", "газ-вода" в природных коллекторах не являются четкими, поскольку наблюдается плавный переход от нефте- или газонасыщенной к водоносной части коллектора. При этом необходимо отметить, что переход от газоносной части коллектора к водоносной более резкий, чем от нефтенасыщенной части. Это объясняется влиянием гравитационных и капиллярных сил на распределение флюидов в порах нижней части нефтенасыщенного или газонасыщенного коллектора. Так, при пересечении коллектора нефтегазовой залежи в её водонефтяной части выявляют пять зон:

- 1) газовую шапку;
- 2) зону предельного нефтенасыщения;
- 3) зону недонасыщения;
- 4) переходную зону;
- 5) водоносную зону коллектора.

Положение ВНК, ГВК и ГНК устанавливается по данным комплексных промыслово-геофизических исследований и результатам опробования скважин: в не обсаженных скважинах главным образом методами сопротивления (КС), реже – методами радиометрии (НГК, ИННК, ГГК-П) и акустики (АК); в обсаженных скважинах – в основном методами радиометрии и, отчасти, термометрии и акустики.

ГВК в не обсаженных скважинах устанавливается теми же способами, что и ВНК. При определении контактов в обсаженных скважинах наиболее информативны нейтронные методы в силу резкого различия водородосодержания водоносных и газоносных коллекторов.

Разделение нефте- и газонасыщенных интервалов осуществляется при помощи методов КС, НГК, ГГК-П, ННК, ИК, а также по результатам газового каротажа и опробования скважин, по следующим признакам ^[6].

1. На диаграммах КС газоносные участки отмечаются самыми высокими значениями, тогда как сопротивление нефтеносных участков несколько ниже. Это обусловлено более высоким сопротивлением газа по сравнению с нефтью.
2. Кривая НГК против газоносных пластов имеет высокие значения, как на плотных породах, а против нефтегазоносных участков значения метода НГК несколько понижаются, за счет увеличения водородосодержания среды.
3. ГГК-П метод разделяет породы по их плотности. Ввиду того, что газ имеет меньшую плотность, чем нефть, газоносные интервалы на диаграммах ГГК-П будут отмечаться более высокими значениями.
4. Определение газонефтяного контакта по методу ИННК основано на различном водородосодержании и хлорсодержании газоносных и нефтеносных участков. Газоносные интервалы отмечаются на кривых ИННК более высокими значениями, чем нефтеносные интервалы.
5. На диаграммах ИК газоносные участки отмечаются более низкими значениями, чем нефтеносные участки.
6. ГВК и ГНК уверенно выделяются по результатам газового каротажа (табл. 3), результатом которого является определение состава и содержания углеводородных газов. Отмечено, что для Уреногойского месторождения характерно высокое содержание легкой фракции углеводородов.

Таблица 3. Среднее содержание компонентов, входящих в состав газа.

Компонент	Среднее содержание, %
СН ₄ (метан)	98,28
С ₂ Н ₆ (этан)	0,15
С ₃ Н ₈ (пропан)	0,002
С ₄ Н ₁₀ (бутан)	0,0014
С ₅ +высш (пентан, гексан, гептан)	0,0006
СО ₂	0,35
Н ₂	0,02
О ₂	1,16
Не	0,013
Ar, Kr + Хе	0,023
Н ₂ S	Следы

3.5. Определение глинистости по данным ГК

Глинистость отложений – свойство, характеризующее объемное содержание глинистых частиц ($d_s < 0,01$ мм) в горной породе.

Алгоритм определения глинистости:

- 1) Вычисляется относительная амплитуда интенсивности гамма излучения (I_γ) по формулам:

$$I_\gamma = (I - I_n) / (I_{gl} - I_n) \text{ - в отечественной практике}$$

$$IGR = (GR_{log} - GR_{min}) / (GR_{max} - GR_{min}) \text{ - в зарубежной практике}$$

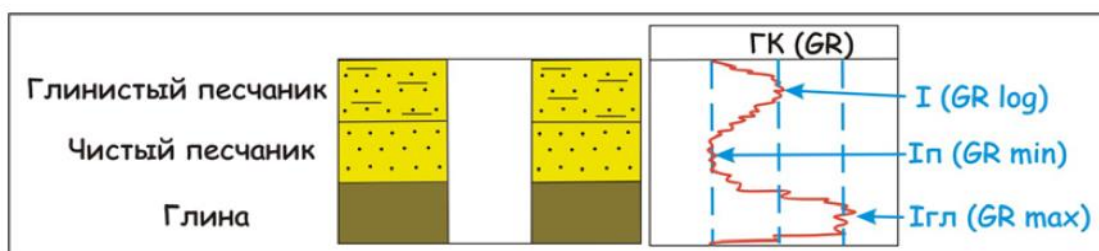


Рисунок 3.2. Определение глинистости по ГК: I – показания ГК в интересующем нас интервале (GR log); I_n – показания ГК в чистых неглинистых породах (GR min); I_{gl} – показания ГК в глинах (GR max)^[9].

- 2) В упрощенном виде можно принять, что вычисленная I_γ и есть коэффициент глинистости K_{gl} ^[5]:

$$I_\gamma = K_{gl}$$

Комплексом методов ГК и ПС, ГК и ГГК или ННК-т, а также лабораторным изучением керна можно получить более точные значения K_{gl} . Преимущество метода ГК в определении глинистости перед методом ПС заключается в проведении работ и в обсаженных скважинах в отличие от ПС, который применим только в необсаженных скважинах.

3.6 Определение пористости

Пористость - одно из свойств коллекторов, определяющее способность пород вмещать нефть и/или газ. Для характеристики пористости используется коэффициент пористости, выраженный в долях или процентах. То есть коэффициент — пористости - это отношение объема пор к объему горной породы:

3.6.1 Определение пористости по данным АК

Общую пористость K_p устанавливают по кривым АК, определяя зависимость между коэффициентом пористости K_p , определенной по керну, и Δt -интервальным временем пробега акустической волны, характерным для исследуемого пласта. Данная зависимость определяется на представительских образцах керна в термобарических условиях, близких к пластовым.

Независимо от того, что существует несколько зависимостей для определения K_p , по-прежнему наиболее простым остается уравнение среднего времени, имеющее линейный вид:

$$K_p = \frac{\Delta t - \Delta t_{ск}}{\Delta t_{ж} - \Delta t_{ск}}$$

где $\Delta t_{ск}$ - интервальное время продольной волны в скелете породы, $\Delta t_{ж}$ - то же в поровой жидкости (воде).

Интервальное время продольной волны в скелете породы зависит от минерального состава. Интервальное время продольной волны в поровой жидкости определяется по номограммам, учитывающим изменение скорости от минерализации, температуры и давления. Для определения обычно используют средние значения $\Delta t_{ск}$ и $\Delta t_{ж}$, что обеспечивает определение пористости с абсолютной погрешностью ΔK_p , не превышающей $\pm 2\%$.

В полученном значении K_p необходимо учесть влияние таких свойств пород как размер глинистость, нефтегазонасыщенность, степень цементации, размер пор и трещин.

В случае, когда зона проникновения небольшая на значение пористости может влиять состав флюида. При наличии в скважинном пространстве нефти или газа пористость будет иметь завышенные значения. В связи с этим, необходимо проводить сопоставление рассчитанной пористости с пористостью по керну. При наблюдении

систематического занижения значения пористости по АК рекомендовано определить поправочный коэффициент, который равен отношению пористости по АК к пористости по керну, тем самым используя его для корректировки рассчитанных значений пористости.

3.6.2 Определение пористости по данным ГГК-П

Объемная плотность δ определяется по данным ГГКп, а коэффициент пористости следующим соотношением:

$$Kn = \frac{\delta_{ск} - \delta}{\delta_{ск} - \delta_{ж}},$$

где $\delta_{ск}$ - плотность минеральной матрицы (скелета) породы, $\delta_{ж}$ - плотность флюида (жидкости), заполняющего поровое пространство, Kn - общая пористость.

Значение $\delta_{ж}$ в зоне исследования ГГКп варьирует от 0,8 (нефть) до 1,2 г/см³ (соленая вода). Плотность жидкости флюида определяется плотностью фильтрата промывочной жидкости (ПЖ) и равно 1,0 г/см³ для водного раствора.

Значение $\delta_{ск}$ меняется в широком диапазоне: от 2,55 для полимиктовых песчаников до 2,87 г/см³ для доломитов. Поэтому по диаграммам ГГКп определяется общая пористость мономинеральных пород, плотность скелета которых постоянна и известна по лабораторному исследованию керна. Для горных пород, обладающих полиминеральным составом, метод ГГКп эффективен только в случае выполнения комплекса ГИС (ГГКп, НК, АК).

Преимуществом определения пористости методом ГГКп по сравнению с другими методами ГИС является слабое влияние глинистости.

Однако для количественной оценки пористости метод ГГКп не рекомендуется проводить в скважинах, когда:

- 1) размер каверн превышает номинальный диаметр скважины на 2 см
- 2) толщина глинистой корки более 2 см.

3.6.3 Определение пористости по данным ПС

Для поровых (межзерновых) коллекторов с глинистым цементом по величине аномалии ПС (коэффициенту $\alpha_{пс}$) возможно определение открытой пористости,

образованной системой сообщающихся пор. Пористость межзерновых коллекторов, главным образом, определяется параметром глинистости: с увеличением глинистости коэффициент пористости уменьшается.

При интерпретации ГИС измеренное значение $\Delta U_{пс}$ определяют по кривой, считая, что интервал глин - «нулевой отсчет». Однако в целях исключения влияния сторонних факторов удобнее использовать относительную приведенную амплитуду ПС ($\alpha_{ПС}$), которая имеет отрицательные значения ПС в каждом пласте по отношению к линии глин и рассчитывается по формуле:

$$\alpha_{ПС} = \frac{E_s}{E_{s, \max}},$$

где E_s и $E_{s, \max}$ - статические (приведенные) амплитуды ПС для данного пласта и для опорного пласта с максимальной амплитудой ПС.

Основным недостатком метода ПС считается невозможность определения коэффициента пористости для чистых и слабоглинистых терригенных коллекторов^[3].

Уравнение петрофизической зависимости $K_{п} = f(P_0)$ для Уренгойского месторождения имеет вид:

$$K_{п} = 10,45 \alpha_{пс} + 11,56$$

В связи с тем, что вблизи ГВК параметр $\alpha_{пс}$ подвержен искажению, то определение пористости коллекторов в приконтактной зоне проводится с использованием зависимости:

$$K_{п} = 17,2 \alpha_{пс} + 20$$

3.6.4. Определение пористости по данным ННК-т

Пористость по ННК-т определяется через декремент пространственного затухания плотности тепловых нейтронов α или определяющую его величину A :

$$A = J_{МЗ} / J_{БЗ},$$

$$\alpha = \ln(J_{МЗ} / J_{БЗ}) / \Delta L$$

где $J_{МЗ}$ – показания малого зонда 2ННК-т; $J_{БЗ}$ - показания большого зонда 2ННК-т, ΔL - расстояние от источника излучения.

Чтобы получить k_p от α необходимо использовать соответствующую скважинным условиям кривую, которая автоматически строится в программе при вводе параметров скважины.

3.7. Определение проницаемости по ПС

Способность породы пропускать через систему сообщающихся пор флюиды при перепаде давления называется проницаемостью породы, которая характеризуется коэффициентом проницаемости $k_{пр}$ и измеряется в миллидарси (мД), где $1 \text{ мД} = 1 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$. Коэффициент проницаемости может быть оценен по данным каротажа при благоприятных условиях, однако для более точного определения необходимы лабораторные исследования керна. Проницаемость - это сложная функция пористости и глинистости. Наиболее надежные результаты получаются для коллекторов, у которых параметры $\alpha_{пс}$ и $K_{пр}$ изменяются под влиянием глинистости. В слабоглинистых и чистых коллекторах связь между $\alpha_{пс}$ и $k_{пр}$ практически отсутствует.

Коэффициент абсолютной проницаемости $K_{пра}$ для Уренгойского месторождения рассчитывается по формуле, установленной по лабораторным исследованиям керна:

$$k_{пр} = \frac{61.3k_n^{5.27}}{(1 - k_n)^2 (1 - 0.89\alpha_{пс}^{0.3})^{3.9}}$$

где K_p – пористость, определённая по диаграмме ПС.

3.8. Определение коэффициента нефтегазонасыщенности

Определение коэффициента нефтегазонасыщенности одна из основных задач при изучении свойств коллекторов месторождений. По причине того, что в процессе бурения фильтрат бурового раствора оказывает влияние на керн, определение коэффициента нефтегазонасыщенности ($K_{нг}$) и водонасыщенности (K_v) в лабораторных условиях считается недостоверным. Более точные результаты определения коэффициентов нефтегазонасыщенности и водонасыщенности возможны благодаря геофизическим методам.

Для расчета коэффициента нефтегазонасыщенности используется уравнение Арчи-Дахнова, по которому определяется коэффициент водонасыщенности:

$$K_B = \left(\frac{a * b * \rho_B}{K_{\Pi}^m * \rho_{\Pi}} \right)^{1/n}$$

где K_{Π} – коэффициент пористости; ρ_B – удельное сопротивление пластовой воды; ρ_{Π} – удельное сопротивление нефтегазонасыщенной породы; $a=0,75$, $b=1$, $m=2$, $n=2$ – коэффициенты^[3].

После определения K_B находят $K_{нг}$. Для нефтенасыщенных коллекторов справедливо равенство:

$$K_{нг} = 1 - K_B$$

Ключевым критерием для оценки водонасыщенности одним из методов ГИС является правильность определения удельного электрического сопротивления (УЭС) горной породы. Исходя из геолого-технических условий, комплекса методов, проведенных в скважине, и геологического разреза, для определения удельного сопротивления один из методов: ИК, БК или БКЗ^[3].

3.9. Межскважинная корреляция

Межскважинная корреляция разрезов проводится для сопоставления разрезов изучаемых скважин по кривым ГИС. С помощью геофизического метода корреляции разрезов предполагают структурную геологическую модель залежи, определяемая типом ловушки, этажом нефтегазонасыщенности, площадью нефтеносности, положением газоводяного (ГВК), газонефтяного (ГНК) и водонефтяного (ВНК) контактов.

По комплексу показателей на геологическом разрезе выделяют реперы, характерные для данного разреза участки. В комплекс показателей входят: БК или ИК, ГК, НК, ДС и др.

Пласт считается репером, если выполняются следующие условия:

- полученный геофизический параметр сильно отличается от характеристики вмещающей среды и прослеживается на стандартных каротажных кривых;
- выдержанность по площади;
- приуроченность к стратиграфическим границам или палеонтологически охарактеризованным комплексам.

В случае выборки нескольких реперов, корреляция считается более надежной. По причине того, что пласты глин и плотных пород, более выдержаны, хорошо

прослеживаются по площади месторождения и обладают геоэлектрическими и георадиоактивными минимумами или максимумами показателей.

Для более грамотной межскважинной корреляции по данным ГИС рекомендуется описывать разрез в несколько этапов, выделяя первоначально более крупные и грубые интервалы, а в последующем детализировать их. Таким образом, разрез разбивается на толщи, пачки, пласты, пропластки ^[7].

4. РЕЗУЛЬТАТЫ ПРИМЕНЕНИЯ КОМПЛЕКСА КАРОТАЖА НА УРЕНГОЙСКОМ НГКМ

В ходе написания бакалаврской работы рассмотрены 4 скважины Уренгойского месторождения, для которых в последующем был применена комплексная методика интерпретации каротажных данных с использованием программного комплекса Geopoisk.

Скважины расположены в юго-восточной части Уренгойского месторождения (рисунок 4.1).

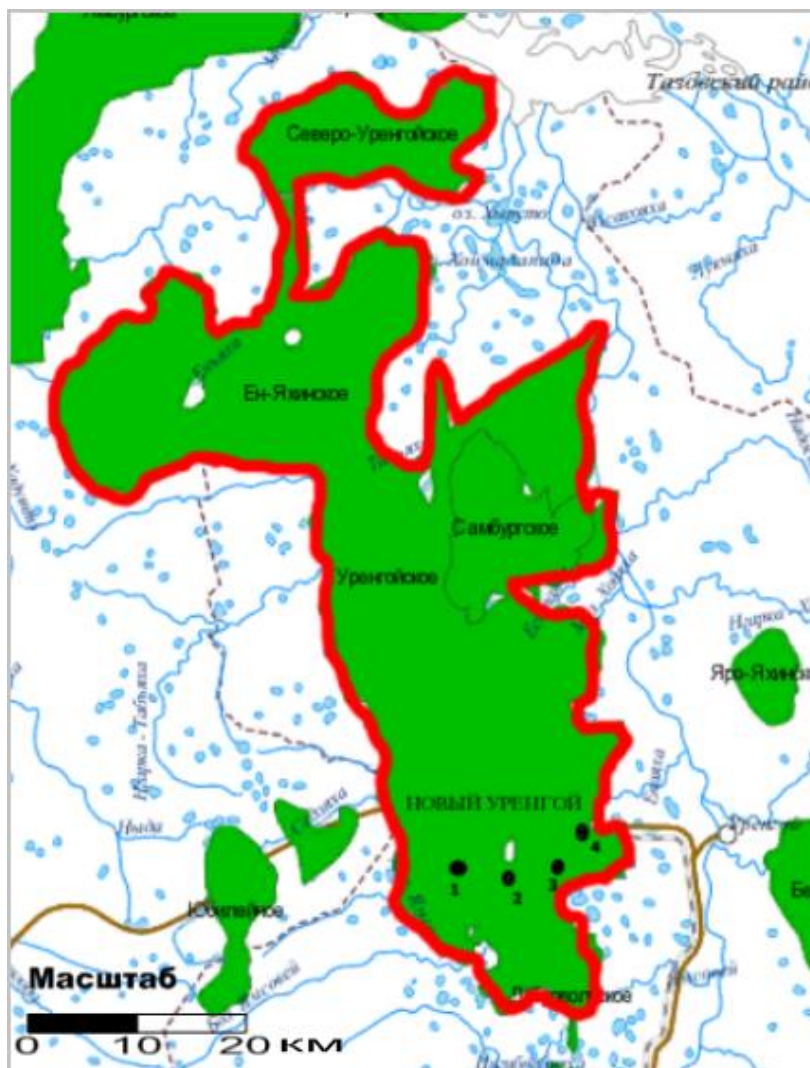


Рисунок 4.1. Расположение скважин.

Отбор керна и шлама произведен только в разведочных скважинах для описания Тангаловской и Сортымской свит. По данным лабораторных исследований в интервале глубин 2600-3001 м породы представлены песчаником, алевроитом, аргиллитом, глиной, переслаиванием песчаника, алевроита и аргиллита с содержанием углистого детрита.

4.1. Выделение коллекторов

Выделение коллекторов в скв. 4 производилось по качественным признакам по данным кавернометрии (ДС), ПС, МПЗ и МГЗ, ГК, с помощью исследований выполненных стандартной аппаратурой - регистрирующим комплексом «Каскад».

Для выделения коллекторов неокомских отложений при наличии информации о граничных значениях можно использовать количественные параметры – граничные значения $\alpha_{пс}$ и $\alpha_{гк}$, данные о которых отсутствуют.

По качественным признакам выделено 5 интервалов пород-коллекторов, каждый из них отличается характером насыщающего флюида и качеством пород-коллекторов (рис.4.2):

Пласт БУ₁₀¹ в интервале 2815,6-2836,2 м

Пласт БУ₁₁¹ в интервале 2850,4-2862,0

Пласт БУ₁₁³ в интервале 2885,7-2911,5

Пласт БУ₁₂¹ в интервале 2914,2-2945,5

Пласт БУ₁₂² в интервале 2948,7-2985,4 м

Сравнивая данные, полученные в результате выделения коллекторов, с данными по керну, получается, что пласты-коллекторы представлены песчаниками или переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов.

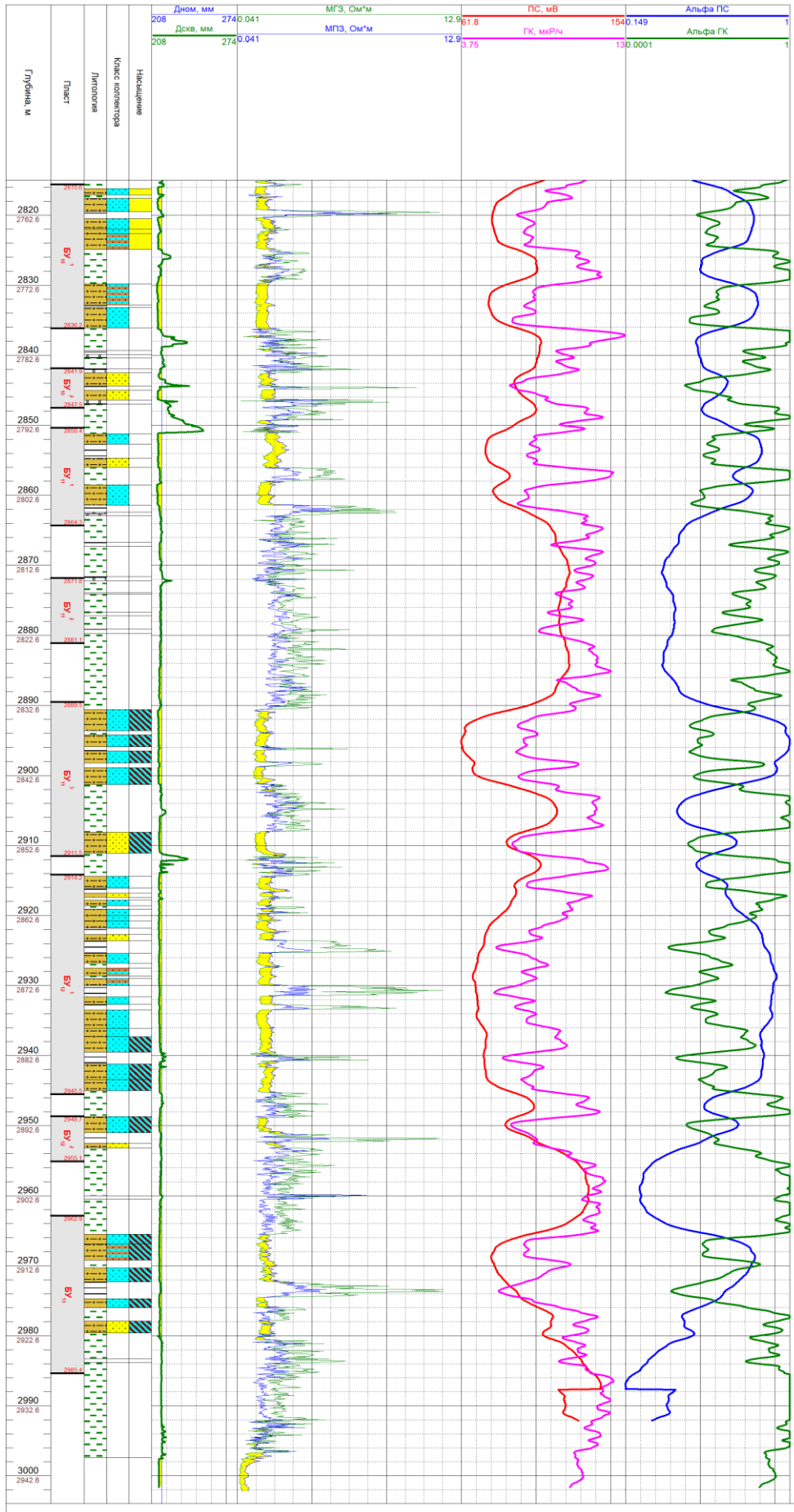


Рис.4.2. Выделение коллекторов по данным ГИС, скв.4.

4.2. Определение глинистости

Определение глинистости выполнялось по методике, описанной в главе 3.5. В результате исследований выяснено, что минимальные значения ГК для чистых песчаников равно 1,33 мкР/ч, а максимальные для глин – 26,23 мкР/ч. Результаты определения глинистости показаны на рисунке 4.3.

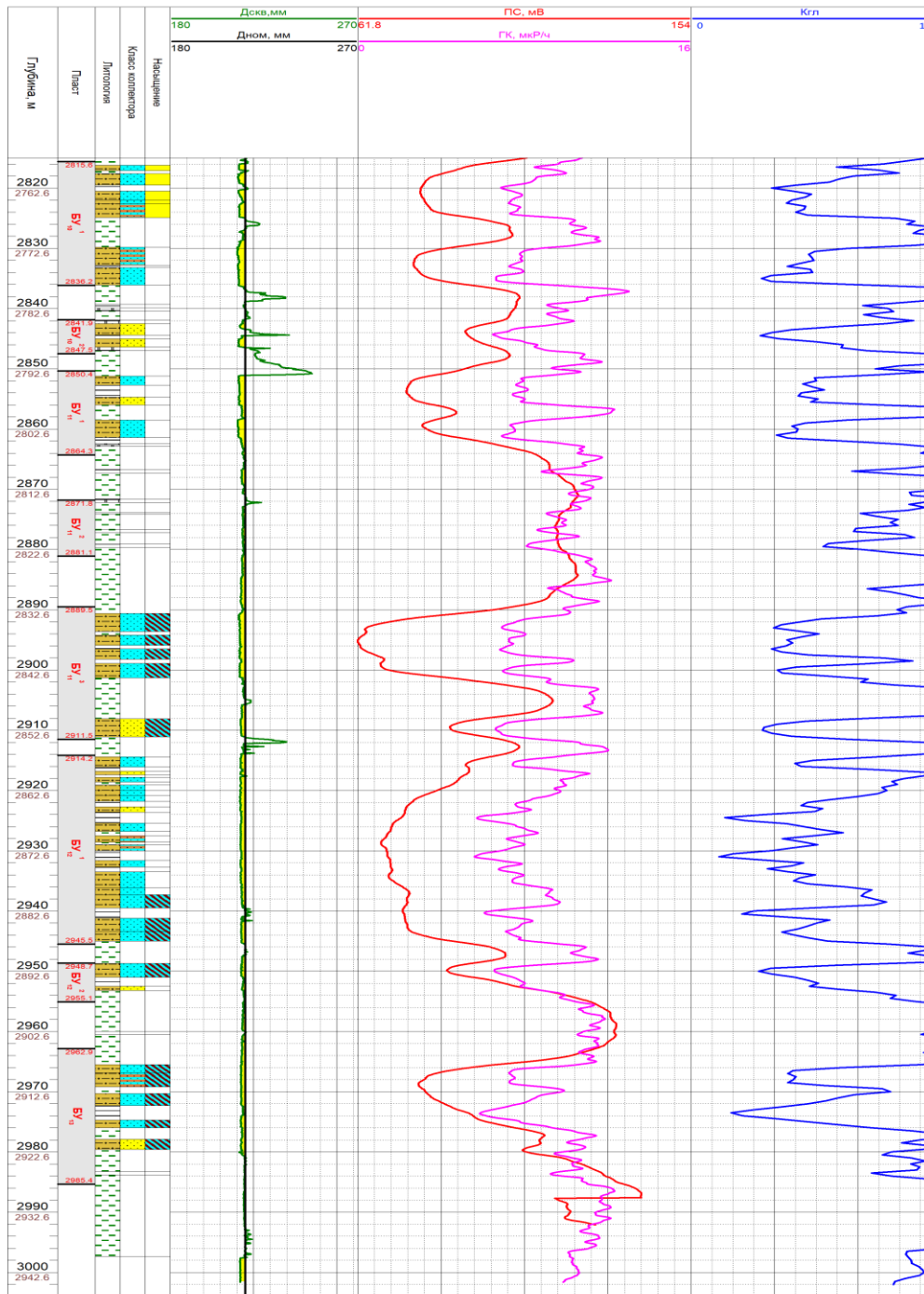


Рис.4.3. Определение глинистости пород в скв.4.

Из рисунка 4.3 можно сделать вывод, что наименьшей глинистостью обладает пласт БУ₁₂¹: $K_{гг} \approx 0,2$. Остальные пласты имеют схожие, однако повышенные значения коэффициента глинистости.

4.3. Определение пористости

Пористость была определена по нескольким методам каротажа: ПС, ГГК-п и ННК-т. По данным метода ПС пористость определяется петрофизической зависимостью, описанной в главе 3.6.3, применение метода ГГК-п при нахождении пористости рассмотрено в главе 3.6.2. Определение пористости по данным ННК-т рассмотрено в главе 3.6.4.

Результаты определения пористости по данным разных методов каротажа были сопоставлены с результатами определения пористости по данным изучения кернового материала (рисунок 4.4). Из рисунка 4.4 видно, что для определения пористости наиболее целесообразно использовать методы ПС, т.к. значения пористости, определённые по этим методам каротажа, близки к значениям пористости, определённым по исследованиям керна. Пористость, найденная по методу ГГК-п близка к пористости, определенной по керну, однако значения, полученные по ГГК-п, ниже лабораторных данных. Пористость, определенная по ННК-т примерно одинакова с кривой ПС, однако на различных интервалах исследований имеет либо завышенные, либо заниженные значения по сравнению с данными исследований керна.

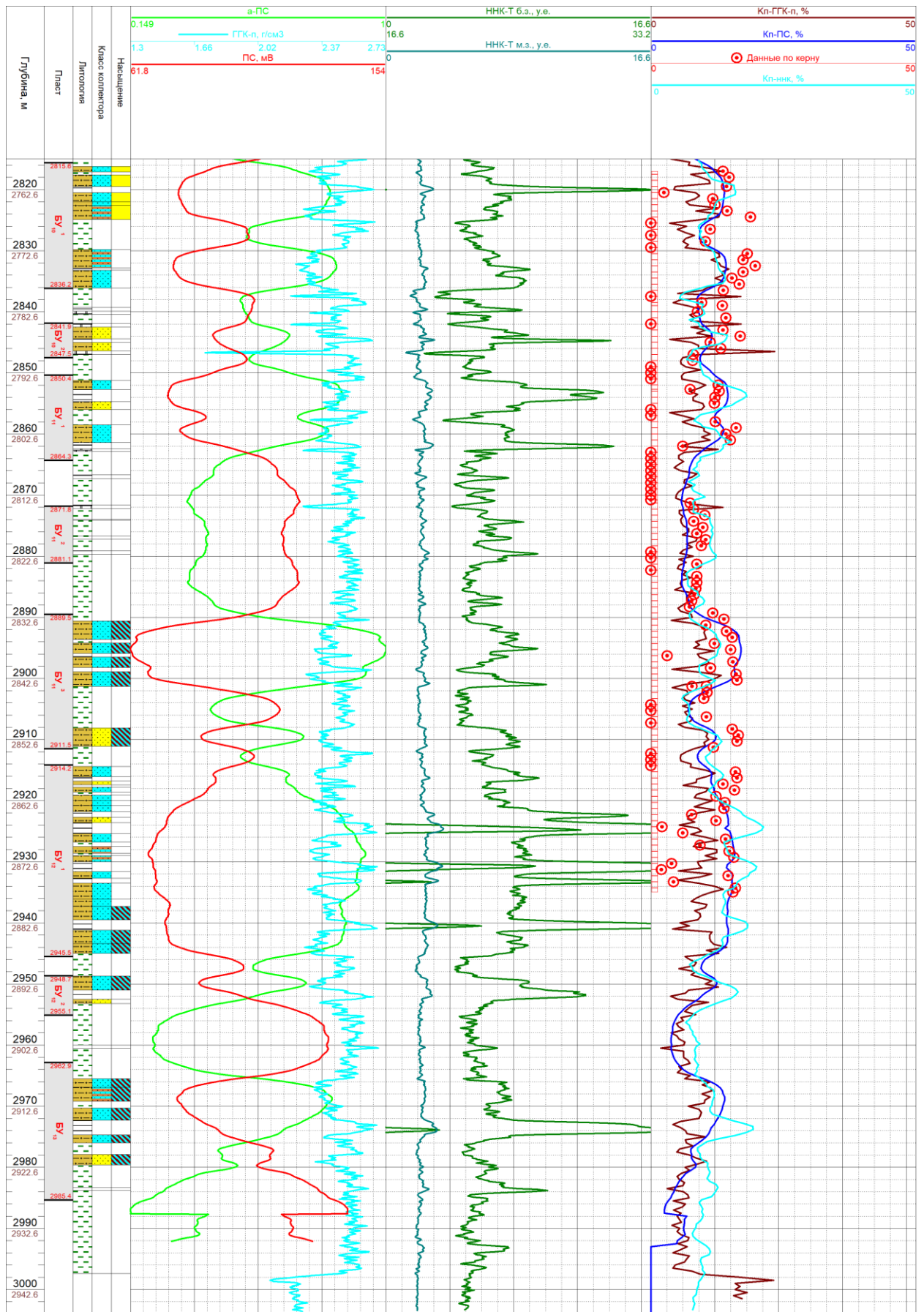


Рисунок 4.4. Определение пористости пород в скв.4.

4.4. Определение абсолютной проницаемости

Коэффициент абсолютной проницаемости $K_{пр а}$ для Уренгойского месторождения был посчитан согласно методике, описанной в главе 3.7. Результаты определения коэффициента абсолютной проницаемости представлены на рисунке 4.5.

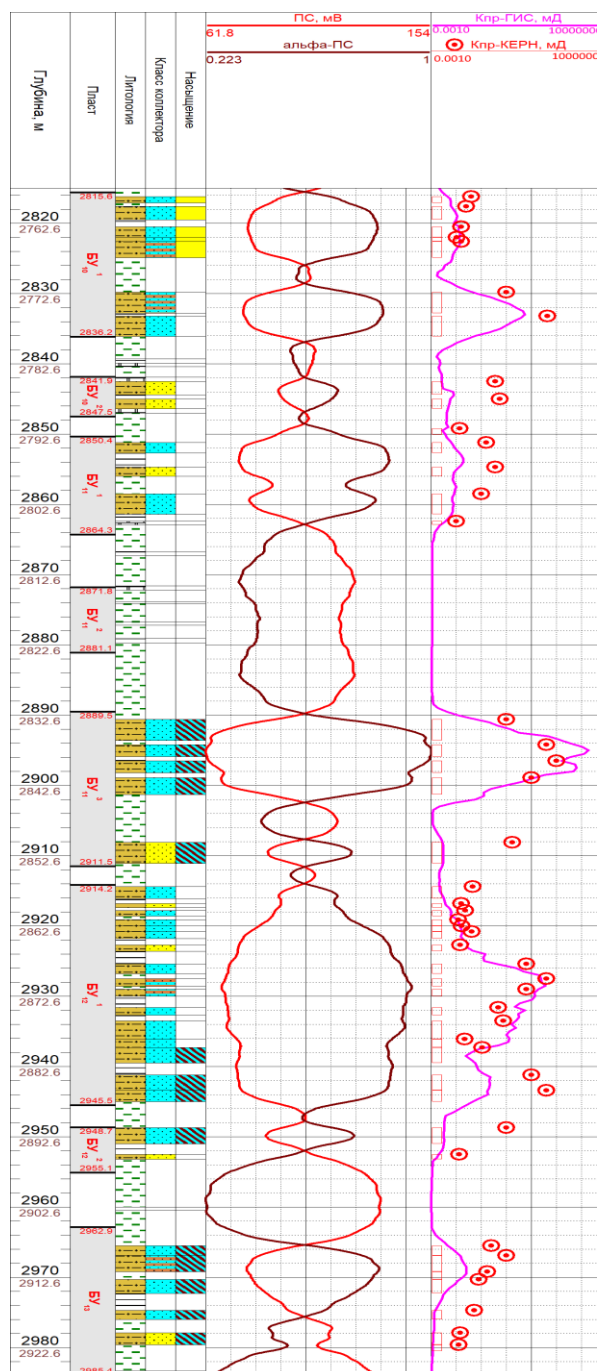


Рисунок 4.5 Результаты определения коэффициента абсолютной проницаемости пластов-коллекторов, скв.4.

Из рисунка 4.5 видно, что показания абсолютной проницаемости, полученные по петрофизической зависимости $K_{пра}$ от $K_{п-ПС}$ коррелируются не повсеместно с показаниями проницаемости, полученной в результате исследования керна, а иногда заметно отличаются. Поэтому определение коэффициента проницаемости по методам ГИС нецелесообразно на Уренгойском НГКМ. Причиной, можно предположить, является различная петрофизическая зависимость данного параметра для каждого пласта.

4.5. Определение коэффициента нефтегазонасыщенности

Коэффициент нефтегазонасыщенности определялся по методике, изложенной в главе 3.8. Зная значения коэффициентов и УЭС пластовой воды ($\rho_w=0.13$ Ом/м), формула Арчи-Дахнова для неоконских отложений принимает вид:

$$K_{нг} = 1 - \left(\frac{0.75 * 1 * 0.13}{K_{п}^2 * \rho_{п}} \right)^{1/2},$$

где $\rho_{п}$ – УЭС нефтегазонасыщенного пласта, определенное по кривой ИК.

Корреляционная зависимость удельного сопротивления нефтегазонасыщенного пласта и коэффициента пористости с коэффициентом нефтегазонасыщения для Уренгойского НГКМ, полученная по лабораторным данным, описывается следующим уравнением:

$$K_{нг} = 1 - \frac{10^{2.86 - \frac{lg \rho_{п}}{1.88}}}{K_{п}}$$

где $\rho_{п}$ – удельное сопротивление нефтегазонасыщенного пласта, $K_{п}$ – коэффициент пористости.

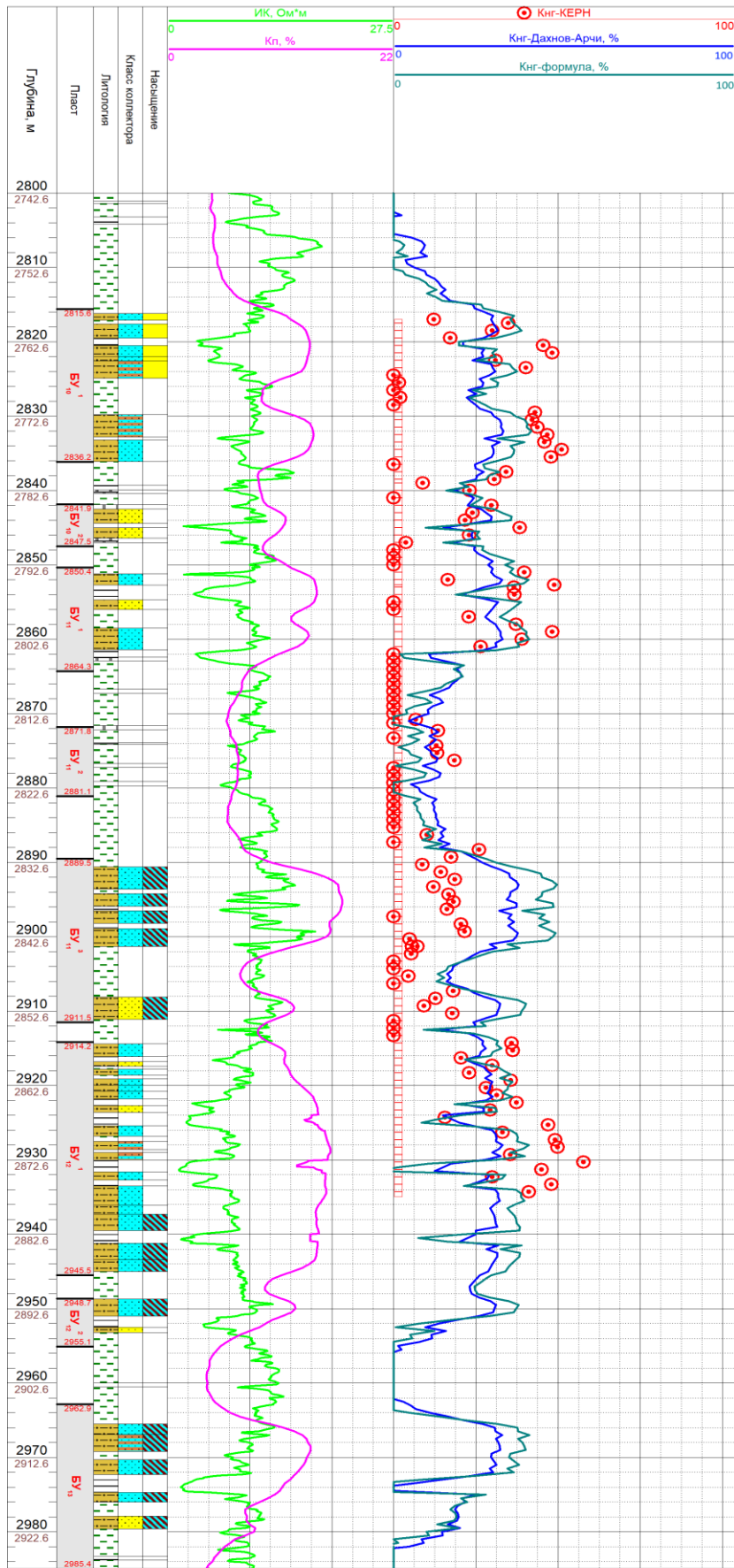


Рисунок 4.6 Результаты определения коэффициента нефтегазонасыщения, скв. 4.

При определении коэффициента нефтегазонасыщенности для определения УЭС пласта использовались кривые ИК, коэффициента пористости – кривая ПС. Сравнивая полученное значение и данные лабораторных измерений, высчитанный коэффициент имеет заниженные значения на всём интервале измерений, кроме пласта $БУ_{11}^3$, в пределах которого кривая завышена.

4.6. Межскважинная корреляция

Межскважинная корреляция проводилась вдоль профиля, проходящего через скважины 1,2,4 (рисунок 4.1).

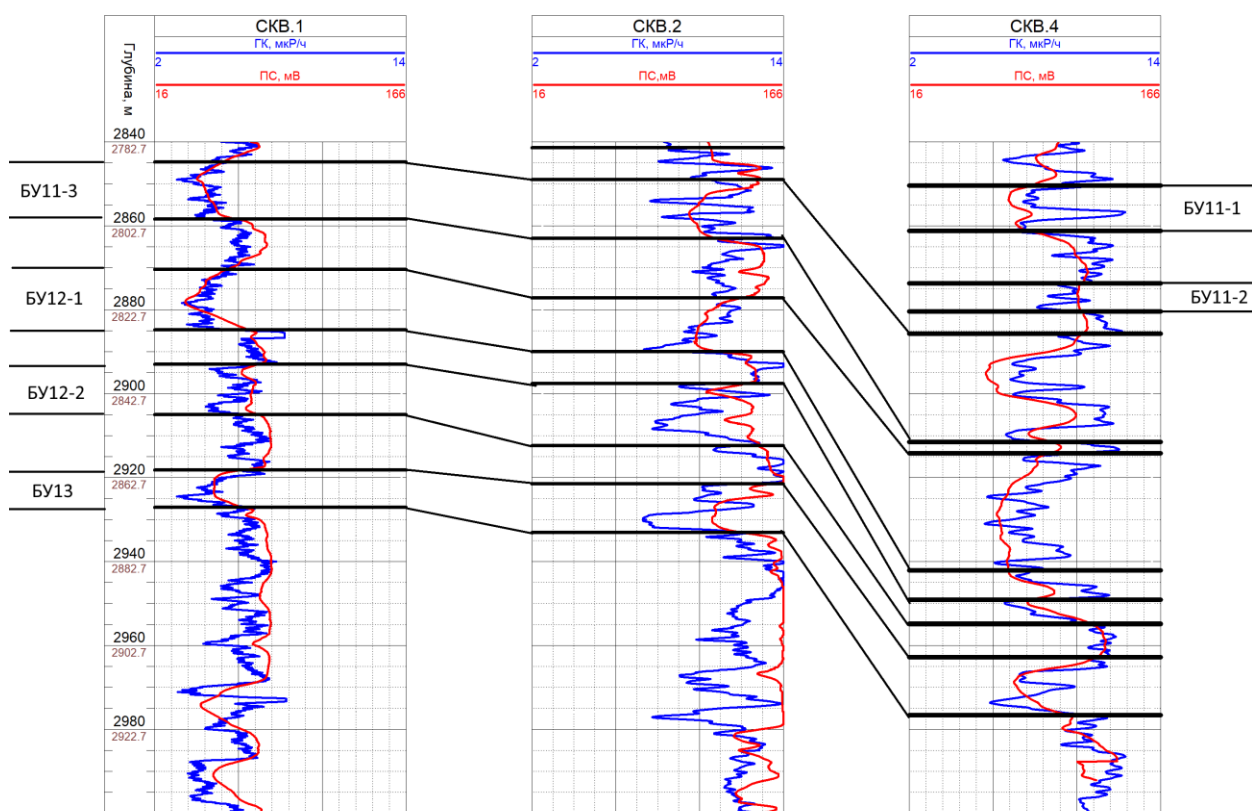


Рис.4.7. Результаты корреляции по профилю скважин 1-2-4

По показаниям ГК и ПС вдоль профиля 1-2-4 в интервале исследований четко прослеживаются пласты-коллекторы БУ11-3, БУ12-1, БУ12-2, БУ-13. Все прослеживаемые пласты относятся к валанжинскому ярусу сортымской свиты, представленной чередованием глинистых и алевроито-песчаных отложений.

При прослеживании профиля с запада на восток наблюдается изменение мощностей и увеличение глубины залегания пластов-коллекторов.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе рассмотрены возможности и особенности применения комплекса методов каротажа на Уренгойском нефтегазоконденсатном месторождении (ЯНАО). Приведены сведения о геологическом строении месторождения и особенностях коллекторов. Терригенный тип коллекторов связан с меловым и юрскими отложениями.

Рассмотрен комплекс каротажа, применяемый на Уренгойском НГКМ. Комплекс включает методы КС, ПС, ИК, МГЗ, МПЗ, ГК, ГГК-П, ННК-т, кавернометрию. В бакалаврской работе рассмотрены некоторые методы комплекса. Приведено описание методик использования данных комплекса каротажа для решения задач изучения разрезов скважин, выделения и оценки параметров коллекторов. Помимо указанного комплекса в некоторых скважинах применялись методы СГК, ГДК, ВИКИЗ и др., которые в бакалаврской работе не рассматривались.

На основании использования рассмотренных методик выполнена интерпретация данных каротажа по скважинам месторождения в программном комплексе Geopisk с использованием петрофизической информации по данным исследования кернового материала. Приведен пример выделения коллектора по данным комплекса кавернометрии, ПС, ГК, МКЗ. В результате было выделено 5 интервалов коллекторов.

Глинистость коллекторов определена по данным ГК. При определении пористости применялись методы ПС, ГГК-П и ННК-т. Наиболее надежные результаты получены с использованием данных ПС. Показания пористости по методу ГГК-П оказались заниженными.

Оценка проницаемости выполнена на основе петрофизической зависимости абсолютной проницаемости от пористости, определенной по данным метода ПС, и коэффициента $\alpha_{\text{пс}}$. Однако связь оказалась достаточно слабой, поэтому результаты оказались не совсем корректны.

Коэффициент нефтегазонасыщения определялся по формуле Арчи-Дахнова и по зависимости, полученной по лабораторным исследованиям керна. Полученный результат отличается завышенными значениями во всех интервалах коллекторов, кроме пласта БУ₁₁³.

Сопоставление разрезов по разным скважинам показывает на увеличение мощности и глубины залегания пластов-коллекторов в восточном направлении.

В целом полученные результаты подтверждают эффективность принятой на месторождении методики интерпретации данных ГИС.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Вендельштейн Б.Ю., Резванов Р.А. Геофизические методы определения параметров нефтегазовых коллекторов.- М.: Недра, 1978. -318 с.
2. Губина А.И. Геофизические методы стратиграфической корреляции: учеб. пособие; Перм. гос. ун-т. – Пермь, 2010 г. – 201 с.
3. Дробышева В.В., Казаринова В.П. Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирской низменности. Под ред. - Ленинград: Гостоптехиздат, 1958. -385с.
4. Косков В.Н. Решение геологических задач методами ГИС: учеб. пособие / – Пермь: Изд-во Перм. нац. исслед. политехн. университета, 2014. – 109 с.
5. Подборонов Д.А., Тарасов С.В. Краткое пособие по интерпретации основных методов геофизических исследований скважин и их сопоставление с зарубежными аналогами. ОАО “ТНК-ВР”, ОАО “Саратовнефтегаз”, Департамент геологии и разработки. Саратов, 2005 г. – 43 с.
6. Сковородников И.Г. Геофизические исследования скважин // Курс лекций - Екатеринбург: УГГУ, 2005. -294с.
7. Сулейманов Р. С., Маринин В. И., Зайчиков Г. М. Перспективы развития ресурсной базы Уренгойского нефтегазоносного комплекса // Вестник ассоциации буровых подрядчиков. 2007. №4. С. 10–16.
8. John D. Grace, George F. Hart. Urengoy gas field – U.S.S.R., West Siberian Basin, Tyumen District //AAPG Special Volumes. Volume TR: Structural Traps III: Tectonic Fold and Fault Traps. 1990. P. 309–335.
9. <http://www.geolib.net/gis/gamma-karotazh.html>
10. <http://greenologia.ru/eko-problemy/dobycha-gaza/urengojskoe-mestorozhdenie.html>
11. <http://www.gazprom.ru/about/production/projects/deposits/urengoy/>