

Министерство образования и науки Российской Федерации
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«САРАТОВСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
ИМЕНИ Н.Г.ЧЕРНЫШЕВСКОГО»

Кафедра геофизики

**«Выделение продуктивных пластов коллекторов и определение их
петрофизических характеристик методами геофизических исследований
скважин (на примере Ж месторождения)»**

АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ

Студента 4 курса 403 группы
направление 05.03.01 геология
геологического ф-та
Джумагалиева Аскера Алимжановича

Научный руководитель

К. г.-м.н., доцент

подпись, дата

Ю.Г. Шигаев

Зав. кафедрой

К. г.- м.н., доцент

подпись, дата

Е.Н. Волкова

Саратов 2017

Введение. Актуальность работы. При решении задачи выделения пластов-коллекторов важное место занимают методы геофизических исследований скважин (ГИС), по данным которых осуществляется выделение флюидосодержащих пород в геологическом разрезе, а также определяются характеристики их коллекторских свойств.

Выделение продуктивных пластов коллекторов методами ГИС рассмотрены на примере месторождения Ж. Наиболее нефтеносными геологическими горизонтами которого являются пласты АС10/2-1, ЮС2/1, на которые в работе обращается особое внимание.

Нефтяное месторождение Ж находится в 308 км к северо-западу от города Сургута на территории Сургутского районов Ханты-Мансийского автономного округа–Югры Тюменской области. Изучаемая территория расположена в пределах двух лицензионных участков: Жумажановского и Чанатойского, недропользователем которых является ОАО «Сургутнефтегаз» (628415, Российская Федерация, Тюменская область, Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, г.Сургут). На изучаемой территории были проведены сейсморазведочные работы 2Д (плотность сети наблюдений составляет 1.7 пог.км/км²), пробурены 12 поисковых, 16 разведочных скважин и 291 эксплуатационная скважины.

Целью данной работы является выделение пластов коллекторов по данным ГИС на месторождении Ж и определение их фильтрационно-емкостных характеристик по данным ГИС на территории исследований.

В соответствии с поставленной целью решались следующие основные **задачи**.

1. Привести краткую геолого-геофизическую характеристику района работ на основе имеющихся фондовых материалов.

2. Проанализировать имеющуюся в учебно-методической, научной литературе и сети интернет информацию о методах ГИС, входящих в комплекс промыслово-геофизических исследований на изучаемой территории.

3. Привести результаты работ, полученные на исследуемой площади и включающие материалы электрического и радиоактивного каротажа.

4. Проинтерпретировать полученные данные и определить основные петрофизические характеристики выделенных в разрезе пластов коллекторов.

В основу исследований положены материалы, полученные в период прохождения производственной практики в организации ОАО «Сургутнефтегаз», НГДУ «Нижнесортымскнефть» цех научно-исследовательских и производственных работ. Полученные материалы включают заключение по оперативной интерпретации данных ГИС по скважинам № 1, 2, 3, каротажные данные по методам высокочастотного индукционного каротажного изопараметрического зондирования (ВИКИЗ), потенциалов собственной поляризации (ПС), бокового каротажа (БК), индукционного каротажа (ИК), литолого-плотностного гамма-гамма каротажа (ГГК-ЛП), электромагнитной локации муфт (ЛМ), гамма каротажа (ГК), нейтрон-нейтронного каротажа по тепловым нейтронам (ННК-Т) и сводный литолого-стратиграфический разрез.

Работа включает введение, 3 раздела, включающих 14 параграфов, заключения, списка используемых источников, 7 приложений, 14 рисунков и таблиц. Общий объем работы составляет 52 страницы.

Автор благодарен сотрудникам ОАО «Сургутнефтегаз» НГДУ «Нижнесортымскнефть», оказавшим неоценимую помощь в сборе необходимых материалов для написания работы.

Основное содержание работы. В 1 разделе работы «Краткая геолого-геофизическая характеристика изучаемой территории» даются сведения о геологическом разрезе месторождения Ж (подраздел 1.1), который представлен юрскими, меловыми, палеогеновыми и четвертичными осадочными отложениями, залегающими со стратиграфическим несогласием на породах доюрского фундамента. Отмечается, что в тектоническом отношении месторождение Ж расположено на северо-востоке Фроловской мегавпадины в пределах зоны сочленения северных окончаний Туманного

вала и Северо-Камынской седловины с Вынглорской котловиной (подраздел 1.2). В структурном плане месторождение приурочено к Мувенлорской и Западно-Чанатойской структурам III порядка [Кушнир, 2015].

Указывается (подраздел 1.3), что промышленная нефтеносность месторождения установлена в нижнемеловых отложениях черкашинской свиты готерив-барремского возраста K1g (пласты AC10/2, AC10/2-1, AC10/2-2), юрских отложениях баженовской свиты волжского возраста J3-K1bg (пласт ЮС0К2 (баженовские продуктивные отложения)) и тюменской свиты батского возраста J2tm (пласт ЮС2/1).

Этаж нефтеносности охватывает комплекс осадочных пород от среднеюрского до нижнемелового возраста мощностью до 1200 м. Нефтеносность месторождения Ж выявлена в нижнемеловых отложениях черкашинской свиты готерив-барремского возраста K1g (пласты AC10/2, AC10/2-1, AC10/2-2), юрских отложениях баженовской свиты волжского возраста J3-K1bg (пласт ЮС0К2 (баженовские продуктивные отложения)) и тюменской свиты батского возраста J2tm (пласт ЮС2/1 (продуктивные отложения тюменской свиты)).

Таким образом, месторождение Ж является многопластовым с этажом нефтеносности, охватывающим значительные по толщине отложения осадочного чехла от среднего отдела юрской системы до барремского яруса меловой системы [Кушнир, 2015].

Раздел 2 посвящен изучению электрических и радиационных методов ГИС, применяемых на месторождении.

Методы электрического каротажа использовались во всех эксплуатационных скважинах в интервале детальных исследований проектных пластов. Так в скважинах №1, №2, №3, в интервалах глубин 2730 – 3550 м, 2536 – 2876 м, 2600 – 2928 м соответственно для каждой скважины, исследования были проведены следующими электрическими методами: боковой каротаж (БК); индукционный каротаж (ИК); метод потенциалов собственной поляризации (ПС); метод высокочастотного индукционно

каротажного изопараметрического зондирования (ВИКИЗ); метод электромагнитной локации муфт (ЛМ). Из радиационных методов, были выполнены замеры естественной гамма-активности (гамма-каротаж – ГК), метод литолого-плотностного гамма-гамма каротажа (ГГК-ЛП), метод нейтрон-нейтронного каротажа по тепловым нейтронам (ННК-Т). Перечисленные методы проводились в тех же глубинах, что и электрические.

В разделе описываются аппаратура и оборудование, применяемое на месторождении (подраздел 2.1), для регистрации геофизических данных использовалась система "Кедр-02", а в качестве скважинного прибора – прибор комплексный электрического каротажа К1А-723-М.

Система регистрации данных "Кедр-02" (подраздел 2.1.1), малогабаритные системы регистрации данных, предназначенные для проведения комплексных геофизических исследований в процессе разведки, бурения, освоения и эксплуатации скважин. Лаборатории семейства обеспечивают прием и обработку информационных сигналов от скважинной аппаратуры без использования наземных панелей. Лаборатории комплектуются датчиками глубины импульсными «Кедр ДГИ-1», датчиками магнитных меток глубины «Кедр-ДММГ» и выносными блоками индикации глубины БГ» [Дахнов, 1975].

Прибор комплексный электрического каротажа К1А-723-М (подраздел 2.1.2), предназначен для измерения кажущегося удельного электрического сопротивления горных пород (в дальнейшем- КС) зондами бокового каротажного зондирования (дальнейшем БКЗ) и трёхэлектродного бокового каротажа (в дальнейшем БК), потенциала самопроизвольной поляризации (в дальнейшем ПС), удельного электрического сопротивления промывочной жидкости (в дальнейшем- Рс), кажущейся электрической проводимости горных пород (в дальнейшем- УЭП) зондом индукционного каротажа (в дальнейшем- ИК) [Ерофеев, 2006].

В **3 разделе** приводятся результаты выполненных исследований. Комплекс ГИС, который был проведён в скважинах № 1, 2, 3, позволил

осуществить литологическое расчленение разреза, выделить коллектора и определить характер их насыщения. В результате, в исследуемых скважинах был выделен следующий литологический состав: глины, плотные прослои, песчаники, угли, а также - коллектора насыщенные минерализованной водой, нефтью.

По высоким значениям кажущегося удельного электрического сопротивления 8-40 Ом·м (кривые БК, ИК, ВИКИЗ), низким показаниям естественной гамма-активности от 1,8 до 9 мкР/час, а также по отклонениям от линии глин на кривой ПС, были выделены плотные пласты.

Угли определяются по высоким значениям удельного электрического сопротивления 18-40 Ом·м (кривые БК, ИК, ВИКИЗ), низким показаниям естественной гамма-активности 4-10 мкР/час и по каналу большого зонда НКТ 1-2,6 у.е.

На примере скважины №3 на интервале глубин 2876-2896 м, представлено на рисунок 1, сравним данные ГИС в водонасыщенных и нефтенасыщенных коллекторах. Для коллекторов водонасыщенных характерны значения кажущегося сопротивления 8-15 Ом·м и значения кажущейся проводимости 90-140 мСм/м, а для нефтенасыщенных коллекторов характерны значения кажущегося сопротивления 15-30 Ом·м и кажущейся проводимости 25-100 мСм/м. Аналогичные данные получены в скважинах № 1, 2, смотрите рисунок 2-3.

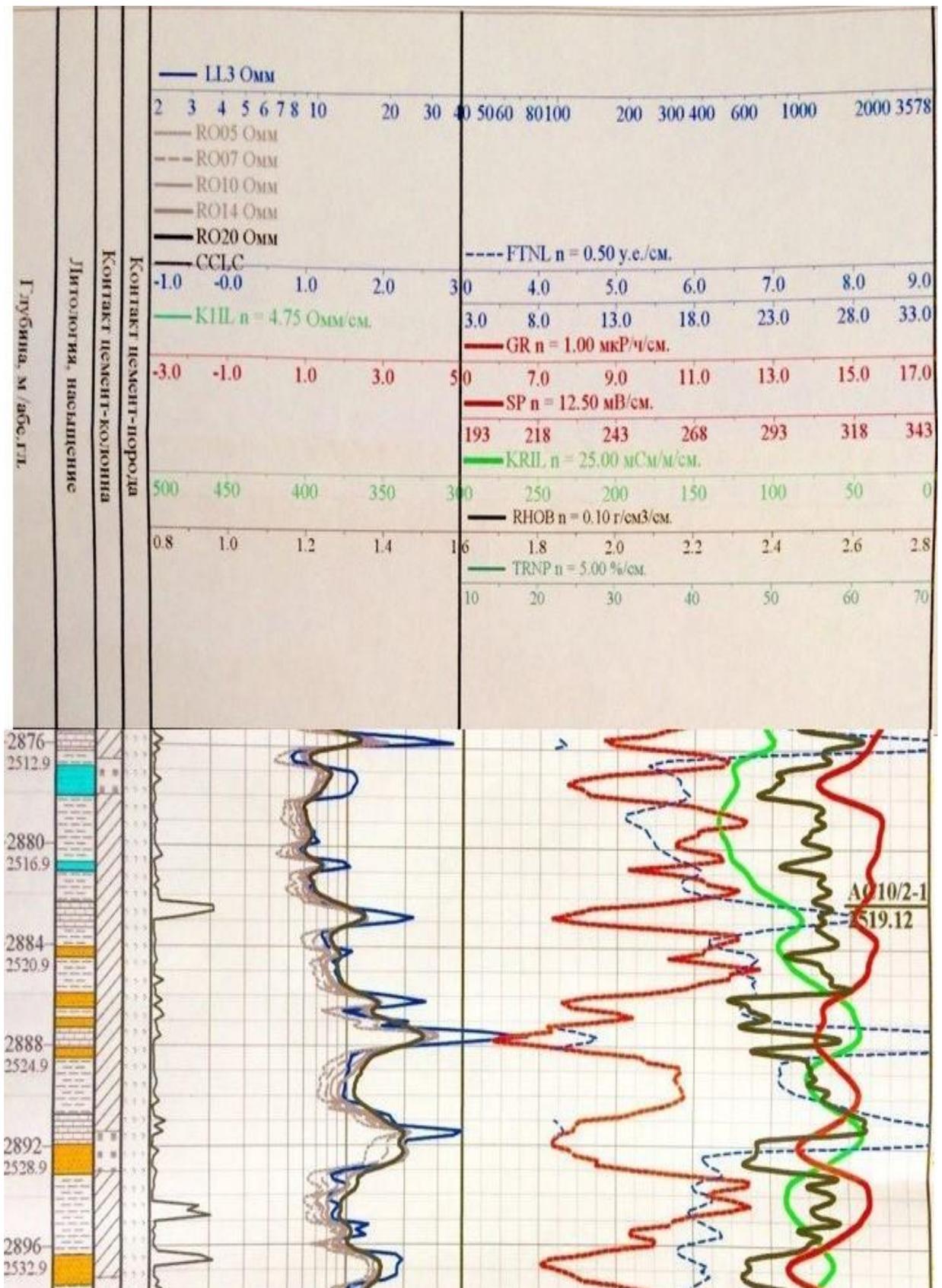


Рисунок 1- результаты интерпретации данных ГИС скважины №3

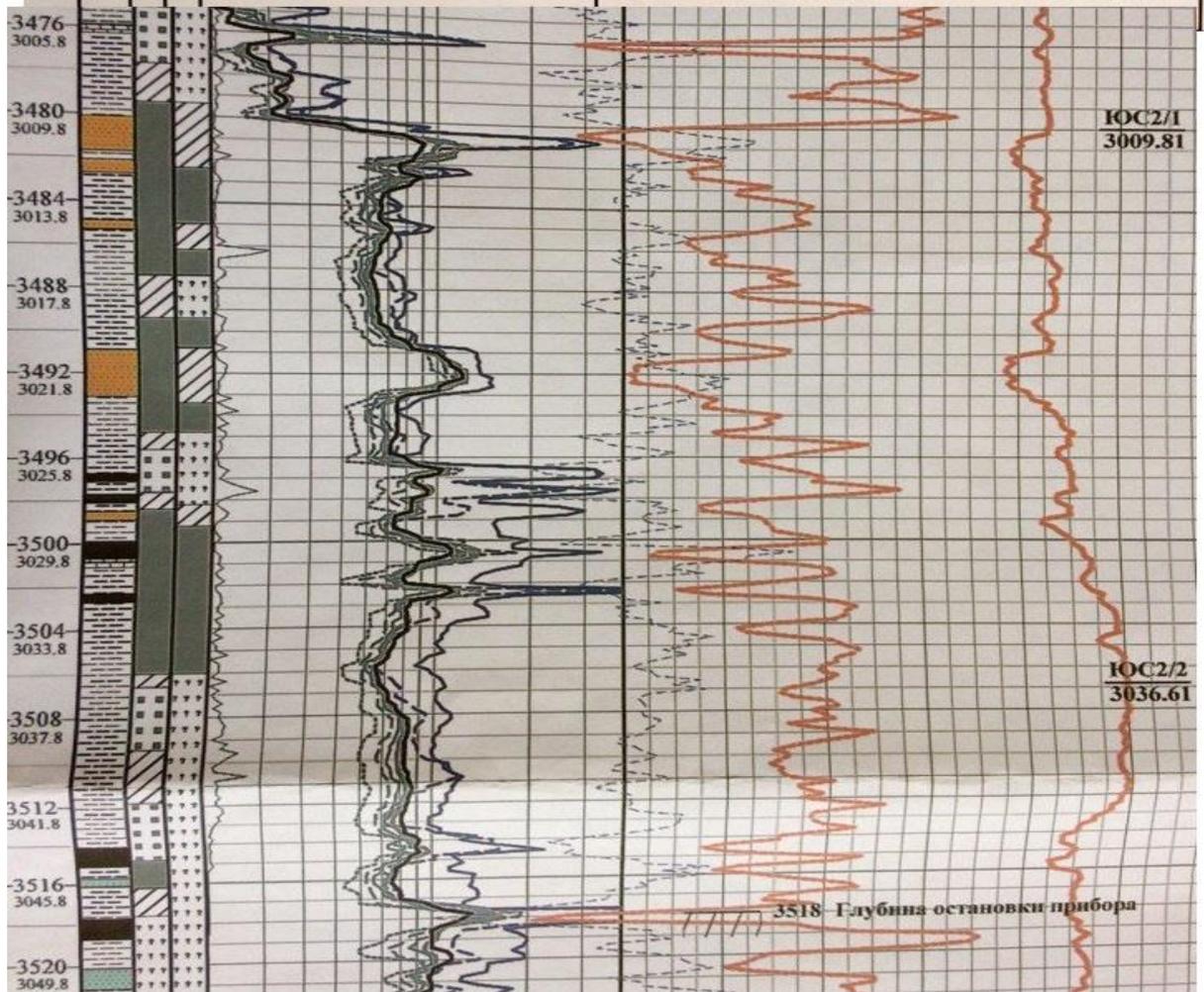
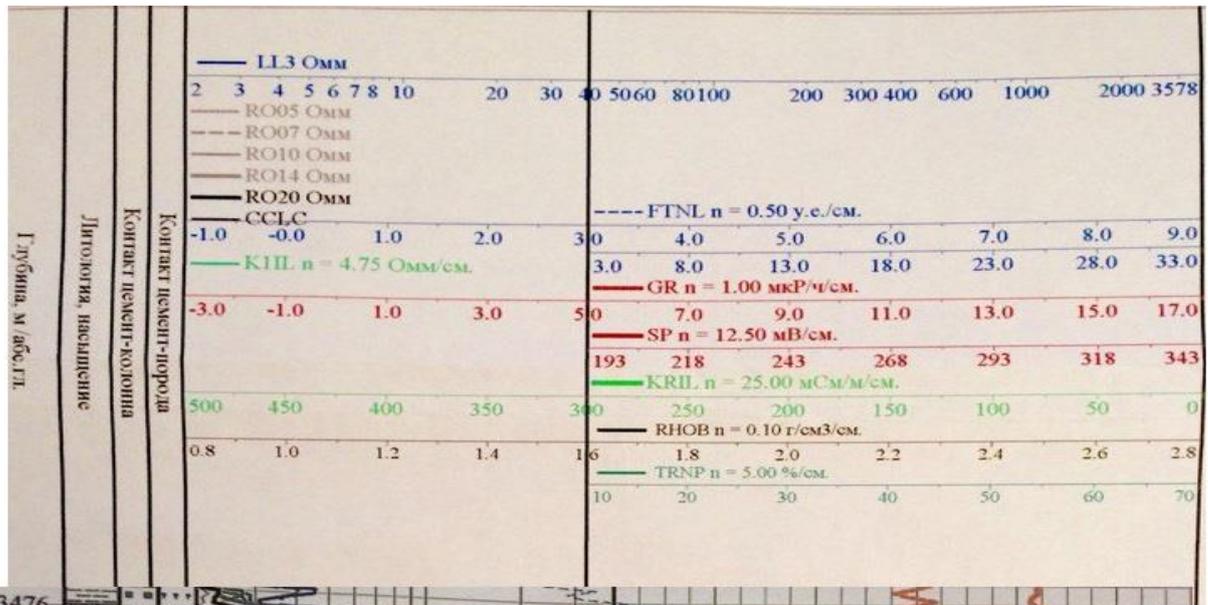


Рисунок 2- результаты интерпретации данных ГИС скважины №1

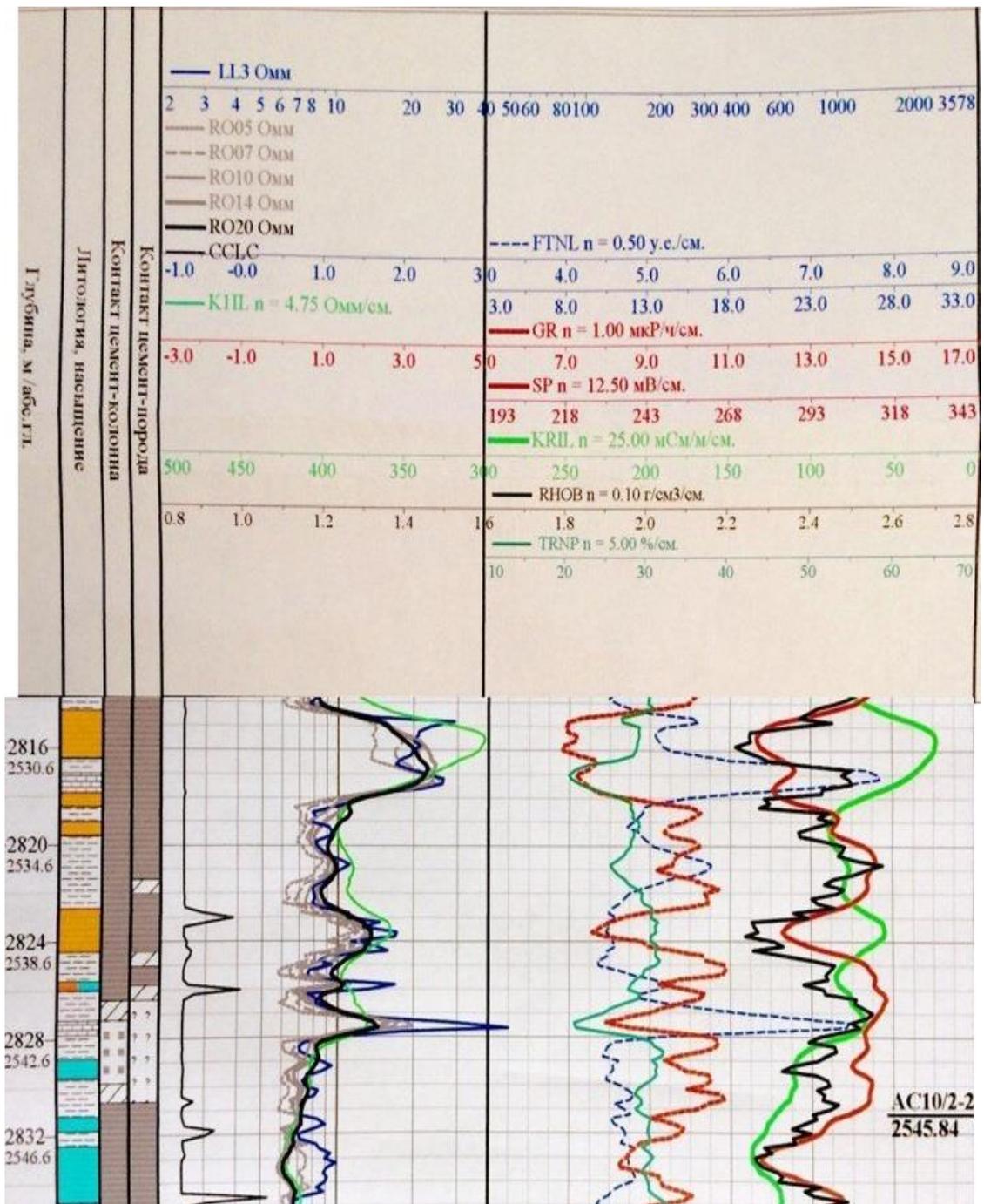


Рисунок 3- результаты интерпретации данных ГИС скважины №2

Проанализировав полученные данные о коллекторах, можно сделать выводы об изменении их фильтрационно-емкостных свойств (ФЭС) по скважинам. Рассмотрим алгоритм определения ФЭС по методике, принятой в ОАО «Сургутнефтегаз».

Расчёт фильтрационно-емкостных характеристик производился по методу ГК, используя для этого параметр интенсивности гамма-излучения $\Delta\gamma$. Коэффициенты пористости (K_p) и проницаемости ($K_{пр}$) были получены

по уточнённым алгоритмам определения подсчётных параметров продуктивных пластов (пластов группы АС, ЮС) Юильской группы месторождений (в пределах Юильского лицензионного участка). Алгоритмы для расчёта коэффициента пористости (в %) и коэффициента проницаемости (в 10^{-5} м²) имеют вид: $K_{п}^{ГК}=23.0-13.2*\Delta I\gamma$; $K_{пр}=4.7*10^9*(K_{п}/100)^{11.694}$

Фильтрационно-емкостные свойства пласта АС10/2 улучшаются от скважины №1 на юго-запад до скважины №2 (улучшаются пористость от 17,97% до 19,45%, проницаемость от 6,8 мД до 14,25 мД, глинистость также увеличивается от 66,6% до 74,2%), а с запада на восток коллекторские свойства ухудшаются (уменьшаются пористость от 19,45% до 18,17% и проницаемость от 14,25 мД до 7,65 мД, а глинистость увеличивается от 74,2% до 79,16%).

Пласт АС10/2-1 является во всех трёх скважинах нефтеносным. Коэффициент его нефтегазонасыщенности увеличивается от 38,68% до 47,78% с севера на юго-запад от скважины №1 до скважины №2 коллекторские свойства пласта также увеличиваются (уменьшается пористость от 19,75% до 19,34%, увеличивается проницаемость от 8,58 мД до 31,67 мД и глинистость уменьшается с 77,5% до 57,27%), и с запада на восток от скважины №2 к скважине №3 нефтенасыщенность увеличивается от 47,78% до 57,4%, коллекторские свойства также улучшились (увеличиваются пористость от 19,34% до 20,75% и проницаемость от 31,67 мД до 75,6 мД, глинистость уменьшается с 57,27% до 51,85%).

ФЕС пласта АС10/2-2 с севера на юго-запад (от скважины №1 до №2) меняются не столь значительно, наблюдаются как некоторые ухудшения, так и некоторые улучшения коллекторских свойств отдельных коллекторов, однако в восточном направлении относительно скважины №2 к скважине №3 происходит однозначное ухудшение коллекторских свойств (уменьшается пористость с 18,56% до 17,14%, проницаемость значительно снижается с 18,23 мД до 2,24 мД, происходит уменьшение глинистости с 59% до 51,25%).

Таким образом, в продуктивных пластах наблюдается улучшение коллекторских свойств в юго-западном и южном направлении, что обусловлено, по-видимому, различием условий осадконакопления в то геологическое время, когда эти отложения формировались.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе проанализированы материалы, полученные автором в период прохождения производственной практики в ОАО «Сургутнефтегаз», НГДУ «Нижнесортымскнефть». Исследования выполнены с целью выделения пластов-коллекторов в отложениях черкашинской свиты (скважины №1, №2, №3) и определения их коллекторских свойств по данным ГИС на территории Жумажановского месторождения.

Дана краткая геолого-геофизическая характеристика района работ на основе имеющихся фондовых материалов. Изучена методика исследований и имеющаяся в учебно-методической и научной литературе информация, характеризующая методы ГИС, входящие в комплекс промыслово-геофизических исследований на изучаемой территории. Рассмотрены приёмы интерпретации полученных результатов.

При написании работы проанализированы результаты ГИС, выполненные сотрудниками ОАО «Сургутнефтегаз» при участии автора. Обосновано выделение коллекторов различного характера насыщения. В скважине №1 в пластах АС10/2, АС10/2-1, АС10/2-2, ЮС2/1, ЮС2/2 определены ФЕС (пористость и проницаемость), приводится сравнение коллекторов различного характера насыщения по КС и КП и рассмотрены изменения ФЕС пластов по скважинам.

Анализ материалов КС и КП горных пород разреза показал, что данный параметр непосредственно отражает характер их насыщения. Так водонасыщенным коллекторам соответствуют малые значения КС и КП, у нефтенасыщенных значение КС несколько выше, а значение КП ниже по отношению к водонасыщенным.

Установлено, что коллекторские свойства пласта АС10/2 увеличиваются на юго-запад, а с запада на восток ухудшаются. В пласте АС10/2-1 увеличивается пористость в южном и юго-западном направлении. Глинистость в этом пласте уменьшается в южном и юго-западном направлении.

У пласта АС10/2-2 в юго-западном направлении ФЕС практически не изменяются, а с запада на восток они ухудшаются. В этом же направлении глинистость уменьшается.

Таким образом, в продуктивных пластах в скважинах №1, 2, 3 месторождения Ж наблюдается улучшение коллекторских свойств в южном и юго-западном направлении, что наряду с увеличением мощности продуктивных интервалов обусловлено, по-видимому, различием условий осадконакопления.

Отметим также, что полученные в работе результаты хорошо согласуются с материалами ОАО «Сургутнефтегаз» и рекомендованы для дальнейшего анализа с целью доразведки месторождения Ж.