

УДК 550.832

ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН НА СОБИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Лешкович Н. М.

ФГБОУ ВО «Кубанский государственный технологический университет»

NLeshkovich@bk.ru

По материалам проведённых геологоразведочных работ, включающих испытания и исследования новых скважин, интерпретации материалов ГИС новых и переинтерпретации старых скважин получены следующие основные результаты: изучен геологический разрез на площади месторождения по данным бурения 48 поисково-оценочных и разведочных скважин; уточнены границы развития продуктивных пластов по изучаемой площади; исследованы ФЕС коллекторов и физико-химические свойства флюидов; выполнена детальная корреляция продуктивных пластов; уточнены петрофизические параметры и фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов по всем продуктивным пластам. Для сравнения результатов интерпретации ГИС и данных лабораторных исследований кернa проведены сопоставления пористости, определённой по керну и ГИС, а также построены статистические распределения проницаемости по керну и ГИС.

Ключевые слова: петрофизика и фильтрационно-емкостные свойства пород разреза; методика и техника геофизических исследований; обработка и интерпретация данных; расчленение разрезов и выделение реперов; выделение коллекторов и определение их эффективных толщин; определение коэффициентов глинистости, пористости и проницаемости коллекторов; определение коэффициентов нефтегазонасыщенности коллекторов.

1. Введение

Собинское нефтегазоконденсатное месторождение в административном

отношении расположено на территории Тунгусско-Чунского района Эвенкийского автономного округа Красноярского края, в бассейне среднего течения реки Подкаменная Тунгуска. Ближайшие крупные населённые пункты: г. Красноярск в 700 км юго-западнее, г. Усть-Илимск в 240 км юго-восточнее, село Кежда в 140 км юго-западнее месторождения. Ближайший населённый пункт районный центр село Ванавара находится в 50 км от северо-западной границы участка (рисунок 1).

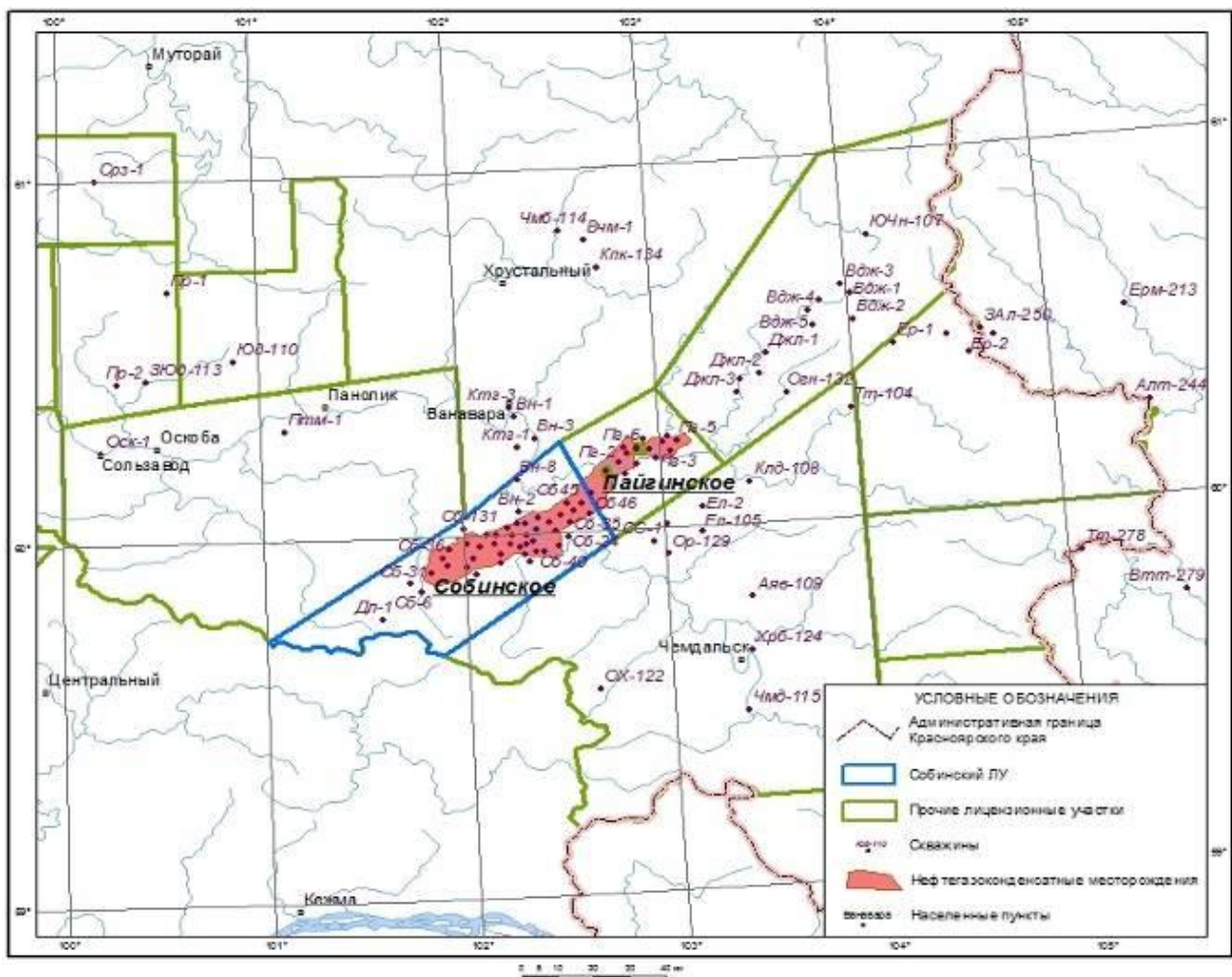


Рисунок 1 – Обзорная карта района работ.

В соответствии с нефтегазогеологическим районированием Собинское месторождение находится в Катангской нефтегазоносной области Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции. Ближайшим месторождением является Пайгинское, по флюидному составу – нефтегазоконденсатное, расположенное северо-

восточнее Собинского НГКМ.

В тектоническом отношении месторождение расположено в пределах Собинского локального поднятия, входящего в состав структур Собинско-Тэтэринского полуваля, расположенного в северо-восточной части структуры более высокого порядка – Катангской седловины.

Промышленная нефтегазоносность Собинского месторождения связана с терригенными отложениями ванаварской свиты венда. Нефтегазоконденсатные залежи выявлены в пластах ВН-I, ВН-II и горизонте ВН-III-V. Кроме того, в отложениях пласта ВН-III открыта отдельная газоконденсатная залежь. В пластовом газе отмечено высокое содержание гелия, которое составляет в среднем 0,55-0,64 %.

По состоянию на 2011 год на территории месторождения пробурено 48 глубоких скважин, из них в соответствии с проектом доразведки и дополнением к нему в 2010 году на Собинском НГКМ пробурено и закончено строительством 11 разведочных скважин (№№ Сб-40, Сб-41, Сб-43, Сб-44, Сб-45, Сб-46, Сб-48, Сб-49, Сб-50, Сб-51 и Сб-52); 7 скважин находится в консервации (№№ Сб-40, Сб-43, Сб-44, Сб-48, Сб-49, Сб-51 и Сб-52), 4 скважины ликвидированы (№№ Сб-41, Сб-45, Сб-46, Сб-50).

2. Геологические задачи геофизических работ

Необходимо проведение комплекса ГИС, который обеспечит решение следующих геологических задач:

- корреляцию и литологическое расчленение разрезов скважин;
- выделение коллекторов и определение их эффективных толщин;
- определение пористости коллекторов;
- установление положений контактов между пластовыми флюидами;
- определение коэффициентов нефтегазонасыщенности.

3. Методика и техника геофизических исследований

Продуктивные и перспективные интервалы разреза на Собинском месторождении вскрывались во всех скважинах (за исключением скважин №№ Сб-30 и Сб-32) на ГГМ ПЖ со следующими параметрами:

- плотностью от 1,22 (скважина № Сб-25) до 1,36 г/см³ (скважина № Сб-6), в среднем – 1,28-1,32 г/см³;
- водоотдачей от 2 (скважина № Вн-2) до 24 см³/30 мин. (скважина № Сб-25), в среднем – 5-10 см³/30 мин.;
- вязкостью от 17-18 (скважина № Сб-17) до 85 с (скважина № Сб-25), в среднем – 25-40 с;
- удельным электрическим сопротивлением от 0,03 (скважина № Сб-7) до 0,25 Ом · м (скважина № Сб-12), в среднем 0,05-0,07 Ом · м.

Комплекс геофизических исследований скважин, применяемый на Собинском месторождении, состоит из общих исследований, выполненных по всему стволу скважины в масштабе глубин 1:500, и детальных, проводимых в продуктивных и перспективных на нефть и газ интервалах разреза в масштабе 1:200.

Детальные исследования в этих скважинах включают ДС, БК, БМК, ГК, НГК, АК, резистивиметрию и БКЗ, выполняемые в обязательном порядке.

В двух скважинах (№№ Сб-30 и Сб-32) вскрытие продуктивных горизонтов проводилось на непроводящей промывочной жидкости (ВИЭР) следующего состава: конденсат – 30 %, эмультал – 2,5 %, СМАД – 1,0-5,0 %, раствор ГГМ – 62,5 %, с параметрами: плотностью – 1,2-1,3 г/см³, вязкостью 180-370 с, водоотдачей – 2-4 см³/30 мин. В этих скважинах вместо перечисленных выше электрических методов выполнены ИК и ДК.

В опытно-методическом порядке применялись ГГК-П, ННКТ МНК и ГДК, отбор проб пластовых флюидов (ОПК) и образцов керна (СКО) приборами на кабеле. В отдельных скважинах (№№ Сб-4, Сб-9, Сб-12, Сб-22, Сб-23, Сб-27 и Сб-33) проведены повторные измерения НГК во времени.

В скважинах №№ Сб-4, Сб-6, Сб-7, Сб-8, Сб-9, Сб-10, Сб-12, Сб-14 и Сб-

11 Собинской площади, скважине № Дл-1 Деликтуконской БК выполнен аппаратурой БКС-2, в скважинах №№ Сб-15, Сб-16, Сб-17, Сб-18, Сб-19, Сб-20, Сб-21 и Сб-25 – АБКТ, в скважинах №№ Сб-22, Сб-23, Сб-24, Сб-27, Сб-33, Сб-34, Сб-36, Сб-131 – К-3-741, в скважинах №№ Сб-13, Сб-28, Сб-29, Сб-35 – Э-1. МБК не выполнен в скважинах №№ Вн-2, Сб-34 и Сб-131 Собинской площади.

АК с регистрацией кинематических параметров выполнен во всех скважинах, за исключением скважины № Сб-18 (по техническим причинам), в 17 скважинах проведена регистрация динамических параметров. АК выполнялся в скважинах №№ Сб-5, Сб-6, 7, Сб-9, Сб-12 и Сб-14 аппаратурой СПАК-6. В опытном порядке в скважине № Сб-20 АК выполнен аппаратурой ВПАС-2Л, а в скважине № Вн-2 – аппаратурой АКН-1 с записью кинематических параметров и ФКД. АК не выполнен в скважинах №№ Дл-1 Деликтуконской и Вн-8 Ванаварской. В 18 скважинах месторождения проведены исследования ГГК-П аппаратурой РГП-2А, в 17 – ГДК и в 14 – ОПК аппаратурой АИПД-7-10, в четырёх скважинах (№№ Сб-13, Сб-27, Сб-33 и Сб-36) – СКО, БКЗ выполнено во всех скважинах Собинского месторождения, пробуренных на минерализованной промывочной жидкости, за исключением скважины № Сб-131.

В 16 скважинах выполнен ННК-Т аппаратурой МНК-1. В 17 скважинах месторождения проведён газовый каротаж, в трёх скважинах (№№ Сб-23, Сб-27 и Сб-35) проведено ОГГ.

В семи скважинах (№№ Сб-13, Сб-18, Сб-19, Сб-22, Сб-27, Сб-33 и Сб-35) после проведения перфорации проведена запись термограммы с целью определения интервалов перфорации. В одной скважине (№ Сб-9) выполнено микрозондирование зондами А0,05М и А0,025М 0,025.

Кроме скважин №№ Сб-32 и Сб-30, пробуренных на непроводящей ПЖ, ИК выполнен в скважине № Сб-26.

Полученные материалы ГИС, в основном, удовлетворительного и хорошего качества. Исключение составляют диаграммы отдельных зондов БКЗ (скважины №№ Сб-13, Сб-16, Сб-17, Сб-18, Сб-21, Сб-24 и Сб-35), БК, зарегистрированных аппаратурой БКС-2 (скважина № Сб-26), ГГК-П (скважина № Сб-29), не-

удовлетворительное качество которых обусловлено аппаратурными факторами.

Забракованы материалы АК в скважинах №№ Сб-4 и Сб-11. Кривая Δt (АК), зарегистрированная в скважине № Сб-12 в интервале 2530-2612 м, признана непригодной для количественной обработки по технологической причине (проведение измерений на разгазированной промывочной жидкости). В скважине № Сб-10 АК выполнен выше кровли продуктивного интервала.

В скважинах №№ Сб-40, Сб-41, Сб-43, Сб-44, Сб-45, Сб-46, Сб-48, Сб-49, Сб-50 и Сб-51 Собинского месторождения был предусмотрен проектный комплекс ГИС, включающий в себя обязательные общие исследования, выполняемые по всему стволу скважины, и детальные, проводимые в продуктивных и перспективных на нефть и газ интервалах разреза.

К обязательным методам ГИС отнесены следующие методы: газовый каротаж и ГТИ, ДС, БК, БМК, БКЗ, резистивиметрия, ГК, НГК, АК с регистрацией кинематических и динамических характеристик, ГГК-П, инклинометрия, термометрия. Дополнительные методы ГИС включают в себя СГК, АКШ, ГДК, ОПК, двухзондовый боковой каротаж, ВИКИЗ. Интервальность проведения комплексов ГИС заложена в соответствии с проектными техническими конструкциями скважин.

В новых скважинах №№ Сб-40, Сб-41, Сб-43, Сб-44, Сб-45, Сб-46, Сб-48, Сб-49, Сб-50, Сб-51 и Сб-52 Собинского месторождения выполнены следующие методы ГИС: ДС, ИК, БК, БМК, ГК, НГК, АК с регистрацией кинематических и динамических характеристик (в скважинах №№ Сб-45 и Сб-48 – проведён АКШ), ГГК-П, СГК, резистивиметрия и БКЗ или КС (2 зонда), инклинометрия, термометрия, двухзондовый нейтронный каротаж (кроме скважин №№ Сб-40 и Сб-48), газовый каротаж и ГТИ. Гидродинамические исследования проведены в скважинах №№ Сб-43 (30 точек), Сб-46 (94 точки), Сб-49 (33 точки) и Сб-51 (41 точка), отбор проб (ОПК) проведён в скважинах №№ Сб-43 (4 пробы), Сб-46 (4 пробы) и Сб-51 (3 пробы). Продуктивные и перспективные интервалы разреза в новых скважинах на Собинском месторождении вскрывались на минерализованной ПЖ (ВМПГР, ВМПГУР) со следующими параметрами: плотностью 1,24-1,33

г/см³, вязкостью 32-85 с. При бурении скважин периодически возникали осложнения в виде частичных и разовых поглощений ПЖ, ликвидация которых осуществлялась путём закачивания в буровой раствор опилок или полимерно-глинистой пасты с наполнителем. Качество отдельных методов ГИС контролировалось, и в случае необходимости корректировался масштаб регистрации кривых по показаниям в опорных пластах, в качестве которых для АК и ГГК-П использовались плотные доломиты оскобинской свиты ($\Delta t_{\min} = 135-140$ мкс/м, $\delta_{\max n} = 2,85-2,87$ г/см³), залегающие выше кровли продуктивного интервала, для электрических методов (БК, БМК) – неразмывтые аргиллиты в интервале перемычки между пластами ВН-I и ВН-II ($\rho_n = 12-14$ Ом · м).

В скважинах №№ Сб-40, Сб-41 и Сб-49 проведены многочисленные исследования по контролю за испытанием объектов. Анализ полноты выполнения обязательного комплекса методов ГИС в скважинах Собинского месторождения приведён в таблице 1.

Таблица 1 – Анализ выполнения обязательного комплекса методов ГИС в скважинах Собинского месторождения

Методы ГИС	Скважины, вошедшие в ПЗ 1987 году (всего 33 скважины)		Скважины, пробуренные с 1988 по 2000 гг. (всего 6 скважин)		Новые скважины, пробуренные после 2000 г. (всего 10 скважин)	
	выполнен, количество скважин	% выполнения метода ГИС	выполнен, количество скважин	% выполнения метода ГИС	выполнен, количество скважин	% выполнения метода ГИС
ГК, НГК	33	100	6	100	10	100
кавернометрия	33	100	6	100	10	100
БК	31	94	6	100	10	100
МБК	30	91	4	67	10	100
БКЗ	25	75	5	83	10	100
резистивиметрия	21	64	5	83	7	70
ИК	4	12	-	-	7	70
АК	27	82	6	100	10	100
ГГК-П	8	24	4	67	10	100
инклинометрия	30	91	6	100	10	100
газовый каротаж	17	51	3	50	8	80

4. Обработка и интерпретация данных

4.1. Расчленение разрезов, выделение реперов

Расчленение разреза на крупные стратиграфические комплексы (свиты, подсвиты) уверенно осуществлялось по стандартному комплексу ГИС (КС, ДК, ГК, НГК) с помощью региональных реперов, в качестве которых использовались пласты доломитов достаточно большой толщины, залегающие в подошве оскобинской (ОГ М2), в кровле собинской, тэтэрской (ОГ Б) свит, осинский горизонт (ОГ А), глинистые доломиты в подошве булайской и литвинцевской свит.

Плотные неглинистые пласты доломитов выделяются высокими значениями кажущихся сопротивлений на диаграммах электрического каротажа, повышенными значениями по НГК, низкими показаниями ГК и, как правило, номинальным диаметром скважины. Для глинистых доломитов характерно некоторое повышение естественной гамма-активности и снижение показаний на диаграммах КС и НГК.

При литологическом расчленении галогенно-карбонатного комплекса также использовался стандартный комплекс ГИС. Пласты каменной соли отличаются от карбонатных отложений увеличенным диаметром скважины, высокими показаниями НГК, повышенными значениями интервального времени (Δt), близкими к 220 мкс/м.

Кровля продуктивной ванаварской толщи отличается от доломитов в низах оскобинской свиты резким увеличением естественной гамма-активности, пониженными значениями КС и показаний НГК, увеличением Δt на диаграммах АК и снижением плотности (δ_n) на диаграммах ГК-П.

Песчаники пластов-коллекторов ВН-I – ВН-V в отложениях ванаварской свиты выделяются пониженными значениями на диаграммах ГК (не более $4 \cdot 10^{-10} \div 5 \cdot 10^{-10}$ мА/кг), повышенными показаниями НГК, пониженными значениями Δt и δ_n .

Аргиллито-алевролитовые перемиčky между пластами песчаников характеризуются повышенными значениями гамма-активности (до $8 \cdot 10^{-10} \div 14 \cdot 10^{-10}$

мА/кг), низкими значениями на диаграммах НГК, во многих случаях увеличенным по сравнению с номинальным диаметром скважины, высокими значениями Δt и δ_n .

Нижняя граница отложений ванаварской свиты однозначно выделяется по данным ГИС только в том случае, если подстилающие породы рифея представлены доломитами. Если породы рифея представлены аргиллитами, то для более уверенного определения подошвы ванаварской свиты привлекались результаты описания и анализов керна.

4.2. Выделение коллекторов и определение их эффективных толщин

Выделение коллекторов и определение их эффективных толщин ($H_{эф}$) в разрезах скважин, пробуренных на минерализованном ГГМ, осуществляется по комплексу прямых качественных, косвенных количественных признаков и данных ГДК. Качественные признаки обусловлены наличием проникновения в пласты-коллекторы фильтрата бурового раствора, которое приводит к формированию зоны проникновения и шламовой корки на границе «скважина – коллектор», устанавливаемой по кривой кавернометрии. Однако при применяемой технологии бурения в большинстве случаев шламовая корка либо совсем отсутствует, либо столь мала, что не фиксируется на диаграмме ДС.

Наличие зоны проникновения устанавливается по изменению удельного электрического сопротивления пород в радиальном направлении, регистрируемое зондами электрических видов каротажа с различным радиусом исследования (БК, БМК, БКЗ). Наиболее чётко изменение сопротивлений фиксируется сопоставлением кривых $\rho_{к(БК)}$ и $\rho_{к(БМК)}$, зарегистрированных в одинаковом логарифмическом масштабе, в пластах с подвижными углеводородами. Наличие повышений $\rho_{к(БК)}$ над $\rho_{к(БМК)}$ является основным и достаточным признаком коллектора. Менее успешно с использованием вышеуказанных признаков решается задача по выделению водонасыщенных коллекторов, что обусловлено большими размерами зоны проникновения по сравнению с нефтегазонасыщенными коллекторами и во многих случаях незначительным различием удельных сопротивле-

ний фильтрата промывочной жидкости (ρ_{ϕ}) и пластовой воды (ρ_{ϵ}). Не всегда имеется наличие качественных признаков и против нефтегазонасыщенных коллекторов, связанное, по-видимому, со значительными зонами проникновения. Таким образом, отсутствие качественных признаков ещё не является признаком отсутствия коллекторов в изучаемом разрезе.

Поэтому в указанных случаях, а также в случае вскрытия и проведения геофизических исследований на непроводящей промывочной жидкости (ВИЭРе) (скважины №№ Сб-30 и Сб-32) требуется привлечение косвенных количественных признаков для выделения коллекторов. Количественные критерии выделения коллекторов и оценки $H_{эф}$ основаны на использовании предельных значений пористости, проницаемости, объёмной и относительной глинистости и соответствующих им геофизических параметров. Так, в качестве граничных критериев приняты: $K_{n(зр)} = 7,5 \%$, $K_{зл(зр)} = 12,2 \%$, $\eta_{зл(зр)} = 0,5$. Для определения проницаемости продуктивных коллекторов оценочно использовалась статистическая зависимость $K_{пр} = f(P_n)$ при остаточной водонасыщенности, полученная по результатам анализов керн, выполненных в лаборатории ВНИИГИС и подтверждённой данными анализов керн по новым скважинам (лаборатория физики пласта ООО «ТюменНИИгипрогаз») (рисунок 2).

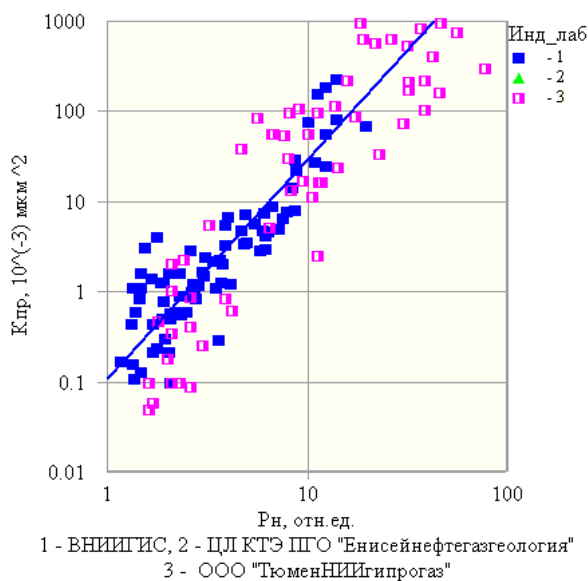


Рисунок 2 – Зависимость коэффициента проницаемости $K_{пр}$ от параметра насыщения P_n для пород-коллекторов ванаварской свиты

Она описывается уравнением:

$$\lg K_{np} = 2,430 \cdot \lg P_n - 0,965. \quad (1)$$

По данным анализа керн тесная связь между проницаемостью и пористостью коллекторов не установлена, что свидетельствует о сложной структуре порового пространства.

Относительная глинистость определялась по формуле:

$$\eta_{2l} = \frac{K_{2l}}{K_n + K_{2l}}. \quad (2)$$

Пласты, обладающие коллекторскими свойствами выше граничных, относятся к коллекторам. Пласты, характеризующиеся коллекторскими свойствами в интервале неоднозначности, относятся к коллекторам или неколлекторам с привлечением прямых качественных признаков и данных ГДК.

Наличие притока по ГДК или прямого качественного признака является достаточным признаком для отнесения исследуемого участка пласта к коллекторам.

Отсутствие притоков по ГДК не всегда связано с отсутствием коллектора. Причинами отсутствия притока из отдельных участков пласта могут быть неблагоприятные условия пакеровки, кольматация прискважинной зоны пласта, а также нарушение герметизации отверстия стока в случае микрокавернозности ствола.

4.3. Определение коэффициентов глинистости, пористости и проницаемости коллекторов

Массовыми геофизическими методами при исследовании отложений ванаварской свиты, отражающими емкостные свойства породы – пористость и глинистость – являются АК, НГК и ГК; в части скважин выполнен гамма-гамма плотностной каротаж.

Сложность литологического состава изучаемых коллекторов не позволяет использовать для определения пористости (K_n) какой-либо один метод. Существенное влияние на показания различных геофизических методов кроме пористо-

сти пород оказывает их глинистость. Поэтому перед определением пористости оценивается объёмная глинистость пород по данным ГК на основании установленной статистической зависимости $K_{зл} = f(J\gamma)$ (типа керн – ГИС) (рисунок 3), выраженной формулой:

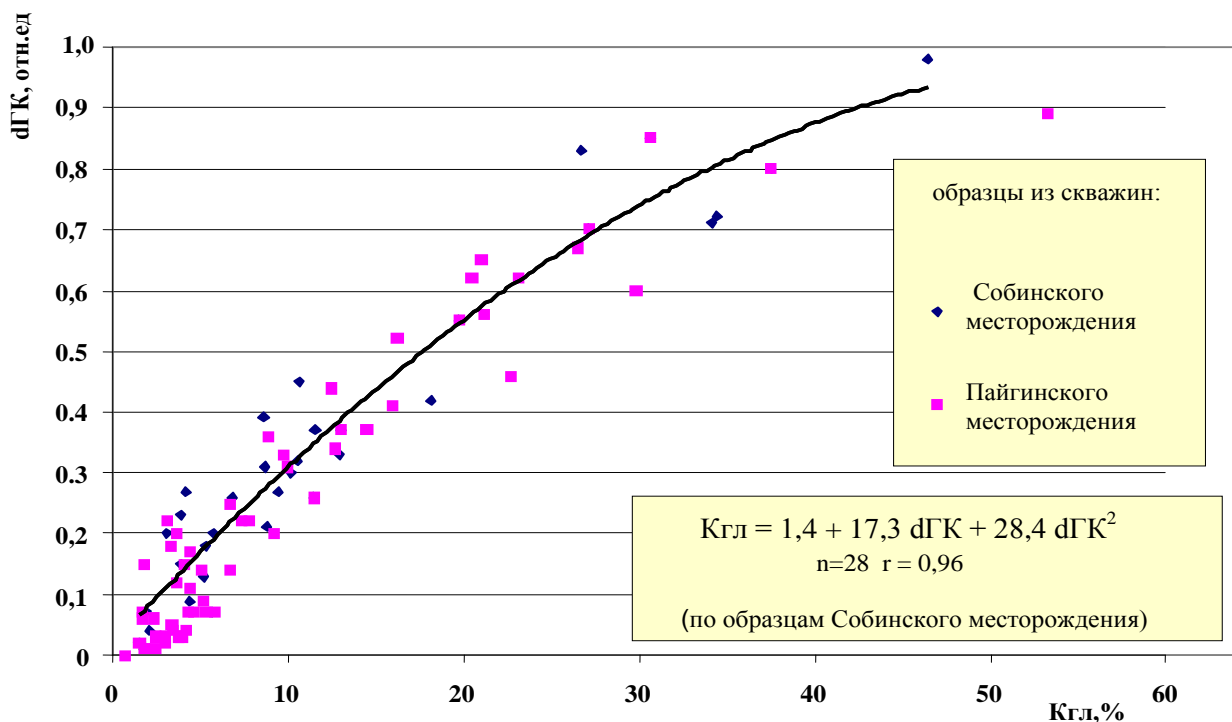


Рисунок 3 – Зависимость двойного разностного параметра ГК (dГК) от объёмной глинистости пород ванаварской свиты по данным исследования керна

$$K_{зл} = 1,4 + 17,5 \cdot J\gamma + 28,4 \cdot J\gamma^2 \quad (n = 28, R = 0,96, K_{зл} = \pm 3 \%), \quad (3)$$

где $J\gamma = \frac{J\gamma^\infty - J\gamma^{\min}}{J\gamma^{\max} - J\gamma^{\min}}$ – двойной разностный параметр ГК; $J\gamma^\infty$ – показания ГК

в данном пласте, приведённые к пласту бесконечной толщины; $J\gamma^{\min}$ – минимальные показания ГК против плотных доломитов оскобинской свиты или чистых песчаников ванаварской свиты; $J\gamma^{\max}$ – максимальные показания ГК против неразмывтых аргиллитов ванаварской свиты.

Предпосылкой для получения указанной зависимости послужила установ-

ленная ранее по результатам анализов керна, выполненных в лаборатории ВНИИГИС, связь естественной радиоактивности (g) с весовой ($C_{2л}$) и объёмной ($K_{2л}$) глинистостью пород.

Ввиду отсутствия петрофизического обоснования, метод НГК для определения пористости не использовался.

Для определения пористости пород ванаварской свиты Собинского месторождения в качестве основного используется комплекс методов АК-ГК. Основой для оценки K_n служит зависимость Δt от K_n и $K_{2л}$ (рисунок 4), полученная по результатам исследований керна в пластовых условиях, выполненных в лабораториях ВНИИГИС и КГЭ ПГО «Енисейнефтегазгеология» и подтверждённая данными анализа керна по новым скважинам №№ Сб-40, Сб-41, Сб-43, Сб-45, Сб-48 и Сб-51, выполненных в лаборатории физики пласта ООО «ТюменНИИ-гипрогаз» (рисунок 5) и описываемая уравнением:

$$t_{nl} = 169,60 + 1,65 \cdot K_{2л} + 3,35 \cdot K_{n(nл)} \quad (n = 135, R = 0,84). \quad (4)$$

Для контроля достоверности определения пористости по комплексу методов АК-ГК в нескольких скважинах проведено определение пористости по комплексам методов ГГК-П-ГК и АК-ГГК-П.

В основу определения пористости по комплексу методов ГГК-П-ГК была положена статистическая зависимость пористости (K_n) от объёмной плотности (σ_n) и глинистости ($K_{2л}$) по данным анализов керна, выполненных в лаборатории ВНИИГИСа (рисунок 6), которая описывается уравнением:

$$K_n = 0,17 \cdot K_{2л} - 55,40 \cdot \sigma_n + 146,30 \quad (n = 172, R = 0,78, K_n = \pm 2 \%) \quad (5)$$

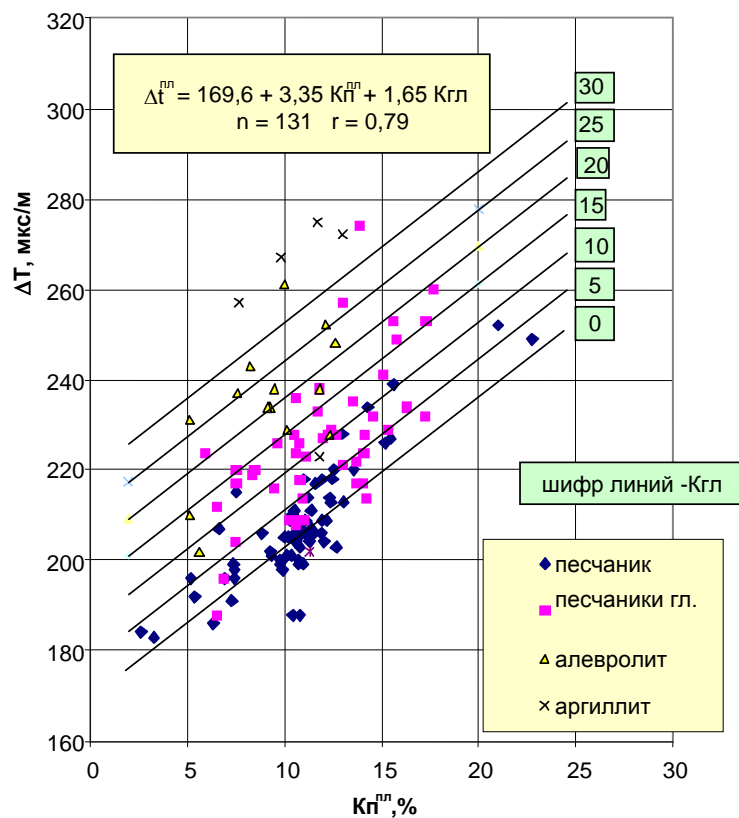


Рисунок 4 – Связь пористости пород ванаварской свиты с интервальным временем t и объёмной глинистостью по данным исследования керна

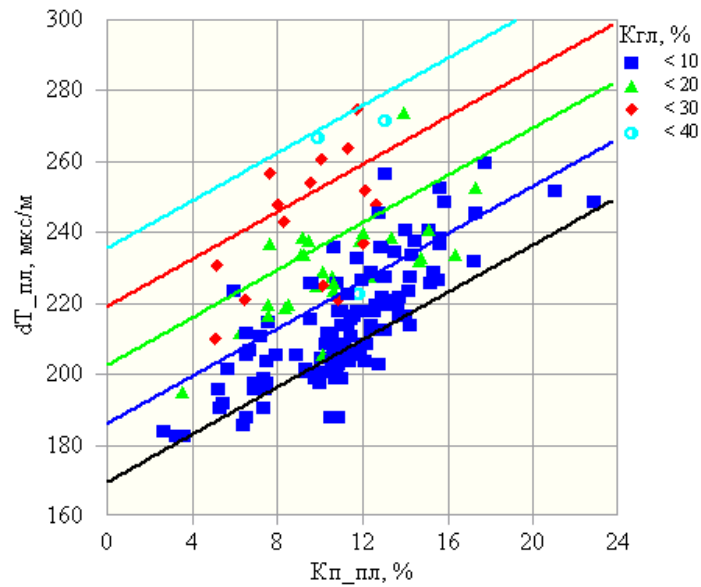


Рисунок 5 – Связь пористости пород ванаварской свиты с интервальным временем t и объёмной глинистостью по данным исследования керн в условиях, моделирующих пластовые с добавленными данными по новым скважинам ($n = 169$, $R2 = 0,7$) и подтверждается данными исследований керн в новых скважинах №№ Сб-40, Сб-41, Сб-43, Сб-45, Сб-48 и Сб-51, выполненных в лаборатории физики пласта ООО «ТюменНИИгипрогаз» (рисунок 7).

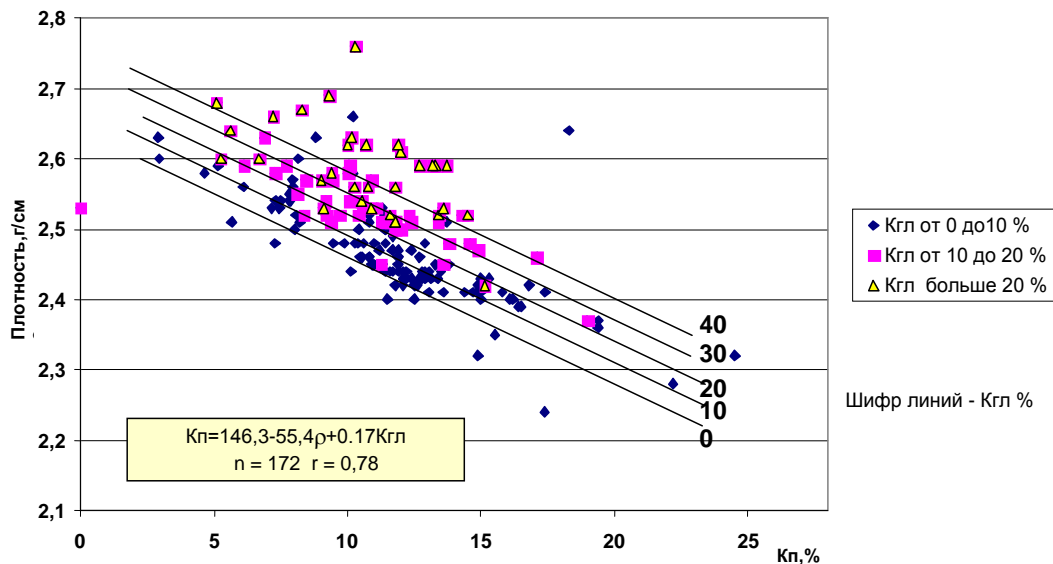


Рисунок 6 – Связь пористости пород ванаварской свиты с их плотностью и объёмной глинистостью по данным исследования керна

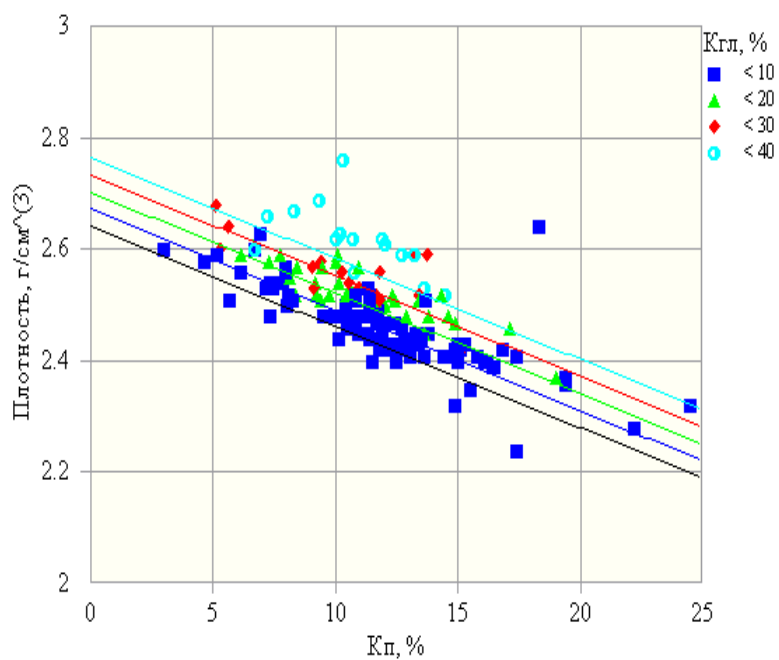


Рисунок 7 – Связь пористости пород ванаварской свиты с их плотностью и объёмной глинистостью по данным исследования керна в условиях, моделирующих пластовые с добавленными данными по новым скважинам

Определение пористости пород по комплексу методов АК-ГГК-П осуществлялось по специальной палетке, построенной с учетом исследований ядра (рисунок 8).

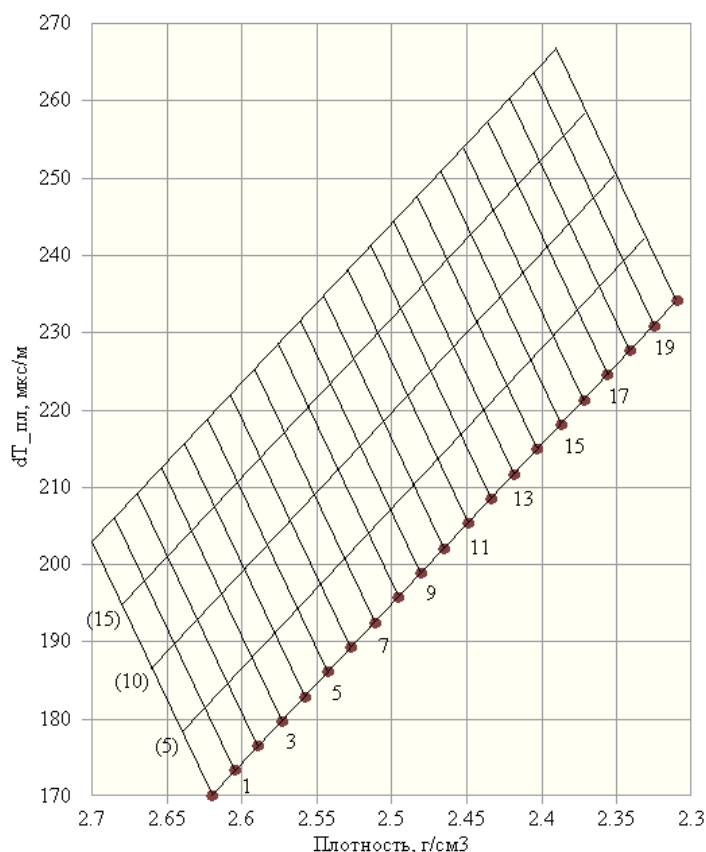


Рисунок 8 – Палетка для определения пористости и глинистости пород ванаварской свиты Собинского месторождения по комплексу методов АК – ГГК-П. Шифр линий – K_n (%), $K_{гг}$ (%)

В случае отсутствия замеров АК и ГГК-П (скважины №№ Дл-1 Деликтунконская и КТ-3 Катангская) коэффициент пористости определялся по РК через связь двойного разностного параметра НГК и водородосодержания W . С учётом глинистости определяем K_n :

$$K_{n(нгк)} = W - K_{гг} \cdot 0,25. \quad (6)$$

По комплексу методов АК-ГГК-П определялась также объемная глинистость для оценки достоверности определения глинистости по методу ГК.

В интервалах с неполным выносом ядра оказываются неохарактеризованными коллекторы с наиболее хорошими коллекторскими свойствами. Это под-

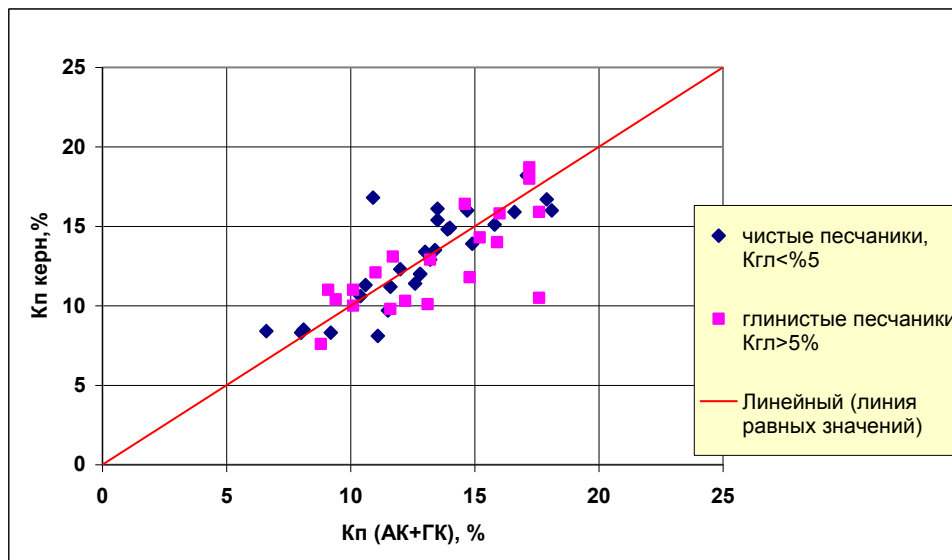
тверждается данными ГИС и результатами, полученными по образцам, отобраным сверлящим керноотборником на кабеле (СКО) (скважины №№ Сб-13, Сб-27, Сб-33 и Сб-36). Так, по керну, отобранному в процессе бурения, практически отсутствуют песчаники с пористостью, превышающей 20 %, а СКО отобраны образцы с пористостью до 25 % (пласт ВН-II, скважины №№ Сб-27, Сб-36 и Сб-33). Поэтому для оценки достоверности определения пористости по ГИС учитывались данные по керну лишь из интервалов с выносом более 70 % и отобранному СКО (рисунок 9).

В результате сопоставления пористости, определенной по комплексу методов АК-ГК с пористостью по керну из интервалов с выносом более 70 % и отобранному СКО, установлено их расхождение между собой в пределах погрешности определения (среднеквадратическое отклонение составляет плюс-минус 1,8 %) во всем интервале изменения пористости по коллекторам. При сопоставлении пористости по керну с пористостью, определенной по комплексу методов ГГК-П-ГК, отклонения от линии равных значений более существенны (среднеквадратическое отклонение $\pm 2,8$ %), что, по-видимому, связано, в основном, с непостоянством минералогической плотности цемента, зависящей от соотношения в цементе глинистых и железистых минералов. При этом отмечается систематическое занижение $K_{пГГК-П-ГК}$ по сравнению с пористостью по керну в пласте ВН-V, связанное с повышенным содержанием железистого цемента, имеющего минералогическую плотность более 2,95 г/см³.

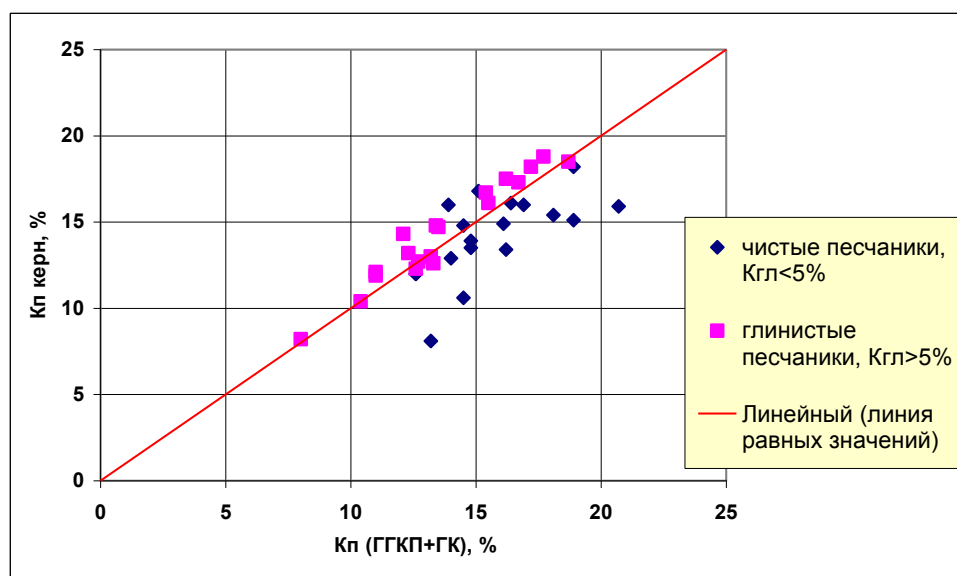
Определение пористости по данным электрических методов не проводилось ввиду сложности учёта смешения фильтрата промывочной жидкости с пластовой водой и остаточного нефтегазонасыщения в промытой зоне и зоне проникновения пласта.

При сопоставлении глинистости, определённой по ГК (рисунок 2) с глинистостью по комплексу АК-ГГК-П (рисунок 8) установлено следующее. По комплексу АК-ГГК-П глинистость по пластам ВН-I – ВН-IV несколько занижена, а по отдельным пропласткам пласта ВН-V – завышена, что также, по-видимому, связано с непостоянством минералогического состава глинисто-железистого це-

мента, а, следовательно, и минеральной плотности цемента.



а)



б)

Рисунок 9 – Сопоставление пористости, определённой по комплексу методов ГИС, с открытой пористостью, замеренной по керну (из интервалов с выносом керна > 70 %):

а – АК + ГК; б – ГГК-П + ГК

Для большинства проинтерпретированных прослоев величины глинистости, определённые по ГК и комплексу АК-ГГК-П, различаются не более чем на 3-4 %. Более достоверным следует считать определение глинистости по ГК, что косвенно подтверждается также хорошей сходимостью пористости, определённой

ной по комплексу методов АК-ГК с пористостью по керну.

4.4. Определение характера насыщенности пластов-коллекторов и местоположения контактов между пластовыми флюидам

Для решения задач разделения коллекторов на продуктивные и водонасыщенные основными параметрами служат значения удельных электрических сопротивлений пород, измеренных различными методами электрического и электромагнитного каротажа (БКЗ, ИК, БК, БМК), причем, информативность различных методов неравноценна.

Наиболее информативен метод БКЗ, обладающий наибольшей глубиной исследования. Однако в условиях изучаемого разреза его применение ограничено из-за малой толщины отдельных прослоев коллекторов ВН-I, ВН-II и ВН-III. Метод ИК, обладающий достаточной глубиной, проведен в двух скважинах старых скважинах №№ Сб-30, Сб-32 Собинской площади, пробуренных на ВИЭРе, и во всех новых скважинах. Наиболее широко для определения насыщенности коллекторов использовались данные бокового и бокового микрокаротажа.

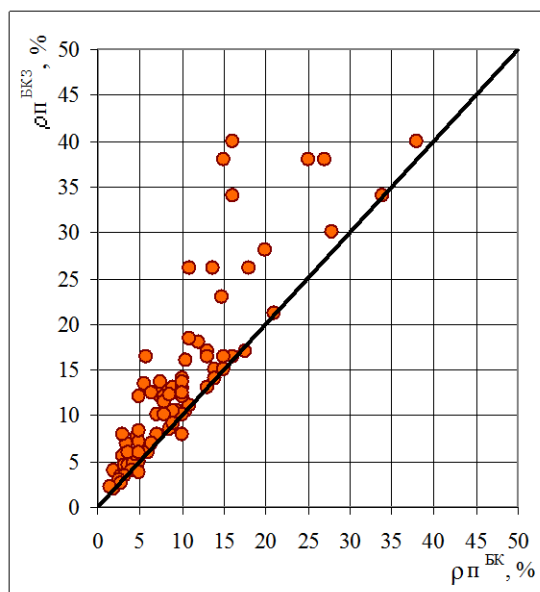


Рисунок 10 – Сопоставление определений УЭС пластов ВН-I – ВН-V ванаварской свиты Собинского месторождения по БК и БКЗ

В связи с тонкослоистостью и неоднородностью разреза УЭС коллекторов

определялось, в основном по БК. По БКЗ УЭС определено только в случае достаточной мощности проницаемых прослоев (4 м и более) или определялось УЭС в пачке прослоев с идентичными свойствами, в основном в пластах ВН-3-5. На приведённом сопоставлении, показанном на рисунке 10, УЭС по БК и БКЗ видно, что точки определений лежат в области линии равных значений и выше (УЭС БКЗ > УЭС БК), что связано с глубокими зонами проникновения. Приоритетным является определение УЭС по БКЗ.

Вследствие близких значений удельных сопротивлений фильтрата бурового раствора и пластовых вод совпадение (при низких значениях) показаний БК и БМК может служить признаком водонасыщенности пласта, а значительное расхождение свидетельствует о насыщенности нефтью или газом. Однако в случае довольно глубоких зон проникновения в высокопроницаемых коллекторах (наиболее часто это проявляется в пластах ВН-I, ВН-II) показания БК и БМК могут быть очень низкими и совпадать. Примером могут служить скважины №№ Сб-27, Сб-35, Сб-11, где при низких значениях ркБК и небольших расхождениях с ркБМК получены промышленные притоки нефти и газа. Поэтому для определения нефтегазонасыщенности привлекались данные ОПК и результаты количественной интерпретации с определением коэффициента нефтегазонасыщенности ($K_{нг}$), методика определения которого изложена ниже.

На рисунке 11 приведено сопоставление параметров пластов-коллекторов с данными испытания пластов в новых скважинах Собинского месторождения:

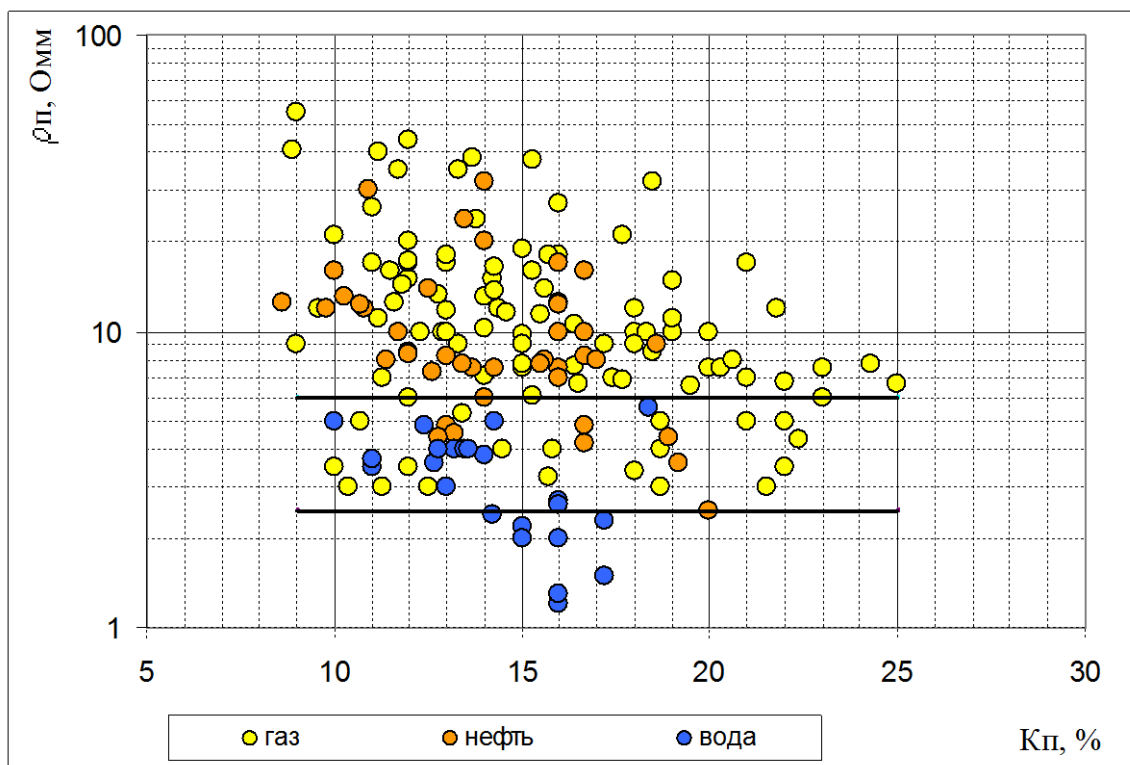


Рисунок 11 – Сопоставление УЭС и K_n пластов-коллекторов ванаварской свиты с данными поинтервальных испытаний в новых скважинах Собинского месторождения

Из рисунка 11 видно, что зона неоднозначности для определения насыщенности коллекторов по УЭС находится в диапазоне 2,5-6,0 Ом · м.

Для разделения продуктивных коллекторов на газо- и нефтенасыщенные в некоторых скважинах были проведены повторные во времени замеры НГК. К сожалению, повторные измерения во всех скважинах были выполнены однократно через различные промежутки времени (от одного до 11,5 месяцев) без измерений непосредственно после обсадки и цементирования скважины. Эффекты «приращения» показаний НГК против газонасыщенных коллекторов однозначно не установлены ни в одной скважине.

Более однозначно характер насыщенности устанавливается по результатам исследования опробователем пластов на кабеле (ОПК) и сводится к выявлению контрастности в количестве и составе проб жидкостей и газов, характерных для газо-, нефте- и водонасыщенных коллекторов. Газонасыщенные интервалы ха-

рактируются большими объёмами газа, превышающими объём измерительного баллона в 20-200 раз. Пробы из нефтенасыщенных интервалов содержат нефть от одного до нескольких литров, объёмы газа в них не превышают 15-20 объёмов измерительного баллона.

Из водонасыщенных пластов отбирают газ в объеме не более 10 объёмов измерительного баллона, жидкая часть проб представлена смесью фильтрата бурового раствора с пластовой водой и, иногда, пленками нефти. Удельное сопротивление смеси обычно меньше сопротивления фильтрата.

Присутствие в пробах газа, нефти и пластовой воды является прямым указанием насыщенности коллектора. Надёжность определения характера насыщенности повышается с привлечением для этой цели сведений о суммарном содержании углеводородов ($\Sigma УВ$) в газовой смеси, их компонентном составе (содержание метана, пропана, бутана и т.д.).

Недостатком применения ОПК на Собинском месторождении следует считать малую охарактеризованность пробами отдельных объектов по скважинам (во многих скважинах в отдельных пластах отобрано лишь по одной пробе). Указанное не позволяет использовать данные ОПК для определения контактов между пластовыми флюидами.

4.5. Определение коэффициентов нефтегазонасыщенности коллекторов

В уникальных геолого-технических условиях района определение коэффициентов нефтегазонасыщенности $K_{нг}$ является одной из наиболее сложных задач. Достоверность полученных значений определяется надёжностью установленных петрофизических зависимостей между параметром насыщения P_n и коэффициентом водонасыщенности K_w , погрешностями определения удельных сопротивлений ρ_n пород в естественном залегании и при их 100 %-ной водонасыщенности.

Для оценки коэффициентов нефтегазонасыщенности $K_{нг}$ коллекторов ис-

пользовалась статистическая зависимость параметра насыщения P_n от коэффициента водонасыщенности K_g , $P_n = f(K_g)$, полученная по результатам анализов керна, выполненных в лабораториях ВНИИГИСа и КТЭ ПГО «Енисейнефтегаз-геология» (рисунок 12). Эта зависимость описывается уравнением:

$$\lg P_n = 2,76 - 1,35 \cdot \lg K_{go}. \quad (7)$$

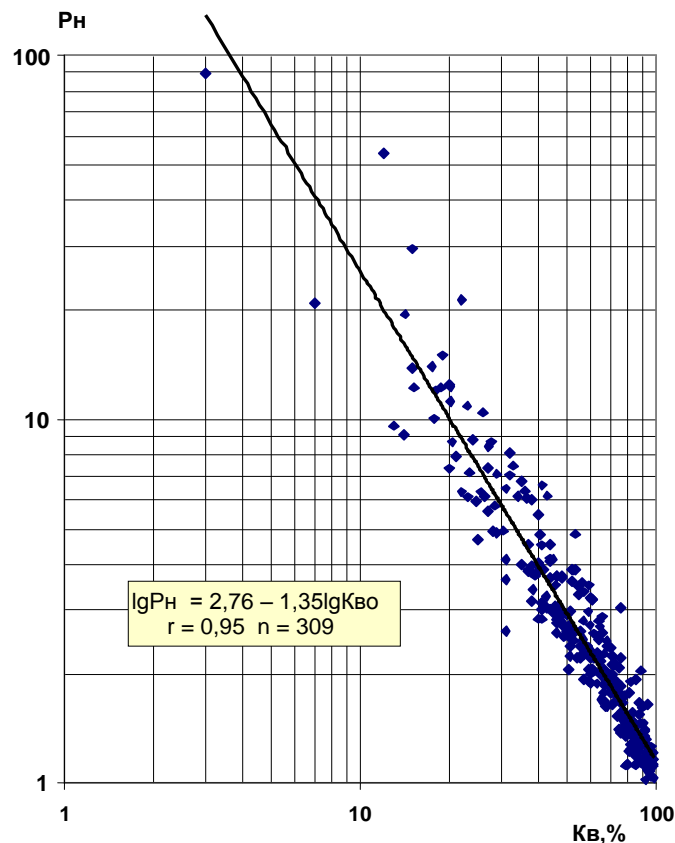


Рисунок 12 – Зависимость параметра насыщения P_n от коэффициента водонасыщенности K_g для пород-коллекторов ванаварской свиты

Связь параметра насыщения от коэффициента водонасыщенности ($P_n = f(K_g)$) подтверждена результатами анализов керна по новым скважинам №№ Сб-40, Сб-41, Сб-43, Сб-45, Сб-48 и Сб-51, выполненных в лаборатории физики пласта ООО «ТюменНИИгипрогаз» (рисунок 13). Сопротивление пласта при 100 % водонасыщенности рассчитывалось по формуле:

$$\rho_{en} = P_n \cdot \rho_g. \quad (8)$$

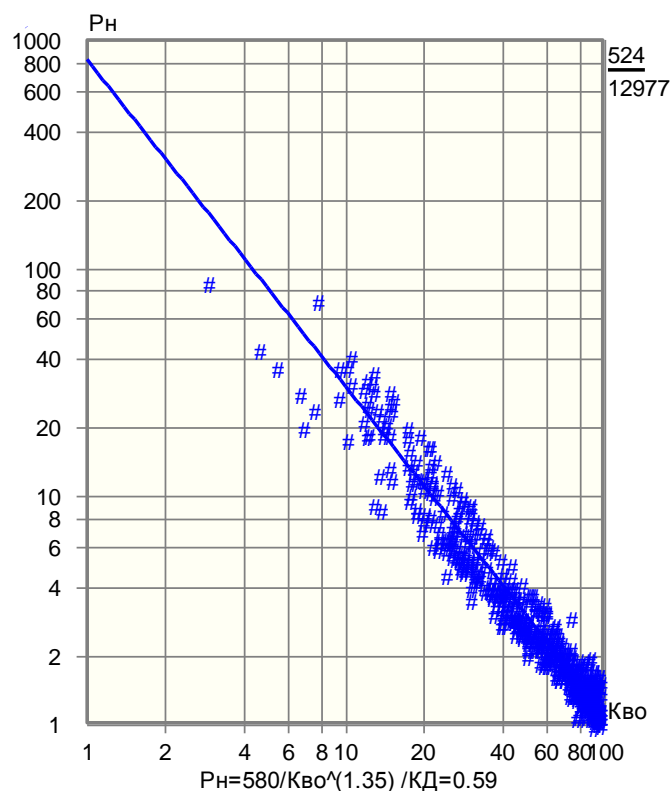


Рисунок 13 – Зависимость параметра насыщения P_n от коэффициента водонасыщенности $K_{\text{в}}$ для пород-коллекторов ванаварской свиты с добавленными данными по новым скважинам

По данным химического анализа минерализация пластовых вод $C_{\text{в}}$ в среднем составляет 267 г/л. Исходя из условий залегания пластов-коллекторов ($t_n = 31 \text{ }^\circ\text{C}$), удельное электрическое сопротивление пластовых вод $\rho_{\text{в}}$, рассчитанное по компонентному составу и определённое по номограмме, составляет 0,036 Ом · м.

Параметр пористости P_n оценивался по статистической зависимости, полученной по результатам анализов керна, выполненных в лабораториях ВНИИ-ГИСа и КТЭ ПГО «Енисейнефтегазгеология» при термобарических условиях залегания пород (рисунок 12) и подтверждённой данными анализов керна по новым скважинам (рисунок 13), описываемой уравнением:

$$\lg P_n = -1,55 \cdot \lg K_n + 0,01 \cdot K_{2l} + 3,54 . \quad (9)$$

Уравнение взаимосвязи P_n с K_n и K_{2l} , описываемое формулой 9 и пред-

ставленное на рисунках 14 и 15, правомерно использовать при значениях открытой пористости в пластовых условиях, не превышающих 25,0 %. Следует заметить, что пористость пластов-коллекторов ванаварской свиты по данным ГИС в рассматриваемых скважинах не превышает 25,5 %.

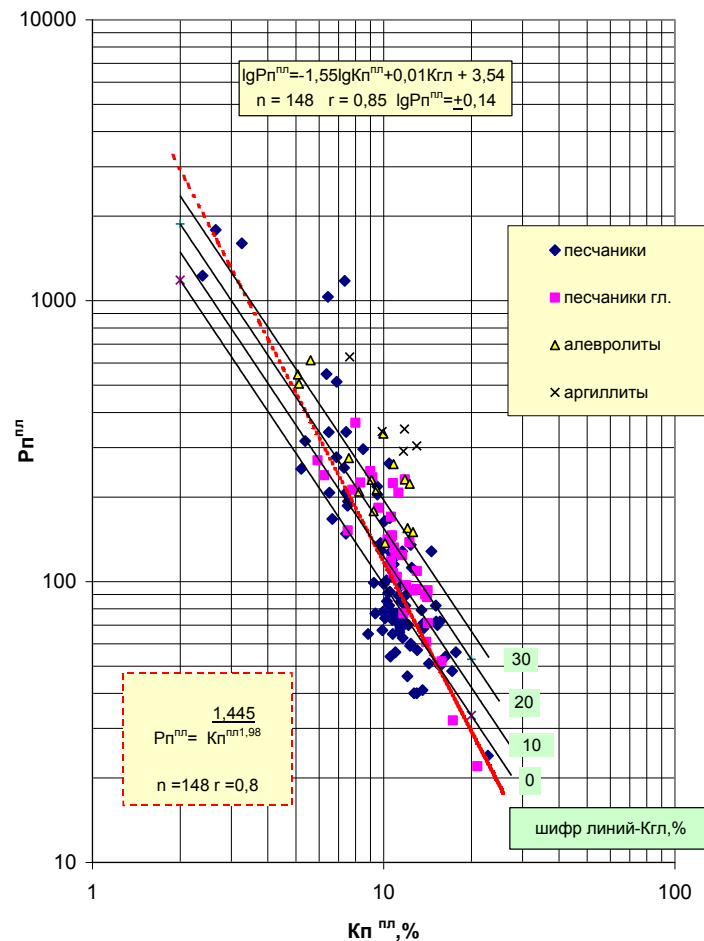


Рисунок 14 – Связь параметра пористости P_n с открытой пористостью пород ванаварской свиты по данным исследования керн в условиях, моделирующих пластовые

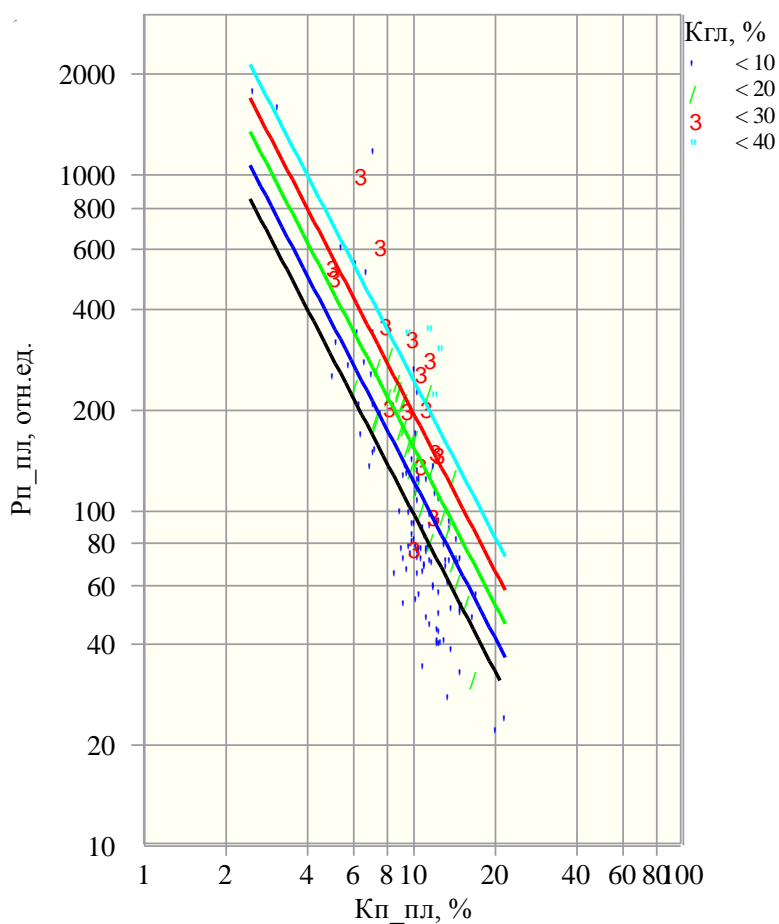


Рисунок 15 – Связь параметра пористости P_n с открытой пористостью пород ванаварской свиты по данным исследования керна в условиях, моделирующих пластовые с учётом данных по новым скважинам

Без учёта глинистости теснота связи $P_n = f(K_n)$ уменьшается. Это связано с тем, что глинистость пород $K_{зл}$ ванаварской свиты является структурным компонентом и влияет на электрическую извилистость. С увеличением $K_{зл}$ увеличивается электрическая извилистость и вследствие этого возрастает сопротивление пород в случае их 100 %-ной водонасыщенности при одинаковой пористости.

Результаты исследований керна по новым скважинам Собинского месторождения №№ СБ-40, СБ-41, СБ-43, СБ-45, СБ-48 и СБ-51, выполненные в лаборатории физики пласта ООО «ТюменНИИгипрогаз», подтверждают полученные ранее петрофизические связи параметра насыщенности от коэффициента водонасыщенности и параметра пористости от коэффициента пористости.

Наибольшие трудности при установлении $K_{нз}$ обусловлены определением истинного удельного электрического сопротивления ρ_n пород незатронутой проникновением части пласта. Ввиду малой толщины отдельных прослоев коллекторов не всегда имеется возможность оценки ρ_n по БКЗ. Однако установлено, что зона проникновения в продуктивных коллекторах ВН-I в большинстве случаев не превышает двух-четырёх диаметров скважины, в пласте ВН-II – проникновение больше или равно четырём диаметрам скважины (скважины №№ Сб-27, Сб-35, Сб-36, Сб-9 и др.), в пластах ВН-IV-V – проникновение равно $2 \div 8 d_{скв}$. В коллекторах толщиной менее 4-5 м при определении ρ_n по незавершённым кривым зондирования с использованием линии «А» как геометрического места точек асимптот кривых БКЗ не исключается возможность занижения получаемых значений ρ_n и соответственно $K_{нз}$.

Анализ сопоставления $K_{нз}$, определённых по данным БК и БКЗ, свидетельствует о систематическом занижении $K_{нз}$ по данным БК. Особенно это отмечается в коллекторах пласта ВН-II и с ухудшенными фильтрационно-емкостными свойствами. В наиболее хороших коллекторах (с максимальными $K_{нз}$) $K_{нз}$ по БК и БКЗ во многих случаях близки между собой.

Вскрытие продуктивных коллекторов на ВИЭРе создаёт более благоприятные условия для определения $K_{нз}$, чем бурение на рассоле. Снижение депрессии за счёт применения облегченной ПЖ уменьшает интенсивность её фильтрации в пласты.

Результаты интерпретации данных промыслово-геофизических исследований скважин Собинского месторождения на примере скважины № Сб-45 приведены на рисунке 16. Схема корреляции продуктивных пластов ВН-I, ВН-II, ВН-III-V по линии скважин №№ Сб-31 – Сб-30 – Сб-27 – Сб-20 – Сб-9 – Сб-49 приведена на рисунке 17.

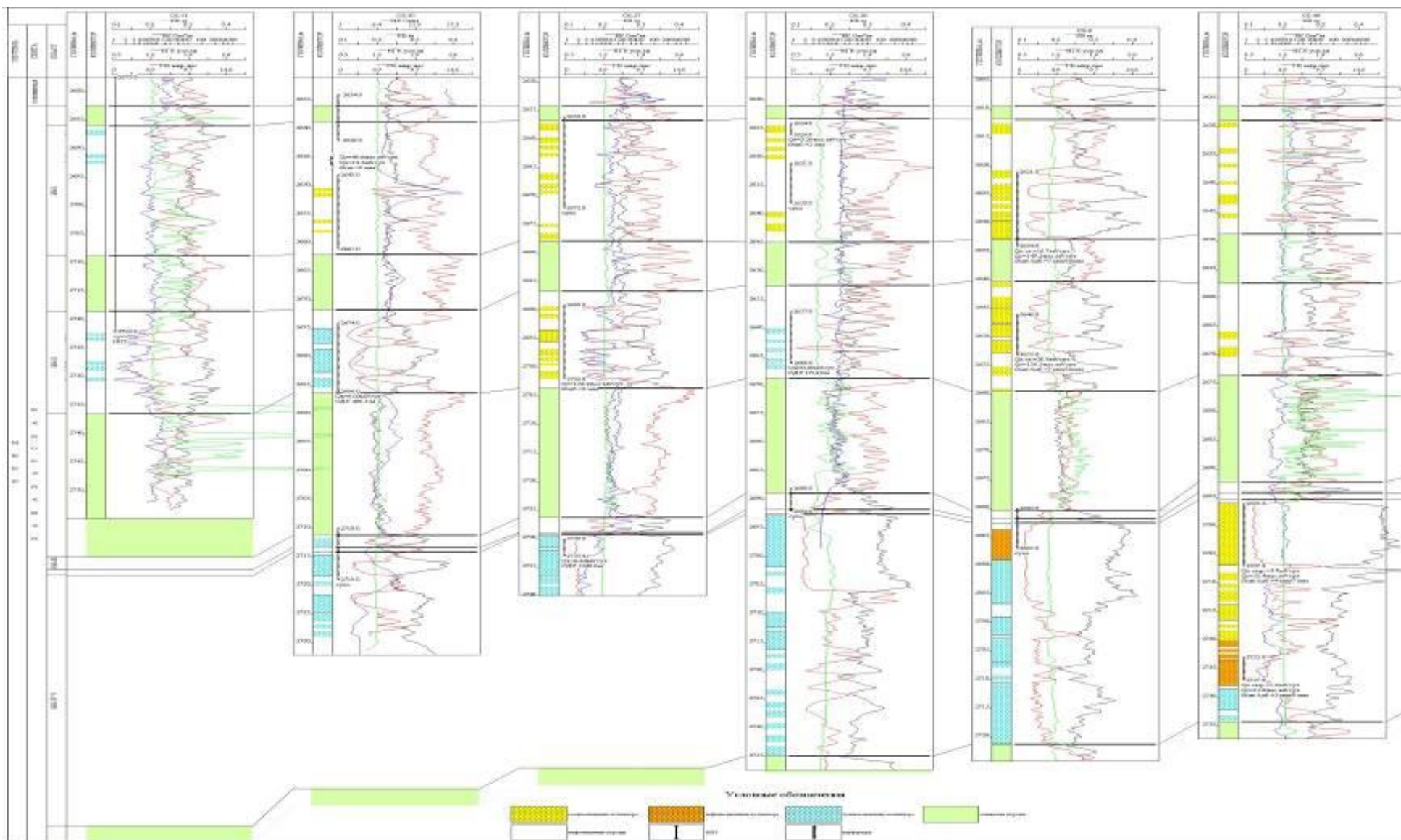


Рисунок 17 – Схема корреляции продуктивных пластов ВН-I, ВН-II, ВН-III-V по линии скважин №№ Сб-31 – Сб-30 – Сб-27 – Сб-20 – Сб-9 – Сб-49

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Временный обязательный комплекс геофизических исследований скважин Катангской седловины и Камовского свода. – Москва, 1983.
2. Горлов И.В. Пересчёт запасов углеводородов Собинского нефтегазоконденсатного месторождения с учётом материалов сейсморазведки 3D и бурения новых скважин: отчёт о НИР. – Тюмень: ООО «ТюменНИИгипрогаз», 2010.
3. Кузнецов Л.Л. Подсчёт запасов нефти, газа и конденсата Собинского нефтегазоконденсатного месторождения (Красноярский край, Тунгусско-Чуньский район, Эвенкийский автономный округ) по состоянию на 01.06.1987: отчёт о НИР. – Красноярск: ПГО «Енисейнефтегаз-геология», 1987.
4. Скрылёв С.А. Дополнение к проекту доразведки Собинского нефтегазоконденсатного месторождения: отчёт о НИР. – Тюмень: ООО «ТюменНИИгипрогаз», 2006.
5. Скрылёв С.А. Проект доразведки Собинского нефтегазоконденсатного месторождения: отчёт о НИР. – Тюмень: ООО «ТюменНИИгипрогаз», 2004.
6. Булатов А.И., Волощенко Е.Ю., Кусов Г.В., Савенок О.В. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин: учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар: ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 603 с.
7. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин: в 4 томах. – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2012-2015. – Т. 1-4.
8. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2016. – 576 с.
9. Булатов А.И., Качмар Ю.Д., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Освоения нефтяных и газовых скважин. Наука і практика: монографія. – Львів: Сполом, 2018. – 476 с.
10. Климов В.В., Савенок О.В., Лешкович Н.М. Основы геофизических исследований при строительстве и эксплуатации скважин на нефтегазовых месторождениях. – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2016. – 274 с.
11. Конторович А.Э., Сурков В.С., Трофимук А.А. Геология нефти и газа Сибирской платформы. – М.: Недра, 1981.
12. Попов В.В., Третьяк А.Я., Савенок О.В., Кусов Г.В., Швец В.В. Геофизические исследования и работы в скважинах: учебное пособие. – Новочеркасск: Лик, 2017. – 326 с.
13. Савенок О.В., Арутюнян А.С., Шальская С.В. Интерпретация результатов гидродинамических исследований: учебное пособие. – Краснодар: Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2017. – 203 с.
14. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – М.: Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.
15. Проведение геофизических исследований в скважинах на Собинском месторождении [Электронный ресурс]. Режим доступа:
http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0b65635b2ac78a5d53a88421316d26_0.html
16. Андреева Е.Е., Баранова А.Г., Валеева С.Е. О возможных причинах несовпадения данных бурения и сейсмопостроений // Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 г.): в 5 т.: сборник статей / Под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2017. – Т. 1: Прогноз, поиск и разведка месторождений нефти и газа. Нефтегазопромысловая геология. Разведочная и промысловая геофизика. – С. 30-33.
17. Березовский Д.А., Лаврентьев А.В., Савенок О.В., Кошелев А.Т. Разработка физико-химических моделей и методов прогнозирования состояния пород-коллекторов // Ежемесячный научно-технический и производственный журнал «Нефтяное хозяйство». – М.: ЗАО «Издательство «Нефтяное хозяйство», 2014. – № 9. – С. 84-86.
18. Волкова П.В. Оценка неопределенностей петрофизических параметров методом Монте-Карло // Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 г.): в 5 т.: сборник статей / Под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2017. – Т. 1: Прогноз, поиск и

- разведка месторождений нефти и газа. Нефтегазопромысловая геология. Разведочная и промысловая геофизика. – С. 42-46.
19. Гаделева Д.Д., Вахитова Г.Р. Обоснование коэффициента нефтегазонасыщенности пластов-коллекторов // Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 г.): в 5 т.: сборник статей / Под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2017. – Т. 1: Прогноз, поиск и разведка месторождений нефти и газа. Нефтегазопромысловая геология. Разведочная и промысловая геофизика. – С. 47-50.
20. Дюдьбина А.А., Вахитова Г.Р. Поиск пропущенных продуктивных коллекторов на основе уточнения петрофизической модели // Булатовские чтения: материалы III Международной научно-практической конференции (31 марта 2019 г.): в 5 т.: сборник статей / Под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2019. – Т. 1: Прогноз, поиск и разведка месторождений нефти и газа. Нефтегазопромысловая геология. Разведочная и промысловая геофизика. – С. 67-70.
21. Искендеров М.М. Оценка петрофизических параметров коллекторов с учётом их литологической типизации // Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 г.): в 7 т.: сборник статей / Под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2018. – Т. 1: Прогноз, поиск и разведка месторождений нефти и газа. Нефтегазопромысловая геология. Разведочная и промысловая геофизика. – С. 107-110.
22. Климов В.В., Савенок О.В., Лешкович Н.М. Повышение достоверности геофизических методов в наклонно-направленных и горизонтальных скважинах // Научно-технический журнал «Инженер-нефтяник». – М.: Издательство ООО «Ай Ди Эс Дрилинг», 2017. – № 3. – С. 33-37.
23. Панцарников Д.С., Арутюнян А.С., Петрушин Е.О., Савенок О.В. Техника и технология геофизических методов исследования горизонтальных скважин на Фёдоровском нефтегазовом месторождении // Научно-технический журнал «Нефть. Газ. Новации». – Самара: ООО «Редакция журнала «Нефть. Газ. Новации», 2016. – № 1/2016. – С. 42-45.
24. Петрушин Е.О., Арутюнян А.С. Проведение комплекса геофизических работ в скважинах Ямбургского газоконденсатного месторождения // Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 г.): в 7 т.: сборник статей / Под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2018. – Т. 1: Прогноз, поиск и разведка месторождений нефти и газа. Нефтегазопромысловая геология. Разведочная и промысловая геофизика. – С. 173-180.
25. Савенок О.В., Березовский Д.А., Кусов Г.В. Закономерности и изменения свойств нефти и газа в залежах и месторождениях // Булатовские чтения: материалы III Международной научно-практической конференции (31 марта 2019 г.): в 5 т.: сборник статей / Под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2019. – Т. 1: Прогноз, поиск и разведка месторождений нефти и газа. Нефтегазопромысловая геология. Разведочная и промысловая геофизика. – С. 114-119.

REFERENCES

1. Vremennyj obyazatel'nyj kompleks geofizicheskikh issledovanij skvazhin Katangskoj sedloviny i Kamovskogo svoda. – Moskva, 1983.
2. Gorlov I.V. Pereschyot zapasov uglevodorodov Sobinskogo neftegazokondensatnogo mestorozhdeniya s uchyotom materialov sejsmorazvedki 3D i bureniya novyh skvazhin: otchyot o NIR. – Tyumen': ООО «TyumenNIIgiprogaz», 2010.
3. Kuznecov L.L. Podschyot zapasov nefiti, gaza i kondensata Sobinskogo neftegazokondensatnogo mestorozhdeniya (Krasnoyarskij kraj, Tungussko-CHun'skij rajon, Evenkijskij avtonomnyj okrug) po sostoyaniyu na 01.06.1987: otchyot o NIR. – Krasnoyarsk: PGO «Enisejneftegazgeologiya», 1987.
4. Skrylyov S.A. Dopolnenie k proektu dorazvedki Sobinskogo neftegazokondensatnogo mestorozhdeniya: otchyot o NIR. – Tyumen': ООО «TyumenNIIgiprogaz», 2006.

5. Skrylyov S.A. Proekt dorazvedki Sobinskogo neftegazokondensatnogo mestorozhdeniya: otchyot o NIR. – Tyumen': OOO «TyumenNIIgiprogaz», 2004.
6. Bulatov A.I., Voloshchenko E.YU., Kusov G.V., Savenok O.V. Ekologiya pri stroitel'stve neftyanyh i gazovyh skvazhin: uchebnoe posobie dlya studentov vuzov. – Krasnodar: OOO «Prosveshchenie-YUG», 2011. – 603 s.
7. Bulatov A.I., Savenok O.V. Kapital'nyj podzemnyj remont neftyanyh i gazovyh skvazhin: v 4 tomah. – Krasnodar: OOO «Izdatel'skij Dom – YUG», 2012-2015. – T. 1-4.
8. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremijchuk R.S. Nauchnye osnovy i praktika osvoeniya neftyanyh i gazovyh skvazhin. – Krasnodar: OOO «Izdatel'skij Dom – YUG», 2016. – 576 s.
9. Bulatov A.I., Kachmar YU.D., Savenok O.V., Yaremijchuk R.S. Osvoennya naftovih i gazovih sverdlovin. Nauka i praktika: monografiya. – L'viv: Spolom, 2018. – 476 s.
10. Klimov V.V., Savenok O.V., Leshkovich N.M. Osnovy geofizicheskikh issledovanij pri stroitel'stve i ekspluatacii skvazhin na neftegazovyh mestorozhdeniyah. – Krasnodar: OOO «Izdatel'skij Dom – YUG», 2016. – 274 s.
11. Kontorovich A.E., Surkov V.S., Trofimuk A.A. Geologiya nefti i gaza Sibirskoj platformy. – M.: Nedra, 1981.
12. Popov V.V., Tret'yak A.YA., Savenok O.V., Kusov G.V., SHvec V.V. Geofizicheskie issledovaniya i raboty v skvazhinah: uchebnoe posobie. – Novocheerkassk: Lik, 2017. – 326 s.
13. Savenok O.V., Arutyunyan A.S., SHal'skaya S.V. Interpretaciya rezul'tatov gidrodinamicheskikh issledovanij: uchebnoe posobie. – Krasnodar: Izd. FGBOU VO «KubGTU», 2017. – 203 s.
14. Savenok O.V., Kachmar YU.D., Yaremijchuk R.S. Neftegazovaya inzheneriya pri osvoenii skvazhin. – M.: Infra-Inzheneriya, 2019. – 548 s.
15. Provedenie geofizicheskikh issledovanij v skvazhinah na Sobinskom mestorozhdenii □Elektronnyj resurs□. Rezhim dostupa:
http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0b65635b2ac78a5d53a88421316d26_0.html
16. Andreeva E.E., Baranova A.G., Valeeva S.E. O vozmozhnyh prichinah nesovpadeniya dannyh bureniya i sejsmopostroenij // Bulatovskie chteniya: materialy I Mezhdunarodnoj nauchno-prakticheskoy konferencii (31 marta 2017 g.): v 5 t.: sbornik statej / Pod obshch. red. d-ra tekhn. nauk, prof. O.V. Savenok. – Krasnodar: OOO «Izdatel'skij Dom – YUG», 2017. – T. 1: Prognoz, poisk i razvedka mestorozhdenij nefti i gaza. Neftegazopromyslovaya geologiya. Razvedochnaya i promyslovaya geofizika. – S. 30-33.
17. Berezovskij D.A., Lavrent'ev A.V., Savenok O.V., Koshelev A.T. Razrabotka fiziko-himicheskikh modelej i metodov prognozirovaniya sostoyaniya porod-kollektorov // Ezhemesyachnyj nauchno-tekhnicheskij i proizvodstvennyj zhurnal «Neftyanoe hozyajstvo». – M.: ZAO «Izdatel'stvo «Neftyanoe hozyajstvo», 2014. – № 9. – С. 84-86.
18. Volkova P.V. Ocenka neopredelennostej petrofizicheskikh parametrov metodom Monte-Karlo // Bulatovskie chteniya: materialy I Mezhdunarodnoj nauchno-prakticheskoy konferencii (31 marta 2017 g.): v 5 t.: sbornik statej / Pod obshch. red. d-ra tekhn. nauk, prof. O.V. Savenok. – Krasnodar: OOO «Izdatel'skij Dom – YUG», 2017. – T. 1: Prognoz, poisk i razvedka mestorozhdenij nefti i gaza. Neftegazopromyslovaya geologiya. Razvedochnaya i promyslovaya geofizika. – S. 42-46.
19. Gadeleva D.D., Vahitova G.R. Obosnovanie koefficienta neftegazonasyshchennosti plastov-kollektorov // Bulatovskie chteniya: materialy I Mezhdunarodnoj nauchno-prakticheskoy konferencii (31 marta 2017 g.): v 5 t.: sbornik statej / Pod obshch. red. d-ra tekhn. nauk, prof. O.V. Savenok. – Krasnodar: OOO «Izdatel'skij Dom – YUG», 2017. – T. 1: Prognoz, poisk i razvedka mestorozhdenij nefti i gaza. Neftegazopromyslovaya geologiya. Razvedochnaya i promyslovaya geofizika. – S. 47-50.
20. Dyud'bina A.A., Vahitova G.R. Poisk propushchennyh produktivnyh kollektorov na osnove utochneniya petrofizicheskoy modeli // Bulatovskie chteniya: materialy III Mezhdunarodnoj nauchno-prakticheskoy konferencii (31 marta 2019 g.): v 5 t.: sbornik statej / Pod obshch. red. d-ra tekhn. nauk, prof. O.V. Savenok. – Krasnodar: OOO «Izdatel'skij Dom – YUG», 2019. – T. 1: Prognoz, poisk i razvedka mestorozhdenij nefti i gaza. Neftegazopromyslovaya geologiya. Razvedochnaya i promyslovaya geofizika. – S. 67-70.

21. Iskenderov M.M. Ocenka petrofizicheskikh parametrov kollektorov s uchyotom ih litologicheskoy tipizacii // Bulatovskie chteniya: materialy II Mezhdunarodnoj nauchno-prakticheskoy konferencii (31 marta 2018 g.): v 7 t.: sbornik statej / Pod obshch. red. d-ra tekhn. nauk, prof. O.V. Savenok. – Krasnodar: OOO «Izdatel'skij Dom – YUg», 2018. – T. 1: Prognoz, poisk i razvedka mestorozhdenij nefiti i gaza. Neftegazopromyslovaya geologiya. Razvedochnaya i promyslovaya geofizika. – S. 107-110.
22. Klimov V.V., Savenok O.V., Leshkovich N.M. Povyszenie dostovernosti geofizicheskikh metodov v naklonno-napravlennyh i gorizontalnyh skvazhinah // Nauchno-tekhnicheskij zhurnal «Inzhener-neftyanik». – M.: Izdatel'stvo OOO «Aj Di Es Drilling», 2017. – № 3. – S. 33-37.
23. Pancarnikov D.S., Arutyunyan A.S., Petrushin E.O., Savenok O.V. Tekhnika i tekhnologiya geofizicheskikh metodov issledovaniya gorizontalnyh skvazhin na Fyodorovskom neftegazovom mestorozhdenii // Nauchno-tekhnicheskij zhurnal «Neft'. Gaz. Novacii». – Samara: OOO «Redakciya zhurnala «Neft'. Gaz. Novacii», 2016. – № 1/2016. – S. 42-45.
24. Petrushin E.O., Arutyunyan A.S. Provedenie kompleksa geofizicheskikh rabot v skvazhinah Yamburgskogo gazokondensatnogo mestorozhdeniya // Bulatovskie chteniya: materialy II Mezhdunarodnoj nauchno-prakticheskoy konferencii (31 marta 2018 g.): v 7 t.: sbornik statej / Pod obshch. red. d-ra tekhn. nauk, prof. O.V. Savenok. – Krasnodar: OOO «Izdatel'skij Dom – YUg», 2018. – T. 1: Prognoz, poisk i razvedka mestorozhdenij nefiti i gaza. Neftegazopromyslovaya geologiya. Razvedochnaya i promyslovaya geofizika. – S. 173-180.
25. Savenok O.V., Berezovskij D.A., Kusov G.V. Zakonomernosti i izmeneniya svojstv nefiti i gaza v zalezhhah i mestorozhdeniyah // Bulatovskie chteniya: materialy III Mezhdunarodnoj nauchno-prakticheskoy konferencii (31 marta 2019 g.): v 5 t.: sbornik statej / Pod obshch. red. d-ra tekhn. nauk, prof. O.V. Savenok. – Krasnodar: OOO «Izdatel'skij Dom – YUg», 2019. – T. 1: Prognoz, poisk i razvedka mestorozhdenij nefiti i gaza. Neftegazopromyslovaya geologiya. Razvedochnaya i promyslovaya geofizika. – S. 114-119.

TECHNOLOGY AND TECHNOLOGY OF GEOPHYSICAL METHODS FOR RESEARCHING WELLS IN THE SOBINSKOYE FIELD

Leshkovich N. M.

Kuban state technological university, NLeshkovich@bk.ru

Based on the materials of geological exploration, including testing and research of new wells, interpretation of well logging materials of new and reinterpretation of old wells, the following main results were obtained: the geological section on the area of the field was studied according to the drilling data of 48 exploratory and appraisal and exploratory wells; the boundaries of the development of productive formations according to the studied area are specified; reservoir properties and the physicochemical properties of fluids were investigated; a detailed correlation of reservoirs was performed; petrophysical parameters and reservoir properties of reservoir rocks are clarified for all productive formations. To compare the results of the interpretation of well

logs and the data of laboratory tests of the core, comparisons of porosity determined by core and well logs were carried out, as well as statistical distributions of permeability over core and well logs were constructed.

Keywords: petrophysics and reservoir properties of section rocks; methods and techniques of geophysical research; data processing and interpretation; dissection of cuts and allocation of benchmarks; selection of reservoirs and determination of their effective thicknesses; determination of clay, porosity and permeability coefficients of reservoirs; determination of reservoir oil and gas saturation coefficients.