

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 пластов-коллекторов и определение их фильтрационно-
емкостных характеристик по данным геофизических исследований
скважин (на примере месторождения Ю)»**

АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ

Студента 4 курса 403 группы
направление 05.03.01 геология
геологического ф-та
Меренова Ивана Алексеевича

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 геофизические исследования скважин (ГИС), по данным которых осуществляется выделение флюидосодержащих пород в геологическом разрезе, а также определяется характер их насыщения и рассчитываются фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС).

Рассмотрим решение данного вопроса на примере месторождения Ю (Сургутский свод), основными продуктивными пластами которого являются отложения черкашинской свиты. Среди них, как наиболее нефтеносные, выделяются пласты АС9, АС10/1.

С целью доизучения этих отложений силами каротажных партий ОАО «Сургутнефтегаз» производились исследования, которые позволили определить точное расположение черкашинских отложений в геологическом разрезе скважин, выяснить их физико-геологические свойства и особенности, уточнить их нефтеносность и повысить тем самым эффективность разработки месторождения с поддержанием высокого уровня разведки и добычи углеводородного сырья.

Месторождение Ю располагается на территории Сургутского района Ханты-Мансийского автономного округа – Югры Тюменской области в пределах лицензионного участка Х. Оно введено в строй в 2004 году и в настоящее время находится в стадии активной разработки, бурятся множество новых скважин, в том числе и с целью доразведки запасов нефти. Недропользователем является ОАО «Сургутнефтегаз». На участке нераспределённого фонда содержится 0,2 % геологических запасов нефти.

Целью данной работы является выделение пластов-коллекторов в отложениях черкашинской свиты (скважины №1, №2, №3) и определение их фильтрационно-емкостных характеристик по данным ГИС на территории исследований.

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

1. Дать краткую геолого-геофизическую характеристику района работ на основе имеющихся фондовых материалов.
2. Изучить методику исследований и вопросы интерпретации полученных результатов, рассмотреть имеющуюся в учебно-методической и научной литературе информацию, характеризующую методы ГИС, входящие в комплекс промыслово-геофизических исследований на изучаемой территории.
3. Привести результаты, полученные с участием автора на исследуемой площади, в которых определить продуктивные интервалы разреза и обосновать их выделение на основе интерпретации каротажных материалов, сравнить коллектора с различным характером насыщения, проанализировать изменение ФЕС пластов по изучаемым скважинам и провести корреляцию в них нефтеносных интервалов.

В основу исследований положены материалы, полученные автором в период прохождения производственной практики в организации ОАО «Сургутнефтегаз», НГДУ «Нижнесортимскнефть». Они включают каротажные диаграммы методов бокового каротажа (БК), индукционного каротажа (ИК), метода потенциалов собственной поляризации (ПС), метода кажущегося сопротивления (КС) (потенциал зонд – ПЗ), метода естественной гамма-активности (гамма-каротаж – ГК) по скважинам №1, №2, №3 и заключения по оперативной интерпретации данных ГИС.

Работа состоит из введения, 3 разделов, включающих 9 подразделов, заключения, списка используемых источников, 6 приложений, 19 рисунков и 20 таблиц. Общий объем работы составляет 61 страница.

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

Основное содержание работы. В 1 разделе работы «Геолого-геофизическая характеристика месторождения» рассматривается изученность территории геолого-геофизическими исследованиями и бурением (подраздел 1.1). Отмечается, что геологическое строение месторождения изучено по данным проведенных на лицензионном участке X сейсморазведочных работ 2Д (плотность сети наблюдений составляет 1.39 пог. км/км²), 3Д (в объеме 584.7 км²) и бурением 5 поисковых, 42 разведочных, 527 эксплуатационных скважин [Кушнир, 2015].

Даются сведения о геологическом разрезе месторождения Ю (подраздел 1.2), который представлен тремя структурными этажами: палеозойским складчатым фундаментом, промежуточным вулканогенно-осадочным комплексом триасового возраста, заполняющим грабенообразные зоны и отдельные впадины и мезозойско-кайнозойским осадочным чехлом. Отмечается, что месторождение Ю расположено на Северо-западном склоне Сургутского свода и граничит с другой структурой I порядка – Северо-Сургутской моноклиной (подраздел 1.3). Положительные структурные элементы, контролирующие нефтегазоносность, связаны со структурой II порядка – Тромъеганским куполовидным поднятием [Кушнир, 2015].

Указывается, что промышленная нефтеносность (подраздел 1.4) месторождения установлена в нижнемеловых отложениях черкашинской свиты готерив-баремского возраста K1br (пласты AC4/0, AC4), K1g (пласты AC7, AC9, AC10/1), верхней части ахской свиты готеривского возраста K1g (пласты BC1, BC4, BC6/1, BC8/2), нижней части ахской свиты берриасс-валанжинского возраста K1v (пласты AЧ2+3), K1b (пласт AЧ4) и юрских отложениях (продуктивные отложения тюменской свиты J2tm (пласт ЮС2). При этом отмечается, что основными продуктивными интервалами разреза на месторождении являются черкашинские породы-коллектора [Кушнир, 2015].

Раздел 2 посвящен методам геофизических исследований скважин, применяемым на месторождении.

Указывается, что в скважинах №1, №2, №3, в интервалах глубин 2368 – 2664 м, 2248 – 2558 м, 2408 – 2668 м соответственно для каждой скважины, исследования были проведены следующими электрическими методами: боковой каротаж (БК), трёхэлектродный зонд; индукционный каротаж (ИК), зонд ЗИ1,0; метод потенциалов собственной поляризации (ПС); метод кажущегося сопротивления (КС), потенциал зонд (ПЗ).

Отмечено, что помимо электрических методов каротажа, были выполнены замеры естественной гамма-активности (гамма-каротаж – ГК). В скважине №1 в том же интервале глубин, что и электрический каротаж, в скважине №2 на интервале 10 – 2503 м, в скважине №3 в интервале 18 – 2648 м.

Данные геофизические исследования были проведены с целью доизучения геологического разреза, а также непосредственного выделения коллекторов, определения их насыщения и свойств, уточнения нефтеносности.

Кратко рассмотрены теоретические сведения о методе кажущегося сопротивления (подраздел 2.1), боковом каротаже (подраздел 2.2), индукционном каротаже (подраздел 2.3), методе потенциалов собственной поляризации (подраздел 2.4) и гамма-каротаже (подраздел 2.5) [Калинникова, Б.А. Головин, К.Б. Головин, 2005; Геофизические исследования скважин, 2004; Хмелевской, 1999; Горбачев, 1990; Латышова, Мартынов, Соколова, 2007; Б.А. Головин, Калинникова, Кукин, 2011; Кауфман, 1965; Косков, 2005; Мартынов, Лазуткина, Хохлова, 2009].

В 3 разделе приводятся результаты выполненных исследований. Пласты-коллекторы выделяются по данным БК, ИК, ПС, КС (ПЗ) и ГК и характеризуются минимумами кривой ПС, средними или близко к минимальным показаниями ГК. В сравнении с непроницаемыми глинистыми породами коллектора обладают повышенными значениями удельного электрического сопротивления (УЭС), а по сравнению с плотными породами – пониженными.

Установлено, что УЭС коллекторов непосредственно отражает характер их насыщения. Так водонасыщенным коллекторам соответствуют малые

значения УЭС (3,0 – 5,4 Ом·м), у коллекторов насыщенных нефтью и водой УЭС уже выше (5,6 – 8,0 Ом·м), а у нефтенасыщенных ещё несколько выше (6,0 – 11,8 Ом·м). Наибольшее различие УЭС наблюдается между коллекторами насыщенными только нефтью и только водой, тогда как коллектора содержащие в своем поровом пространстве нефть и воду обладают промежуточными значениями, но ближе к значениям в нефтеносных коллекторах и зависят от соотношения воды и нефти. Так же на значение УЭС может оказывать влияние и глинистость коллектора, снижающая данный показатель.

Отмечено, что с помощью вышеперечисленных методов ГИС возможно непосредственно находить в разрезе пласты коллекторы и прогнозировать характер их насыщения.

Далее в работе рассмотрено определение фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) и проанализировано их изменение в исследуемых скважинах. В большинстве интервалов разреза ФЕС были рассчитаны специалистами ОАО «Сургутнефтегаз», а в пластах АС4 и АС7 скважины №1 – найдены автором.

Расчёт фильтрационно-емкостных характеристик производился по методу ПС, используя для этого параметр относительной амплитуды $\alpha_{пс}$. Коэффициенты пористости (K_p) и проницаемости ($K_{пр}$) были получены по уточнённым алгоритмам определения подсчётных параметров продуктивных пластов (пластов группы АС, БС) группы месторождений X (в пределах лицензионного участка X). Алгоритмы для расчёта коэффициента пористости (в %) и коэффициента проницаемости (в 10^{-5} м^2) имеют вид: $K_p = 11,5 \cdot \alpha_{пс} + 13,5$; $\lg K_{пр} = -1,6549 + 5,74 \cdot \alpha_{пс} - 1,742 \cdot \alpha_{пс}^2$ [Кушнир, 2015].

Отмечено, что в северо-западном направлении от скважины №2 до скважины №3 коллекторские свойства пласта АС4/0 снижаются (уменьшаются пористость от 19,5% до 18,1% и проницаемость от 7,2 мД до 2,3 мД, глинистость возрастает с 19,4% до 27,5%), а в скважине №1 данный пласт вообще представлен только непроницаемыми породами.

ФЕС пласта АС4 с юга на север (от скважины №2 до №1) меняются не столь значительно, наблюдаются незначительные изменения коллекторских свойств отдельных коллекторов, например в северо-западном направлении относительно скважины №2 происходит однозначное ухудшение коллекторских свойств (уменьшается пористость с 19,9-20,0% до 17,5%, проницаемость значительно снижается с 9,8-11,0 мД до 1,3 мД, происходит увеличение глинистости с 17,5-24,6% до 28,3%).

Пористость коллекторов пласта АС7 незначительно меняется в отдельных интервалах разреза, но в общем по пласту, в пределах рассматриваемых скважин, остаётся практически постоянной и варьируется от 18,3% до 21,6%. При этом проницаемость заметно сокращается в северном (от 33,0 и 19,0 мД до 24,0 и 14,7 мД), а особенно в северо-западном (от 33,0 и 19,0 мД до 15,0-2,8 мД) направлениях и имеет тенденцию на более значительное уменьшение в коллекторах, располагающихся глубже по пласту (до 19,0 мД в скважине №2, до 14,7 мД в скважине №1 и до 2,8 мД в скважине №3). Глинистость также увеличивается в северном, северо-западном направлении от 10,5-19% до 19,8-28,3%.

Отмечено, что пласт АС9 во всех трёх изучаемых скважинах является нефтеносным. Коэффициент его нефтегазонасыщенности снижается от 58,6-61,0% до 38,6-51,7% с юга на север. В северо-западном направлении доля нефтегазонасыщенности также уменьшается от 58,6-61,0% до 40,9-49,8%. Пористость проницаемых интервалов пласта АС9 меняется, также как и у пласта АС7, не кардинально, в пределах 19,2-22,8%, а значения проницаемости явно снижаются опять же в северном (с 154,0 и 71,0 мД до 71,0-5,8 мД), северо-западном (с 154,0 и 71,0 мД до 64,0-35,0 мД) направлениях. Интервалы наибольшей проницаемости данного пласта (154,0 и 71,0 мД) вскрыты скважиной №2, однако, отмечено, что пласт АС9 в скважине №3 охарактеризован сравнительно высокими значениями проницаемости (35,0-64,0 мД), но все же меньшими, чем в скважине №2. Также в пласте АС9 в скважине №1 находится нефтеводонасыщенный коллектор, проницаемость которого тоже

довольно значительна (71,0 мД). Глинистость в северном направлении возрастает от 6,0-11,6% до 10,1-20,5%, в северо-западном от 6,0-11,6% до 12,3-16,0%.

Пористость коллекторов пласта АС10/1 в целом варьируется от скважины к скважине не столь значительно (18,1-24,0%), а проницаемость имеет тенденцию на снижение в северном (от 139,0-36,0 мД до 38,0-14,0 мД) и северо-западном (от 139,0-36,0 мД до 67,0-2,3 мД) направлении. Так в скважине №3 имеются интервалы данного пласта с крайне низкими значениями коэффициента проницаемости (2,3-4,9 мД). Доля нефтегазонасыщенности также несколько уменьшается в направлении севера и северо-запада от 52,1 и 51,7% до 41,1-49,5%. Глинистость наиболее сильно увеличивается на северо-запад (с 7,7-19,0% до 14,5-28,3%).

Указано, что пласт АС10/2 включает в себя группу коллекторов, ФЕС которых различны, и в целом по пласту трудно сказать в каком направлении они улучшаются или ухудшаются. Пористость изменяется не сильно, в пределах от 17,6% до 23,9%, а вот проницаемость принимает различные значения. Так в пласте располагаются коллектора и с повышенными (114 и 127 мД) и низкими (1,5-5,0 мД) значениями. Также присутствуют интервалы с промежуточными значениями проницаемости (40,0-74,0 мД). Распределение глинистости по пласту тоже весьма неоднородно, однако в общем можно заметить тенденцию на некоторое её увеличение (с 16,7-21,7% до 11,3-28,3%) с юга на север и северо-запад.

Анализ ФЕС показал, что в продуктивных пластах месторождения наблюдается ухудшение коллекторских свойств в северном и северо-западном направлении, что обусловлено, по-видимому, различием условий осадконакопления в период формирования структуры.

Автором проведена корреляция нефтенасыщенных интервалов и построен геологический разрез с учетом нефтенасыщенных толщин пластов АС9 и АС10/1 по линии скважин 3, 2, 1, который представлен на рисунке 1.

При построении коррелировались интервалы насыщенные только нефтью, нефтеводонасыщенные коллектора не рассматривались.

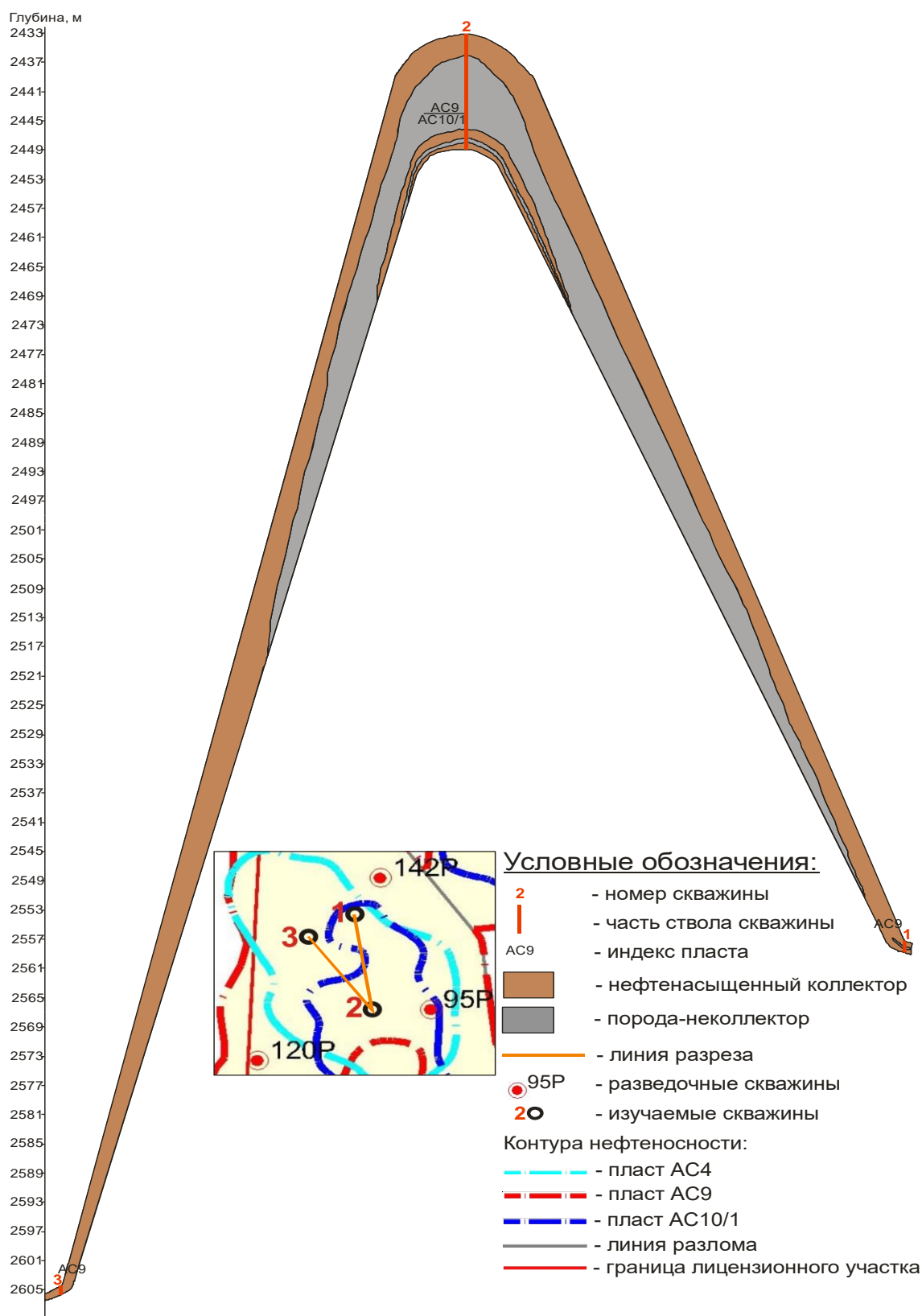


Рисунок 1 - Геологический разрез нефтенасыщенных толщин пластов AC9 и AC10/1 по линии скважин 3, 2, 1.

Построенный геологический разрез хорошо согласуется со схемой совмещения контуров нефтеносности месторождения. Так скважиной №2 вскрывается сводовая часть нефтяной залежи. Нефтеносными здесь являются пласты АС9 (один коллектор, мощностью 3,2 м) и АС10/1 (два коллектора, мощностью по 1 м). В районе скважины №2 суммарная толщина нефтенасыщенных интервалов максимальна (по сравнению со скважинами №1 и №3) и составляет 5,2 м. В направлении скважины №3 происходит увеличение глубины погружения кровли нефтеносной части пласта с 2433,2 м (в скважине №2) до 2604,4 м (в скважине №3) и пласт АС10/1 теряет свою продуктивность. Так в скважине №3 нефтенасыщенным является только пласт АС9 (один коллектор мощностью 1,2 м). От скважины №2 до скважины №1 также происходит погружение кровли нефтеносной части пласта (до 2557,2 м), пласт АС10/1 утрачивает продуктивность и скважиной №1 вскрываются только два коллектора (мощностью 0,8 и 0,4 м) пласта АС9.

Обращает на себя внимание уменьшение мощности продуктивных интервалов в направлении периферии локальной нефтеносной структуры.

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 фильтрационно-емкостных характеристик по данным ГИС на территории месторождения Ю.

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 АС4 и АС7 определены ФЕС (пористость и проницаемость), приводится сравнение коллекторов различного характера насыщения по УЭС и рассмотрены изменения ФЕС пластов по скважинам. Впервые для скважин №1, №2, №3 рассматриваемого месторождения проведена корреляция нефтенасыщенных интервалов (построен геологический разрез нефтенасыщенных толщин пластов АС9 и АС10/1 по линии скважин 3, 2, 1). Отмечено уменьшение толщины нефтенасыщенных пород в направлении к периферии структуры.

Анализ УЭС горных пород разреза показал, что данный параметр непосредственно отражает характер их насыщения. Так водонасыщенным коллекторам соответствуют малые значения УЭС, у коллекторов насыщенных нефтью и водой УЭС уже выше, а у нефтенасыщенных ещё несколько выше. Кроме того на значение УЭС оказывает влияние и глинистость коллектора, которая снижает показания УЭС.

Проанализировав изменения ФЕС пластов по изучаемым скважинам автор выяснил, что коллекторские свойства пласта АС4/0 уменьшаются в северо-западном направлении, а на севере (в скважине №1) данный пласт вообще не содержит коллекторов – представлен непроницаемыми породами. ФЕС пласта АС4 с юга на север меняются не столь значительно, однако в северо-западном направлении происходит однозначное ухудшение коллекторских свойств.

По пласту АС7 пористость варьируется слабо, а проницаемость заметно сокращается в северном и особенно в северо-западном направлениях и имеет тенденцию к значительному уменьшению в коллекторах, располагающихся глубже по пласту. Глинистость в этом пласте также увеличивается в северном, северо-западном направлении.

У пласта АС9 пористость меняется не кардинально, а проницаемость и нефтегазонасыщенность снижаются с юга на север, северо-запад. В этом же направлении возрастает глинистость.

Для пласта АС10/1 характер изменения ФЕС аналогичен изменению в пласте АС9. Пласт АС10/2 включает в себя коллектора с различными ФЕС. Так пористость изменяется незначительно, а проницаемость принимает повышенные и пониженные значения. Распределение глинистости по данному пласту весьма неоднородно, но в общем можно заметить тенденцию на некоторое её увеличение с юга на север, северо-запад.

Таким образом, в продуктивных пластах скважин 3, 2, 1 месторождения Ю наблюдается ухудшение коллекторских свойств в северном и северо-западном направлении, что наряду с уменьшением мощности продуктивных интервалов обусловлено, по-видимому, различием условий осадконакопления в ходе формирования структуры.

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