

Реферат

Объект исследования – Западно-Ключевское нефтяное месторождение географически расположено на юге Западно-Сибирской низменности в пределах левого берега Томского Приобья. Промышленная нефтеносность на Западно-Ключевском месторождении связана с песчаными отложениями горизонта Ю-I васюганской свиты, тремя пластами Ю₁¹, Ю₁², Ю₁³.

В ходе работы решались **задачи по изучению литолого-фациального строения**, с целью выявить закономерные связи между фильтрационно емкостными свойствами пластов–коллекторов и условиями их формирования; а также создания комплексной литолого-фациальной модели и выявления участков распространения пород с улучшенными коллекторскими свойствами.

Анализ продуктивной части разреза – пласты Ю₁², Ю₁³ состоял из детальной корреляции продуктивных пластов, которая способствовали уточнению стратиграфических границ пластов по данным интерпретации материалов ГИС, а также были использованы при построении литологической модели месторождения.

С учётом полученных критериев по пределу коллектора и установленной на основании исследований кернового материала зависимости пористости, проницаемости и нефтенасыщенности была получена фильтрационно-емкостная характеристика существующих скважин.

Таким образом, результаты, полученные в ходе работы, позволили определить внутреннее строение резервуара и провести фациальное районирование. Предложено пробурить две разведочные скважины в контуре залежи пласта Ю₁²⁻³, по результатам 3Д сейсморазведки и одну скважину на юго-восточной периклинали поднятия для доразведки залежи нефти по пласту Ю₁¹.

Результаты интерпретации геофизических данных, гидродинамических исследований, а также исследования керна по скважинам С–1 и С–3, являются хорошей базой для построения трехмерной геолого-технологической модели западно -Ключевского месторождения на прогнозный период (до последующего доизучения). В последствие, результаты также могут быть использованы для выявления участков, содержащих невыработанные запасы, и планирования ГТМ.

Введение

Актуальность работы. Как в России, так и за рубежом исследования геологического строения на основе фациальной диагностики привлекают все больший интерес и приобретают широкое распространение. Фациальный анализ связан с изучением генезиса отложений и восстановлением древних обстановок осадконакопления. Генетический подход позволяет определить характер взаимосвязи отдельных частей геологической системы между собой, тем самым решить ряд задач, связанных с установлением закономерностей развития и морфологии осадочных тел.

Каждая обстановка осадконакопления характеризуется своим типом последовательности залегания осадков, соответственно обладает определенным набором геологических свойств. Наиболее характерные для данной фации первоначальные свойства или их сочетания выделяются под названием диагностических признаков.

Существенный объем информации, который необходимо учесть при выделении фаций, зачастую является источником неоднозначных результатов. Помимо этого, границы изменения параметров по каждому из типов могут иметь существенные вариации значений, и диапазоны их изменения могут перекрывать друг друга. В результате при фациальной диагностике исследователи неизбежно вносят субъективные суждения о принадлежности отложений к той или иной группе.

Реконструкция обстановки осадконакопления, а также выявление площадного распространения пород-коллекторов становится возможной с помощью литолого-фациального анализа. Одним из главных ограничений построения литолого-фациальной модели является недостаточность исходных данных, в частности, вынос керна зачастую имеет малый процент от интересующего интервала, а в ряде скважин и вовсе отсутствует.

Частично решить данную проблему удастся проведением широкого комплекса промыслово-геофизических исследований. По данным некоторых каротажей можно получить информацию о гранулометрическом составе пород, после которого фациальная диагностика становится более достоверной.

Значение фациального анализа возрастает при поисках и разведке залежей углеводородов (УВ) в терригенных резервуарах, в случае скоплений УВ в ловушках литологических, стратиграфических, литолого-стратиграфических типов. Юго-Восточная часть Западной Сибири характеризуется разнофациальными условиями осадконакопления, при которых разновозрастные отложения коллектора (пласты) имеют латеральную неоднородность петрофизических параметров.

Одно из подобных месторождений является Западно-Ключевское. Для достижения максимального КИНа, необходимо определить оптимальную систему разработки продуктивных пластов, с использованием как литолого–фациальных, так и геолого-технологических моделей.

Объектом исследования являются продуктивные пласты терригенного строения, сформированных в келловей-оксфордское время, и приуроченных к васюганской свите Западно–Ключевского месторождения.

Целью работы является:

- Определение строения свиты, фациальных обстановок осадконакопления, таких фильтрационно емкостных свойств как: пористость, проницаемость, нефтенасыщенность пород коллекторов;

- Проведение исследования структур, характера литологической неоднородности продуктивных пластов месторождения;

- Оценка фильтрационно-емкостных свойств (ФЭС) отложений васюганской свиты (горизонта Ю–I) на основе ГДИС, литолого–петрофизической характеристики, расчленение, а также межскважинная корреляция;

- Анализ полученных данных, применительно к выбору оптимальной системы разработки.

1. Геологическое строение района исследований

Объект исследования – Западно-Ключевское нефтяное месторождение географически расположено на юге Западно-Сибирской низменности в пределах левого берега Томского Приобья в 70 км к юго-западу от пос. Средний Васюган и в 60 км северо-восточнее пос. Новый Васюган (рисунок 1.1). Территория района месторождения представляет собой слабовсхолмленную и в различной степени залесенную равнину. В тектоническом плане оно приурочено к юго-западному борту Средневасюганского мегавала.

В административном отношении данное месторождение относится к Каргасокскому району Томской области. Сообщение между пос. Новый Васюган и месторождением возможно наземным транспортом лишь в зимний период по зимнику, а также круглогодично вертолетами. В 37 км на запад от месторождения проходит автомобильная дорога с твердым покрытием, соединяющая г. Стрежевой, вахтовый поселок Пионерный и Игольско-Таловое месторождение.

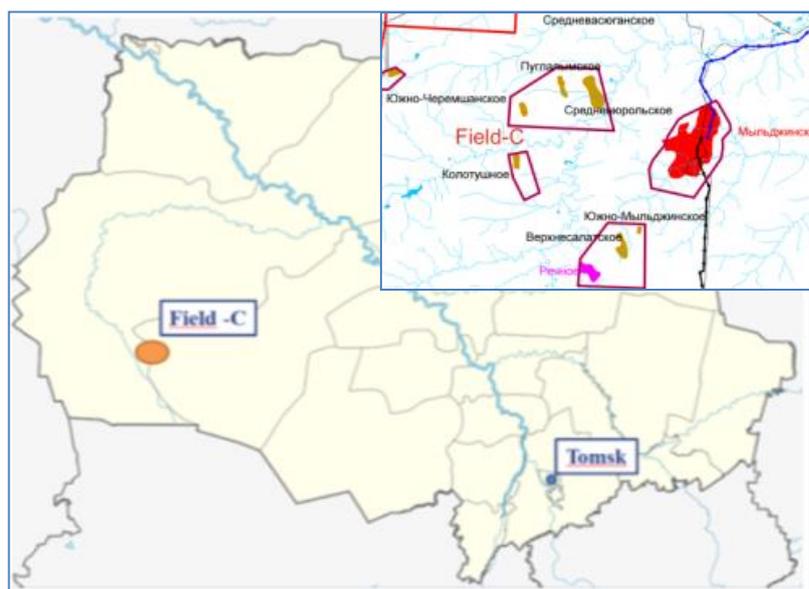


Рисунок 1.1 –Схема расположения месторождения

В морфологическом отношении Западно-Ключевское поднятие представляет собой брахиантиклинальную складку северо-восточного простирания с небольшим заливо-образным врезом в юго-восточной части структуры. По опорному отражающему горизонту Π^a (подошва баженовской свиты) в пределах контура замкнутой изогипсы - 2490м поперечный размер структуры изменяется от 1,8 до 6 км, а продольный составляет 7,2 км. В углах наклона крыльев поднятия отмечается отчётливая асимметрия, что особенно характерно для северо-западного и юго-восточного крыльев. На первом

градиент погружения горизонта Π^a от вершины свода до замыкающей изогипсы -2490 м составляет 7° ($7 \text{ м} / 100 \text{ м}$), а на втором – не превышает 3° .

Промышленная нефтеносность на Западно-Ключевском месторождении связана с песчаными отложениями горизонта Ю-I васюганской свиты, тремя пластами Ю_1^1 , Ю_1^2 , Ю_1^3 . Продуктивные пласты Ю_1^2 и Ю_1^3 разделены глинистой или углисто-глинистой перемычкой толщиной 1 – 1,5 метра. Учитывая низкое качество покрышки, предполагается гидродинамическая сообщаемость пластов Ю_1^2 и Ю_1^3 .

Пласт Ю_1^1 , как коллектор, выделяется лишь в юго-восточной (район скважин С-1 и С8) частях месторождения. Пласт Ю_1^3 вскрыт всеми скважинами, в каждой из которых является коллектором. При испытании пласта совместно с вышележащим пластом Ю_1^2 в скважине С-3 получен промышленный приток нефти – 50 м³/сут.

2. Литолого-петрофизическая модель продуктивной части разреза

2.2 Особенности геологического строения продуктивных пластов

В составе горизонта выделяется пять пластов-коллекторов (Ю_1^1 , Ю_1^2 , Ю_1^3 , Ю_1^4 и Ю_1^5), имеющих различную степень латеральной выдержанности и литологической неоднородности. В соответствии с принятым расчленением васюганской свиты, на рассматриваемой территории горизонт Ю-I толщей углистых аргиллитов делится на две части – регрессивную (подугольную), включающую пласты Ю_1^5 - Ю_1^3 и трансгрессивную (надугольную), объединяющую пласты Ю_1^2 и Ю_1^1 .

Анализировалась продуктивная часть разреза – пласты Ю_1^2 , Ю_1^3 . Результаты детальной корреляции продуктивных пластов способствовали уточнению стратиграфических границ пластов по данным интерпретации материалов ГИС (рисунок 2.1) и были использованы при построении литологической модели месторождения.

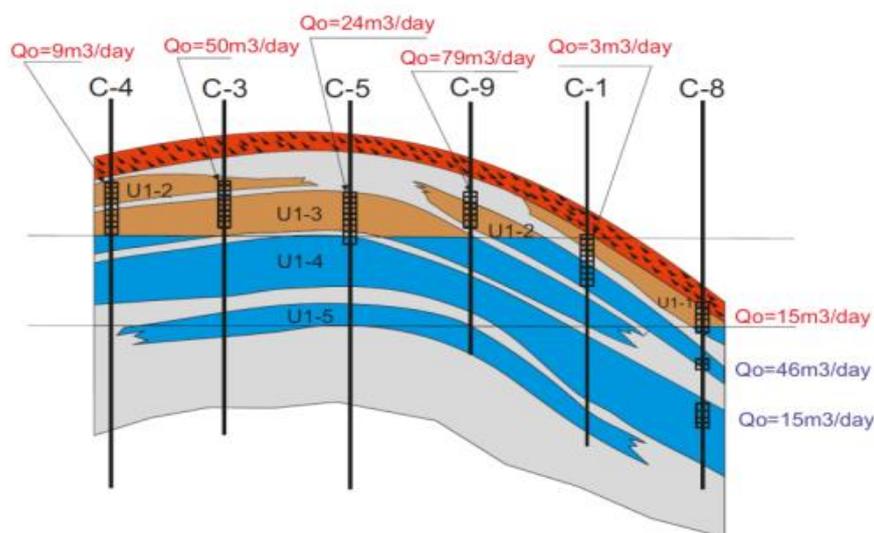


Рисунок 2.1 – Геологический разрез А1–А2

Стратиграфические объёмы карбонатизации пласта Ю₁¹ увеличиваются в западном направлении от скважины С–1 к скважине С–4, что можно связывать с общим увеличением глинистого цемента в этом направлении. По заключению ГИС в районах скважин С–3, С–4, С–5 пласт Ю₁¹ интереса как коллектор не представляет.

Литологически пласт представлен песчаником серым и темно-серым мелкозернистым средне- и крепкоцементированным, участками с буроватым оттенком, с примесью карбонатного материала. Встречаются обломки раковин морской фауны. Кроме того, по пласту имеются признаки нефтенасыщения (запах и выпоты нефти). Содержание карбонатов в породе изменяется от 0,7% до 9,6%. Мощность пласта варьируется от 2,72 м до 3,8 м.

Пласт Ю₁² также относится к надугольной толще горизонта Ю–I. Он вскрыт всеми скважинами, но коллектором является только в трех из них (скважины С–1, С–2, С–3).

Керном пласт Ю₁² охарактеризован только в скважине С–3. Он представлен песчаником серым, мелкозернистым, средне-крепко цементированным, неоднородным, слабоглинистым и слабоизвестковистым. Песчаник переслаивается с алевролитами светло-серыми, крепко-цементированными глинистым и известковистым цементом. Отмечается горизонтальная и косая слоистость, а также трещины, заполненные кальцитом. По всему разрезу наблюдаются выпоты нефти и запах УВ.

Отложения пласта Ю₁² формировались в прибрежно-морской обстановке. За счет высокой гидродинамической активности среды пласт имеет прерывистое фрагментарное распространение по площади, однако, общий тренд распространения петрофизических свойств должен также прослеживаться параллельно древней береговой линии северо-восточной ориентации. Предполагаемое пространственное развитие пласта Ю₁² объясняет его глинизацию в скважинах С–5 и С–2. Толщина пласта составляет в среднем 2 – 3 м, при эффективных значениях от 1 до 2 м.

Пласт Ю₁³ подугольной толщи литологически сложен мелко-среднезернистым песчаником от слабо- до крепко-цементированного. Песчаник слабоглинистый с тонкими намывами растительного детрита, в общей массе однородный. По всему разрезу отмечается резкий запах нефти.

Толщина пласта в среднем составляет 10 м. Эффективные нефтенасыщенные толщины по пласту меняются от 3 м до почти 11 м в скважине С–5, где пласт полностью нефтенасыщен.

Кроме того, в разрезе всех скважин выделяется мощный водонасыщенный (по ГИС) пласт Ю₁⁴, который необходимо описать в связи с тем фактом, что доступные

определения коллекторских свойств по керну приурочены, в большей мере, к этому пласту (по поисковым скважинам С–1 и С–2).

Пласты Ю₁³ и Ю₁⁴ обладают гораздо лучшими коллекторскими свойствами, чем вышележащие пласты надугольной толщи. Причиной этого, по всей видимости, служит их более грубозернистый состав, а также лучшая переработка обломочного материала.

Пласт Ю₁⁵, также достаточно выдержан в пределах поднятия и отсутствует лишь на его западной периклинали.

2.3 Межскважинная корреляция

Для сопоставления разрезов скважин с целью выделения опорных горизонтов и определения глубины их залегания в сопоставляемых скважинах была выполнена *межскважинная корреляция*. Корреляция проводилась, при сопоставлении каротажных диаграмм, по которым предварительно был выделен репер – участок каротажных кривых, прослеживающийся на диаграммах в большинстве скважин. Для исследуемой территории по диаграммам стандартного каротажа (потенциал-зонд, градиент-зонд большой длины и кривой ПС), а также по аномально высоким значениям кривых гамма каротажа отчетливо выделяется баженовская свита.

При построении корреляционных схем выбрано равное расстояние между диаграммами, а подошва баженовской свиты (репера) располагается на одной горизонтальной линии.

Межскважинная корреляция производилась через все скважины, по двум разрезам А1–А2 (скважины С–4–С–3–С–5–С–9–С–1–С–8 рисунок 2.2) и Б1–Б2 (скважины С–2–С–1).

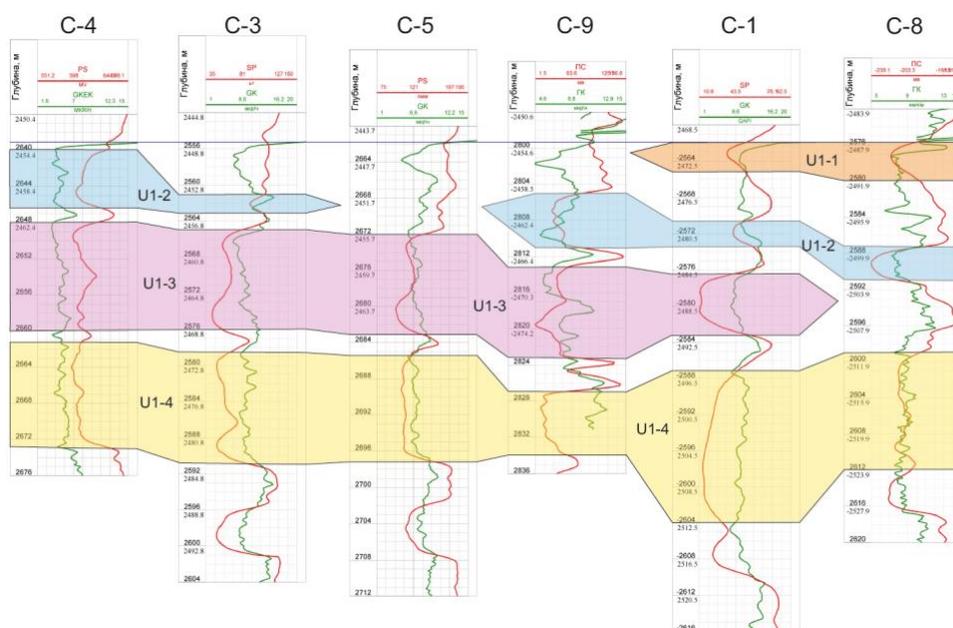


Рисунок 2.2 – Межскважинная корреляция

3. Петрофизическая характеристика разреза

Для оценки петрофизических свойств пластов коллекторов, а также изучения геологического разреза скважины и строения месторождения, при подсчете запасов и контроле за разработкой месторождения были использованы данные ГИС (геофизические исследования скважин). В практике каротажа для различных скважинных условий и различных нефтегазоносных провинций установились определенные комплексы геофизических исследований скважин (ГИС). Каротажные кривые позволили решить следующие задачи:

1. Литологическое расчленение разреза скважины;
2. Комплексная оценка петрофизических параметров для скважины;
 - a. определение глинистости;
 - b. определение пористости;
 - c. определение проницаемости;
 - d. определение насыщенности;
 - e. критерии отсечения для пород коллекторов;
3. Корреляция разрезов скважин;
4. Выделение пластов полезного ископаемого и оценка его содержания;
5. Получения параметров, необходимых для подсчета запасов месторождения.

Оценку продуктивности пласта-коллектора можно осуществить по величине его удельного электрического сопротивления. Поэтому основные методы, применяемые для оценки продуктивности коллекторов – это БКЗ, ИК (ВИКИЗ) и БК.

Построение литологического разреза скважины включает две операции:

- Определение границ и толщин отдельных пластов и
- Оценка литологической характеристики выделенных пластов.

Литологическая характеристика оценивается по сумме признаков, выделенных на диаграммах различных методов. ***Необходимо учитывать, что геофизические методы дают физические признаки, часто являющиеся общими для разных пород. Поэтому литологическую характеристику, построенную по физическим признакам, необходимо уточнить по данным петрофизических исследований керна.***

3.2 Определение коэффициента глинистости коллектора

При определении коллекторских свойств необходимо учитывать влияние глинистых компонентов. Можно выделить три характеристики глинистого материала, наиболее сильно изменяющих фильтрационно-емкостные свойства пород

- минеральный состав глинистой фракции;
- структура распределения глинистых минералов в породе;
- количественное содержание глинистых компонентов.

Распределение глины в продуктивном пласте сильно влияет на пористость. Наиболее благоприятное распределение структурное, обусловленное замещением минералов скелета глинистыми разностями, самое нежелательное для коллектора – дисперсная (рассеянная) глинистость, локализующаяся в поровом пространстве. Данные о количестве глинистого материала в породе могут быть представлены в виде массовой, объемной или относительной глинистости. Для определения глинистости пород использовались методы полей самопроизвольной поляризации (ПС) и естественной гамма активности (ГК)

Присутствие в гле связанной воды обуславливает отличие пористости глинистых пород, полученной нейтронными методами, от их общей пористости. С ростом содержания глинистых минералов в породе уменьшаются ее эффективная пористость, проницаемость и способность быть коллектором. Таким образом, содержание в породе глины является одним из факторов, определяющих способность породы быть промышленным коллектором.

Метод собственных потенциалов - метод ПС.

Метод ПС. Потенциалы самопроизвольной поляризации (СП) обусловлены естественными электрическими полями, возникающими в результате электрохимических процессов, протекающих на границах между скважиной и породами, а также на границе между пластами различной литологии. К таким электрохимическим процессам можно отнести процессы диффузии, адсорбции, фильтрации, окисления и восстановления.

По диаграммам ПС определяют относительную глинистость Vsh для пород с рассеянной глинистостью, используя зависимость:

$$Vsh = \frac{Usp - Uspmin}{Uspmax - Uspmin},$$

где Usp – показания против исследуемого пласта; $Uspmax$ – показания каротажа на линии глин; $Uspmin$ – показания каротажа на линии песков (рисунок 3.1).

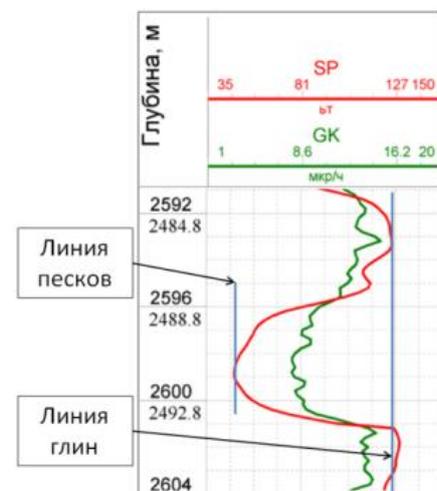


Рисунок 3.1 Снятие показаний по методу ПС для определения глинистости

Полученное распределение глинистости строго соответствует выделенным пластам.

Метод естественной радиоактивности - гамма-каротаж.

По данным ГК в породах, как с рассеянной, так и со слоистой глинистостью, объемную глинистость V_{sh} была определена по формуле:

$$I_{GR} = \frac{GR - GR_{clean}}{GR_{sh} - GR_{clean}},$$

Где по аналогии с методом ПС GR – показания против исследуемого пласта; GR_{sh} – показания каротажа на линии глин; GR_{clean} – показания каротажа на линии песков.

Для более точного определения глинистости возможно введение поправок, которые выражаются в следующих зависимостях от I_{GR} :

- Линейная зависимость $V_{sh} = I_{GR} * 0.8$
- Модель Ларионова: $V_{sh} = 0.083(2^{3,7 \times I_{GR}} - 1)$
- Модель Клавьера: $V_{sh} = 1.7 - \sqrt{3.38 - (I_{GR} + 0.7)^2}$
- Модель Штайбера: $V_{sh} = \frac{0.5 \times I_{GR}}{(1.5 - I_{GR})}$.

Тем не менее, опыт показывает, что формула В.В. Ларионова наиболее точно описывает связи для песчано-глинистых разрезов Западной Сибири.

3.3 Определение коэффициента пористости коллектора

Комплексируя методы ПС и ГК с одним из методов пористости (ННК-Т, ГК или АК), можно одновременно определять общую пористость породы.

Коэффициент пористости по пластам–коллекторам в данном случае определяется исходя из данных нейтронного каротажа. В таком случае возможно выполнить сопоставление данных по керну с полученными результатами.

Показания нейтронных методов зависят от содержания водорода (водородосодержания W) в породе. Водородосодержание или эквивалентная влажность чистых пород, насыщенных нефтью или нефтью с водой и не содержащих связанной воды, равно общей пористости пласта. Поэтому по данным нейтронного каротажа определяется общая пористость чистого коллектора. Глинистые коллектора содержат связанную воду, объем которой прямо пропорционален коэффициенту глинистости коллектора. Поэтому в показания нейтронного каротажа против глинистых коллекторов вводится поправка за глинистость по формуле:

$$POR_{eff} = POR_{neutron} - V_{sh} * POR_{neutron\ sh}$$

где $POR_{neutron}$ –показания общей пористости по нейтронному каротажу, V_{sh} – глинистость и $POR_{neutron sh}$ – показание нейтронного кривой нейтронного каротажа в чистых глинах.

Первостепенно показания нейтронного каротажа переводятся из значений условных единиц в процентный эквивалент (рисунок 3.2). Минимальные показания отсчитывается против размытых глин. В этом случае показания нейтронного каротажа минимальны –1,12 у.е для скважины С–3, а водородосодержание считают равным 35–40%.

Максимальные показания нейтронного каротажа – 1,93 у.е. наблюдаются в плотных пластах, водородосодержание которых принимается равным 3-5%

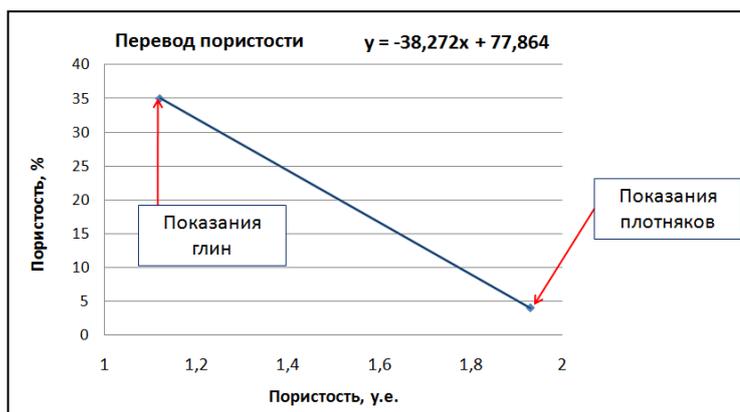


Рисунок 3.2 Перевод пористости из условных единиц в проценты

Таким образом, петрофизические данные керна в скважинах С–2 и С–3 сравниваются с пористостью, рассчитанной по каротажным данным, с учетом поправки за глинистость (рисунок 3.3).

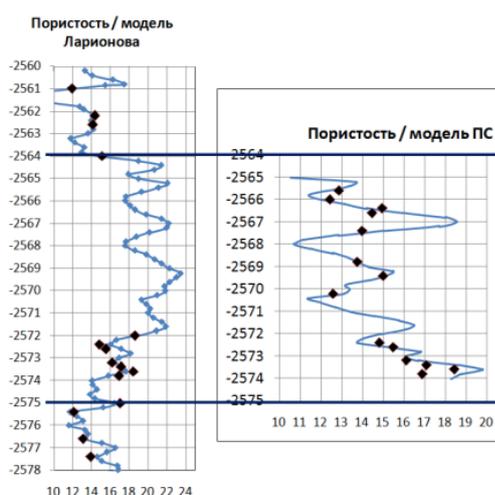


Рисунок 3.3 Сочетание моделей глинистости при определении пористости

Анализ диаграммы эффективной пористости показывает, что наибольшей схожимостью из рассчитанных моделей обладает модель Ларионова. Следует отметить

плохую сходимость пористости на глубинах 2565-2569 – верхняя часть пласта Ю₁³ для моделей, рассчитанных по кривой гамма каротажа. Стоит отметить, что данный промежуток имеет лучшую корреляцию при расчете глинистости по методу ПС.

Комплексный анализ каротажей на данных глубинах в соседних скважинах: С–4 и С–5 позволяет выделить общий тренд образования пласта Ю₁³. По каротажным характеристикам пласт Ю₁³ можно разделить на 2 части, характеризующиеся разной формой кривой ПС. Нижняя часть по ГИС представлена песчаными отложениями с уменьшением зернистости вверх. Верхняя часть пласта представлена отложениями с увеличивающейся вверх по разрезу зернистостью (рисунок 3.4), что свидетельствует о трансгрессии.

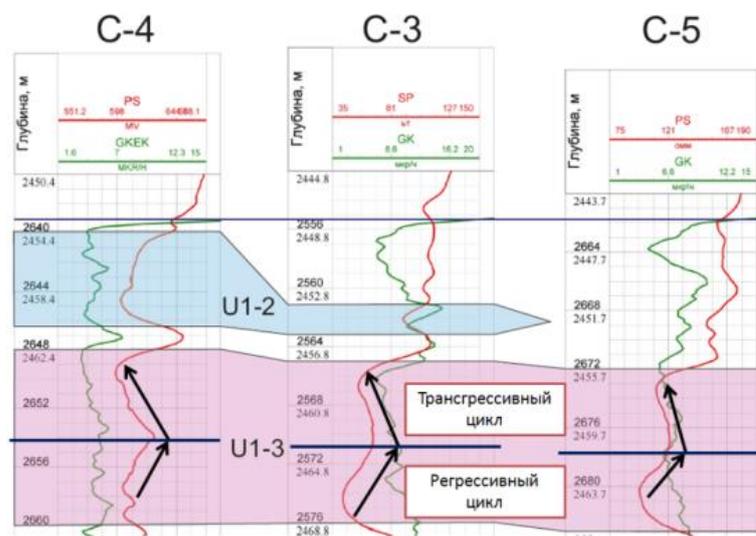


Рисунок 3.4 Тренды регрессионного и трансгрессивного циклов пласта Ю₁³

Учитывая, что постдиагенетическое преобразование песчаников подугольной толщи приводит к изменению коллекторских свойств породы в локальных участках. Таким образом, для трансгрессивного цикла пласта Ю₁³ расчет ведется по модели глинистости ПС, которая наиболее полно отражает реальную картину. Корреляционные зависимости представлены на рисунках 3.5.



Рисунок 3.5 Корреляция пористости по модели глинистости

3.4 Определение коэффициента насыщенности коллектора

Породы, сложенные мелкоалевритовой фракцией с размерами зерен от 0.01 до 0.05 мм, практически непроницаемы и по своим коллекторским свойствам близки к глинам. Присутствуя в терригенных породах как более тонкий материал, мелкоалевритовая фракция заполняет поровое пространство между песчаными зернами, существенно уменьшает сечение поровых каналов и ухудшает фильтрационные свойства породы. Показания геофизических методов зависят от фракционного состава зерен. Алевритовые породы характеризуются более высокими значениями коэффициента цементации m в формуле Арчи-Дахнова и повышенной гамма-активностью по сравнению с чистыми породами.

Для расчета насыщенности воспользуемся моделью Арчи-Дахнова, и другими моделями:

$$1) S_w = \sqrt[n]{\frac{aR_w}{\varphi^m R_t}} - \text{Арчи-Дахнов}$$

$$2) S_w = \sqrt[n]{\frac{a}{\varphi^m} \cdot \left(\frac{1}{R_t} - \frac{V_{sh}}{R_{sh}}\right) \cdot \left(\frac{R_w}{1-V_{sh}}\right)} - \text{Poupon model}$$

$$3) S_w = \frac{aR_w}{2\varphi^m} \left(\left(-\frac{V_{sh}}{R_{sh}}\right) + \sqrt{\left(\frac{V_{sh}}{R_{sh}}\right)^2 + \frac{4\varphi^m}{a \cdot R_t \cdot R_w}} \right) - \text{Simandoux model (рисунок 3.6)}$$

$$4) S_w = n/2 \sqrt{\frac{1}{\left(\frac{\frac{m}{\varphi^2}}{\sqrt{a \cdot R_w}}\right) + \left(\frac{V_{sh} \left(1 - \frac{V_{sh}}{2}\right)}{\sqrt{R_{sh}}}\right)} \cdot \sqrt{R_t}} - \text{Indonesian model}$$

Для определения насыщения, изначально требуется определить параметры породы, такие как a - m - n -, а также показатель R_w – сопротивление пластовой воды.

Применяя параметр пористости, RI , а также состав пластовых вод – получаем значения $a=3,18$, $m=1,12$, $n=1,91$ и $R_w=0.068$ Ом·м (рисунок 3.7).

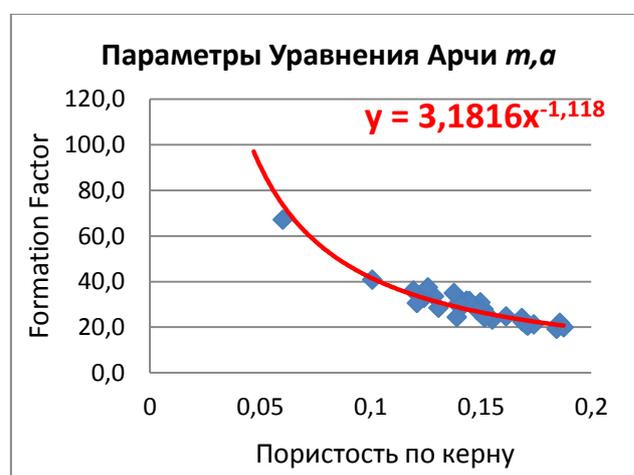
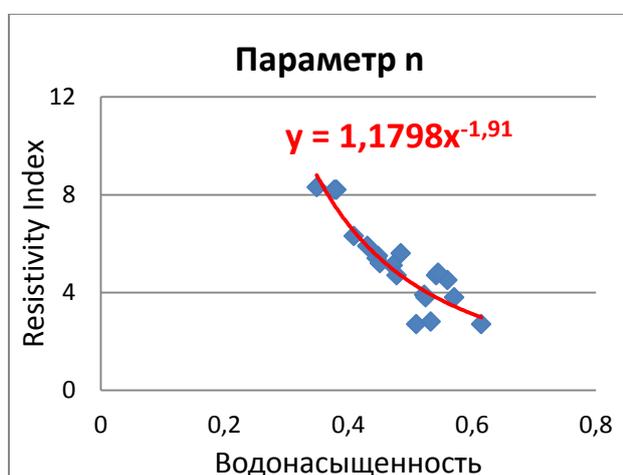


Рисунок 3.7 – Определение параметров уравнения Арчи.

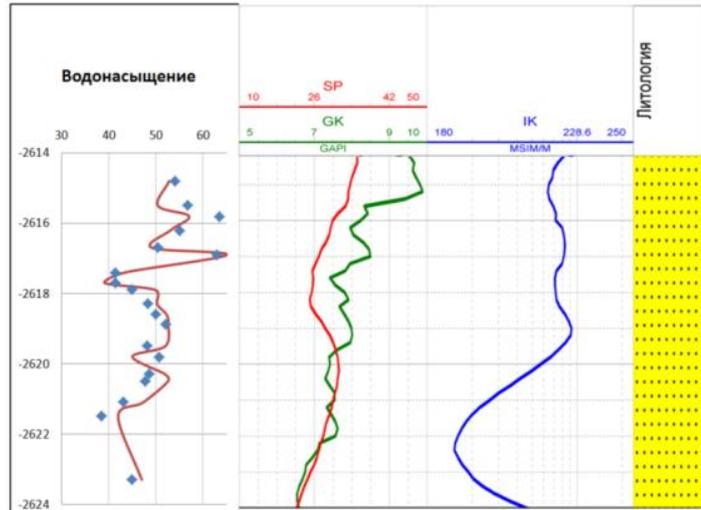


Рисунок 3.6 Рассчитанная водонасыщенность по модели Simandoux

3.5 Определение коэффициента проницаемости коллектора

Извилистость и удельную поверхность фильтрующих каналов определить довольно сложно, поэтому, при изучении проницаемости Западно-Ключевского месторождения были определена *корреляционная связь между эффективной пористостью коллектора и его проницаемостью* (рисунок 3.7). Для оценки коэффициента проницаемости коллекторов также используются модели Тимура, Тиксиера, Коатеса-Диманура и Коатеса, которые показали меньшую степень корреляции, за счет влияния глинистости.

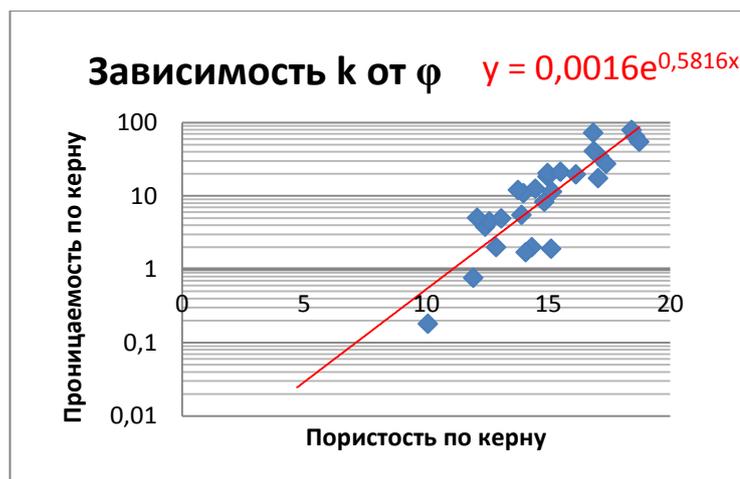


Рисунок 3.7 Зависимость проницаемости от пористости по керновым данным

Результат применения корреляционной связи для расчета проницаемости отражается в высоком показателе сходимости $R^2=0,76$ (рисунок 3.8).

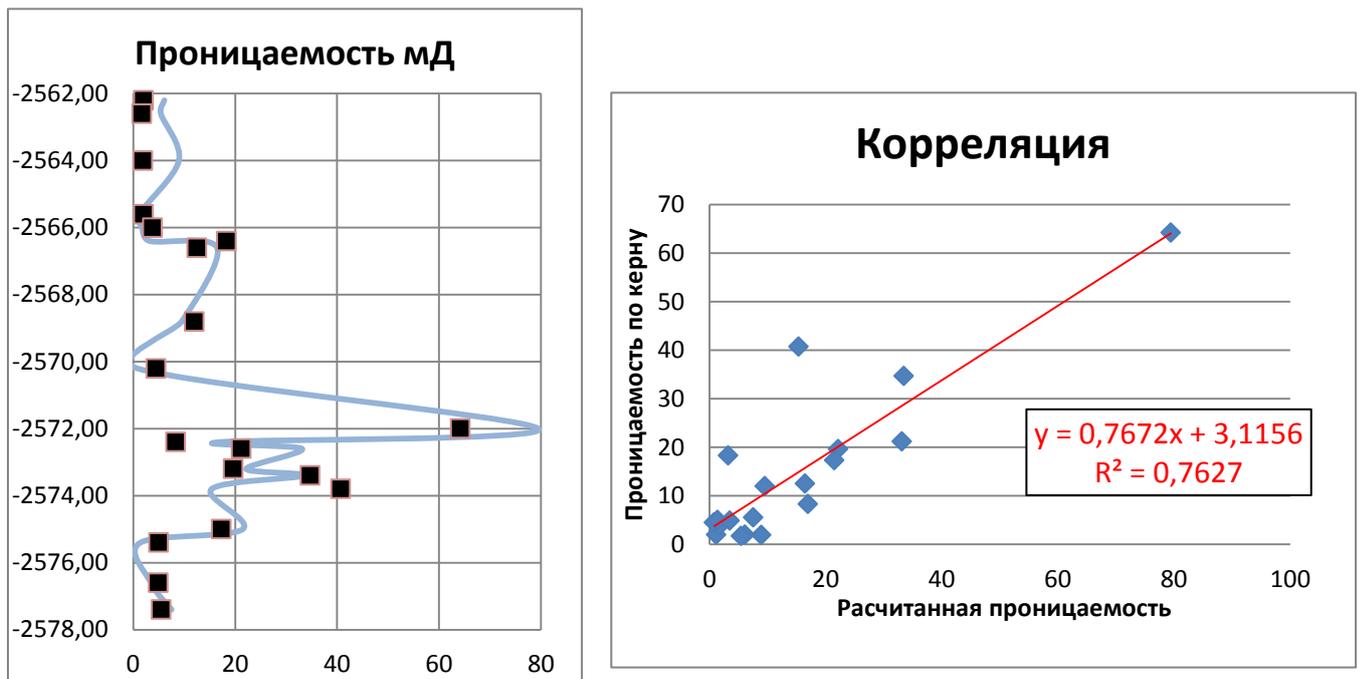


Рисунок 3.8 Корреляция проницаемости

3.6 Определение параметров отсечения коллектора

Критерии отсечения необходимы для оперативного выделения нефтенасыщенных толщин, способных к фильтрации флюида при перепаде давлений. Основными критериями являются: глинистость, водонасыщение, проницаемость и пористость.

Граничные показатели для водонасыщения $S_{w_{cr}}$ рассчитываются при значении кривой фракционального потока $-f$, равному $f=0.98$ (рисунок 3.9):

$$f = \frac{1}{1 + \frac{k_{ro}}{\mu_o} / \frac{k_{rw}}{\mu_w}}$$

где k_{ro} – относительная фазовая проницаемость по нефти k_{rw} – относительная фазовая проницаемость по воде; μ_o – вязкость нефти.

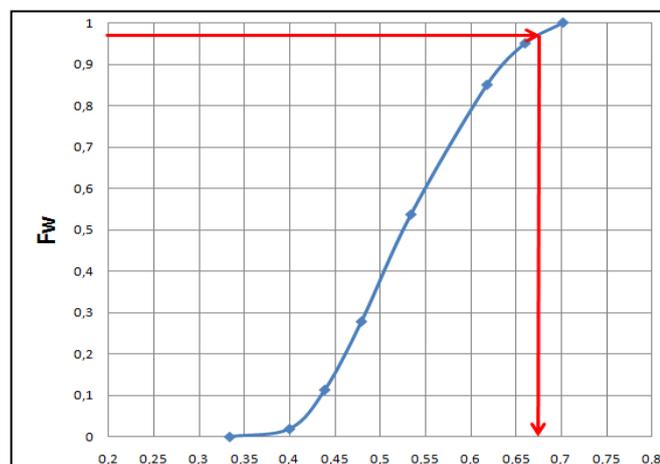


Рисунок 3.9 Определение граничного условия по фракционному потоку

Как видно из графика – граничное условие по водонасыщению равно 67%.
 Определение граничных условия для проницаемости и пористости ведется по формулам

$$POR_{дин} = POR - (1 - S_{wc} - S_{or}), \text{ где:}$$

$POR_{дин}$ – динамическая пористость, S_{wc} – значение остаточной водонасыщенности; S_{or} – значение остаточной нефтенасыщенности;

Для значения динамической пористости меньшей 1% граничные значения проницаемости равны $k = 1.4$ мД (рисунок 3.10)

$$k_{cr} = 0.019 * e^{0.4404 * x}, \text{ таким образом: граничные условия для пористости} = 10\%.$$

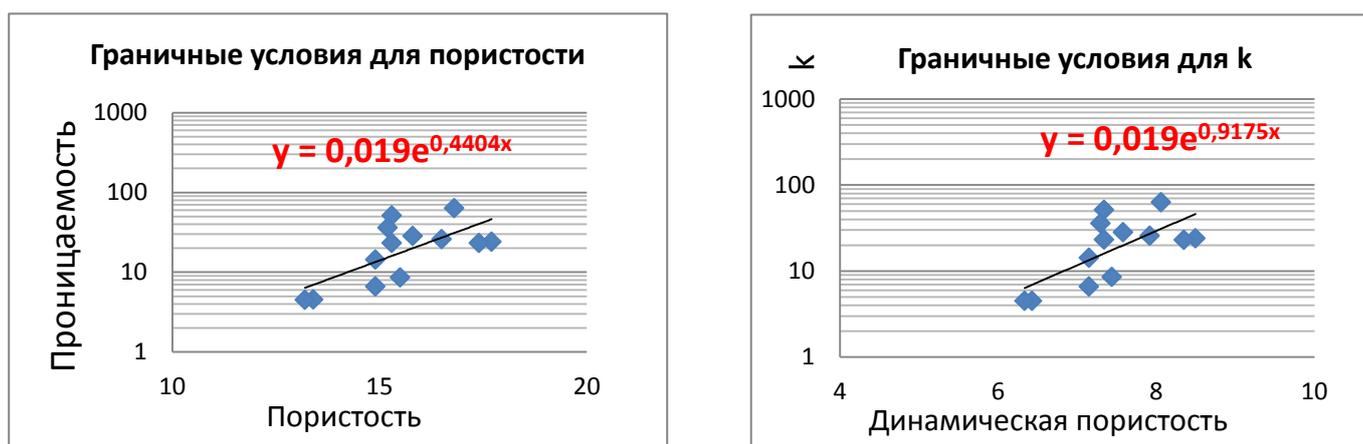


Рисунок 3.10 Граничные условия для пористости и проницаемости

Граничные показатели для глинистости определяются по гамма каротажу, путем создания гистограмм частоты фаций коллектора и неколлектора. Граничное условие определяется в диапазоне 33–38% глинистости. Результаты расчетов по двум объектам разработки отображены в таблице 3.3:

Осредненные петрофизические показатели				
Объект разработки	φ, %	Sw	Проницаемость, мД	Неff, м
Ю ₁ ¹	15	0,45	2,3	1,8
Ю ₁ ²⁻³	14,95	0,48	13,5	10,7
Граничные значения для коллекторов				Глинистость
Ю ₁ ¹	0,8	0,65	1,4	0,36
Ю ₁ ²⁻³	0,1	0,6	1,4	

4. Седиментологическая модель и обстановка осадконакопления

Для повышения качества идентификации фаций, их определение производилось по совокупному анализу каротажных данных и керна. При изучении керна были

выделены и проанализированы седиментационные структуры, которые отражают физические условия во время формирования тела осадконакопления. При определении обстановки осадконакопления значимую роль в составе породы также играли минеральные ассоциации, размеры зерна и их ассоциации, следы животных и/или растительных организмов. Учитывая, незначительное содержание в керне ископаемых упор делается на физические и химические характеристики породы.

Таким образом, для определения площадного распространения коллектора был выполнен литолого-фациальный анализ. Учитывая региональные геологические данные, можно сделать вывод о вскрытии скважинами С-1 и С-2 С-8 периферийной части бара, формировавшегося в обстановке мелководного трансгрессивного моря. Косвенным свидетельством этого является воронковидная форма кривой ПС в скважине С-2 (рисунок 4.1) и морской генезис песчаников.

Основные признаки, по которым был сделан вывод касательно обстановки осадконакопления следующие:

1. Относительно высокая сортировка зерен. В составе преимущественно мелкозернистые глауконитовые или кварцевые песчаники;
2. Тренд укрупнения зернистости к кровле пласта (воронковидная форма ПС и ГК);
3. Наличие косослоистых текстур
4. Карбонатизация песчаников, которые имеют генетическую связь с аккреционными поверхностями;
5. Высокая степень биотурбации шельфовых илов.
6. Совместное нахождение остатков морской фауны богатых и обедненных по видовому составу, с четкой приуроченностью к разным зонам.
7. Пески, накопленные со стороны лагуны, содержат: следы корней, остатки растений, обедненную фауну.

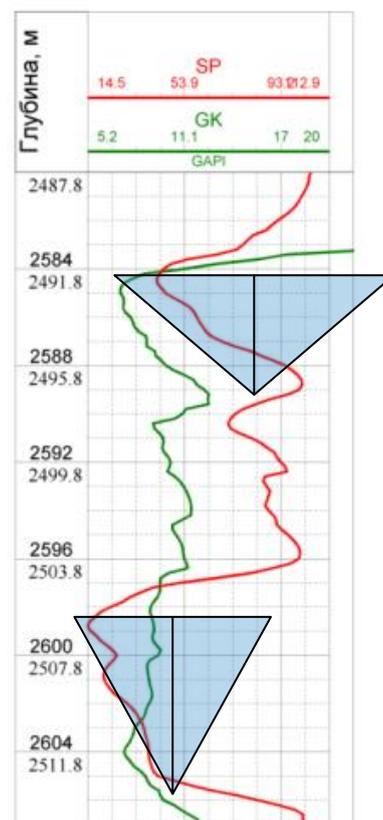


Рисунок 4.1 Воронковидная кривая ПС

Предполагается северо-восточное простираие древней береговой линии и, следовательно, аналогичная ориентировка барового тела (рисунок 4.2). Скважинами С-3, С-4 и С-5 вскрыты песчано-глинистые отложения предбаровой зоны, которые в процессе диагенеза претерпели значительную карбонатизацию.

По каротажным характеристикам пласт Ю₁³ почти повсеместно можно разделить на 2 части, характеризующиеся разной формой кривой ПС. Нижняя часть по ГИС представлена песчаными отложениями с уменьшением зернистости вверх. Верхняя часть пласта представлена отложениями с увеличивающейся вверх по разрезу зернистостью. Они относятся к отложениям регрессивных баров и, следовательно, максимальная корреляция коллекторских свойств будет наблюдаться в направлении древней береговой линии на северо-восток.

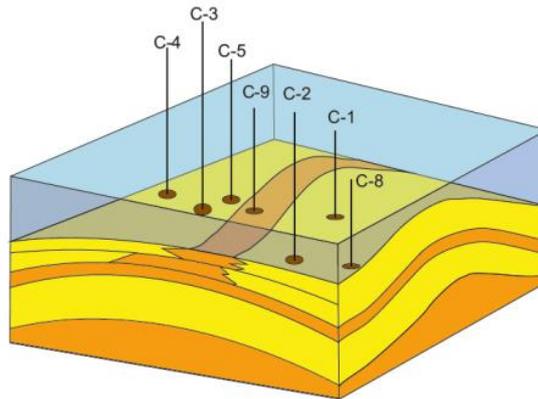


Рисунок 4.2 Площадное распределение скважин относительно барового тела

Проведённый фациальный анализ позволит использовать выделенные седиментационные тренды осадконакопления пластов Ю₁² и Ю₁³ при формировании стохастической модели коллектора.

Относительно латерального распространения пласта стоит отметить то, что пласт Ю₁³ очень хорошо выделяется по ГИС во всех скважинах и хорошо выдержан как по площади, так и по разрезу. Общая толщина пласта увеличивается к западу от 6,3 м до порядка 12 м в скважине С-1.

Рассматривая отдельно нижнюю и верхнюю части пласта, можно отметить, что в западном направлении происходит незначительное уменьшение толщины верхней части, и увеличение мощности нижней части (то есть, непосредственно баровых отложений).

Заключение:

Анализ продуктивной части разреза – пласты Ю₁², Ю₁³ состоял из детальной корреляции продуктивных пластов, которая способствовали уточнению стратиграфических границ пластов по данным интерпретации материалов ГИС, а также были использованы при построении литологической модели месторождения.

С учётом полученных критериев по пределу коллектора и установленной на основании исследований кернового материала зависимости пористости, проницаемости и нефтенасыщенности была получена фильтрационно-емкостная характеристика существующих скважин.

Значение водонасыщенности было определено с использованием уравнения зависимости насыщенности от функции Леверетта на основе модели пористости и проницаемости и с учетом установленного граничного значения коллектора по пористости и рассчитанного уровня «зеркала свободной воды».

Таким образом, результаты, полученные в ходе работы, позволили определить внутреннее строение резервуара и провести фациальное районирование. Как показал анализ вновь полученных данных, залежь нефти Западно-Ключевского месторождения на 95% является водоплавающей. Учитывая данную особенность характер нефтяной залежи, проведение операции гидравлического разрыва пласта в эксплуатационных скважинах, следует считать не целесообразным из-за их возможного обводнения.

Предложено пробурить две разведочные скважины в контуре залежи пласта Ю₁²⁻³, по результатам 3Д сейсморазведки и одну скважину на юго-восточной периклинали поднятия для доразведки залежи нефти по пласту Ю₁¹.

Результаты интерпретации геофизических данных, гидродинамических исследований, а также исследования керна по скважинам С-1 и С-3, являются хорошей базой для построения трехмерной геолого-технологической модели западно -Ключевского месторождения на прогнозный период (до последующего доизучения). В последствие, результаты также могут быть использованы для выявления участков, содержащих невыработанные запасы, и планирования ГТМ.