

УДК550.8; <https://doi.org/10.37878/2708-0080/2022-6.01>

<https://orcid.org/0000-0002-8326-6888>

<https://orcid.org/0000-0003-1354-7155>

<https://orcid.org/0000-0001-9557-3351>

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ СПЕЦИАЛЬНОГО КОМПЛЕКСА ГИС ДЛЯ ИЗУЧЕНИЯ СВОЙСТВ ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДОВ И ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ ОТЛОЖЕНИЙ МЕЛОВОГО И ЮРСКОГО ПЕРИОДОВ МЕСТОРОЖДЕНИЯ АРЫСТАНОВСКОЕ



Б.О. ДУРМАГАМБЕТОВ¹,
докторант, Satbayev University,
b.durnagambetov@knc.kz



Р.А. ТЮЛЕБАЕВА²,
магистр технических наук,
главный геофизик,
r.tyulebayeva@king.kz



А.Ж. МУХАНОВ²,
магистр технических наук,
геофизик 1 категории,
a.mukhanov@king.kz

¹НАО «КАЗАХСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ИМ. К.И. САТПАЕВА» SATBAYEV UNIVERSITY, Республика Казахстан, 050000, г. Алматы, ул. Сатпаева, 22/5

²АО «КАЗАХСКИЙ ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА»
Республика Казахстан, 050000, г. Алматы, пр. Абылай хана, 77

Рассмотрены свойства пластовых флюидов и пород-коллекторов отложений мелового и юрского периодов Арыстанского месторождения. В скважине А-418 пробуренной на новом малоизученном участке, для оценки перспективности участка и выявления возможного обводнения применены специальные методы ГИС: многочастотный волновой диэлектрический каротаж (МВДК) DielectricScanner и высокоразрешающий ядерно-магнитный каротаж (ЯМК) CMR-Plus. С применением данных методов были определены свойства пластовых флюидов и пород-коллекторов отложений мелового и юрского периодов месторождения Арыстановское.

Для выделения коллекторов были использованы качественные признаки коллекторов, таких как: пониженные значения естественной радиоактивности, объемной плотности и водородосодержания, наличие глинистой корки, наличие радиального профиля проникновения по диаграммам УЭС, наличие свободного флюида по данным ЯМК.

Результаты исследований могут быть использованы при выделении объектов разработки, выборе методов добычи углеводородов.

Актуальность данного исследования подтверждается тем, что месторождение Арыстановское в настоящее время находится на стадии разработки. Изучение пород-коллекторов в новой скважине А-418 в интервале 801–3095 м поможет в уточнении запасов и выборе метода добычи.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: проницаемость, влагоемкость, ядерно-магнитный резонанс, релаксация, инверсия, диффузия, каротаж, скважина, флюид, коллектор.

АРЫСТАН КЕН ОРНЫНЫҢ БОР ЖӘНЕ ЮРА КЕЗЕҢДЕРІ ШӨГІНДІЛЕРІНІҢ ҚАБАТ ФЛЮИДТЕРІ МЕН ҚАБАТ ЖЫНЫСТАР-КОЛЛЕКТОРЛАРЫНЫҢ ҚАСИЕТТЕРІН ЗЕРТТЕУ ҮШІН АРНАЙЫ ГАЗ КЕШЕНІН ПАЙДАЛАНУ

Б.О. ДУРМАГАМБЕТОВ¹, докторант, Satbayev University, b.durmagambetov@knoc.kz
Р.А. ТЮЛЕБАЕВА², техника ғылымдарының магистрі, бас геофизик, r.tyulebayeva@king.kz
А.Ж. МУХАНОВ², техника ғылымдарының магистрі, 1 санатты геофизик, a.mukhanov@king.kz

¹КЕАҚ Қ. САТПАЕВ АТЫНДАҒЫ ҚАЗАҚ ҰЛТТЫҚ ТЕХНИКАЛЫҚ ЗЕРТТЕУ УНИВЕРСИТЕТІ, 050000, Сәтпаев көшесі 22/5, Алматы, Қазақстан

²"ҚАЗАҚ МҰНАЙ ЖӘНЕ ГАЗ ИНСТИТУТЫ" АҚ
 Қазақстан Республикасы, 050000, Алматы, Абылай хан даңғылы, 77

Мақалада Арыстан кен орнының бор және юра кезеңдеріндегі шөгінділердің қабат сұйықтықтары мен тау жыныстарының қасиеттері қарастырылған. Жаңа зерттелмеген учаскеде бұрғыланған а-418 ұңғымасында учаскенің перспективалылығын бағалау және ықтимал сулануды анықтау үшін арнайы ГАЗ әдістері қолданылды: DielectricScanner көп жиілікті толқындық диэлектрлік каротаж (ИМК) және CMR-Plus жоғары ажыратымдылықтағы ядролық-магниттік каротаж (ЯМК). Осы әдістерді қолдана отырып, Арыстановское кен орнының бор және юра кезеңдеріндегі шөгінділердің қабат сұйықтықтары мен тау жыныстарының қасиеттері анықталды.

Коллекторларды оқшаулау үшін коллекторлардың сапалық белгілері пайдаланылды, мысалы: табиғи радиоактивтіліктің, көлемдік тығыздықтың және сутегі құрамының төмендеген мәндері, сазды қыртыстың болуы, УЭС диаграммалары бойынша радиалды ену профилінің болуы, ЯМК деректері бойынша бос сұйықтықтың болуы. Зерттеу нәтижелерін әзірлеу объектілерін оқшаулау, көмірсутектерді өндіру әдістерін таңдау кезінде пайдалануға болады.

Бұл зерттеудің өзектілігі Арыстановское кен орнының қазіргі уақытта игеру сатысында екендігімен расталады. 801–3095 м аралықта жаңа а-418 ұңғымасындағы коллекторлық жыныстарды зерттеу қорларды нақтылауға және өндіру әдісін таңдауға көмектеседі.

ТҮЙІН СӨЗДЕР: өткізгіштік, ылғал сыйымдылығы, ядролық магниттік резонанс, релаксация, инверсия, диффузия, каротаж, ұңғыма, сұйықтық, коллектор.

USE OF A SPECIAL LOG COMPLEX FOR STUDYING THE PROPERTIES OF RESERVOIR FLUIDS AND ROCKS OF THE SEDIMENTS OF THE CRETACEOUS AND JURASSIC AGES OF THE ARYSTANOVSKOYE FIELD

B.O. DURMAGAMBETOV¹, doctoral student, Satbayev University, b.durmagambetov@knoc.kz
R.A. TULEBAYEVA², master of technical sciences, chief geophysicist, JSC "Kazakh Institute of Oil and Gas", r.tyulebayeva@king.kz
A.ZH. MUKHANOV², master of technical sciences, geophysicist 2nd category, JSC "Kazakh Institute of Oil and Gas", a.mukhanov@king.kz

¹NJSC "KAZAKH NATIONAL RESEARCH TECHNICAL UNIVERSITY
NAMED AFTER K.I. SATPAYEV" SATBAYEV UNIVERSITY,
22/5, Satpayev str., Almaty, 050000, Republic of Kazakhstan

²JSC "KAZAKH INSTITUTE OF OIL AND GAS"
Republic of Kazakhstan, 050000, Almaty, Abylai Khan Ave., 77

The properties of formation fluids and reservoir rocks of the Cretaceous and Jurassic periods deposits of the Arystanovskoye field are given in the article. In the A-418 well drilled within a new poorly explored area, the special well logging methods have been used to assess the prospects of the area and identify possible watering out: multi-frequency electromagnetic propagation logging (MEPL) Dielectric Scanner and high resolution nuclear magnetic logging (NML) CMR-Plus. Properties of formation fluids and reservoir rocks of the Cretaceous and Jurassic deposits of the Arystanovskoye field were determined using these methods.

The qualitative characters of reservoirs were used for reservoir quality discrimination such as: decreased values of natural radioactivity, volume density and hydrogen content, clay cake availability, availability of radial penetration profile by electrical resistivity diagrams. The results of the research can be used during the selection of development targets, the selection of methods for hydrocarbons recovery.

The relevance of this study is confirmed by the fact that the Arystanovskoye field is currently under development. The research of reservoir rocks in the new A-418 well within the 801–3095m interval will help to perform the reserves update and choose the production method.

KEY WORDS: permeability, moisture capacity, nuclear magnetic resonance, relaxation, inversion, diffusion, logging, well, fluid, reservoir.

Введение. Основной задачей при оценке фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) низкопроницаемых песчано-глинистых коллекторов является оценка их водонасыщенности, эффективной пористости и проницаемости, а также корректная оценка эффективных нефтегазонасыщенных толщин. Структура пустотного пространства таких коллекторов крайне изменчива. Так, в интервале пласта, вскрытого скважиной, могут быть выделены интервалы с одинаковыми пористостями, но проницаемостями, отличающимися на два порядка. С ростом глинистости и ухудшением отсортированности осадка уменьшается размер пор, увеличивается извилистость поровых каналов, растет содержание воды глин и капиллярно-связанной воды. Применение специального комплекса геофизических исследований скважин (ГИС), включающего ядерно-магнитный каротаж (ЯМК) в сильном поле и многочастотный волновой диэлектрический каротаж (МВДК), позволяет выполнять точную оценку пористости, эффективной пористости, проницаемости и водонасыщенности с учетом изменения структуры пустотного пространства по разрезу.

Материалы и методы исследования. На месторождении Арыстановское была пробурена новая скважина А-418. Скважина была исследована подразделением ГИС компании Schlumberger. Оценка качества записанных данных была проведена для следующих каротажных кривых:

- Спектральный Гамма-каротаж (HSGR, HCGR).
- Каверномер (CALI).
- Боковой каротаж/индукционный каротаж (RLA1-5, RT_HRLT/AT10-90, ATRT).
- Микробоковой каротаж (RXOZ).
- Нейтронный каротаж (TNPH).

- Лито-Плотностной каротаж (RHOZ).
- Лито-Плотностной каротаж (PEFZ).
- Общая пористость (MRP_CMV).
- Объем связанного флюида (BFV).
- Многочастотный волновой диэлектрический метод (PWXO, MN).
- Метод спонтанных потенциалов (SP).
- Акустический каротаж (DT).

Для выбора петрофизических параметров и модели были использованы построенные на основании записанных данных ГИС кроссплоты, описание керна, а также доступные геологические данные по месторождению. Из кроссплотов плотность-нейтронная пористость, плотность-фотоэлектрический фактор, можно сделать вывод, что разрез представлен преимущественно терригенными породами с присутствием интервалов карбонатных пород.

На основе имеющихся данных следующие минералы были использованы для построения минеральной модели скелета: кварц, ортоклаз, кальцит, ангидрит. В качестве глинистого минерала был использован иллит.

В процессе интерпретации использовалась терригенная петрофизическая модель с включением карбонатной модели в определенных интервалах. Основанием для выбора данной модели явились построенные на основании записанных данных ГИС палетки, информация по газовому каротажу, а также доступные геологические данные по месторождению.

Первым этапом определялась литология и пористость, а на втором этапе использовались кривые литологии и пористости из первой модели.

Результаты и обсуждение. Выполнена настройка параметров уравнения «Двойной воды» (уравнение «Dual Water Elan» в модуле Quanti.Elan ПО Techlog) для получения достоверной оценки водонасыщенности с учетом глинистой компоненты для ближайших скважин месторождения, в которых выполнен только стандартный комплекс ГИС.

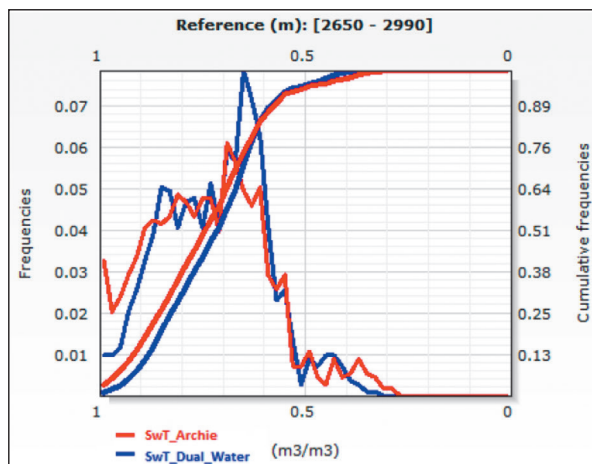


Рисунок 1 – Сопоставление оценок водонасыщенности, полученной по модифицированному уравнению Дахнова-Арчи (с переменным значением MN, оцененным непрерывно по разрезу по данным МВДК) и по уравнению «Двойной воды» с фиксированными параметрами (синим цветом)

При интерпретации (либо переинтерпретации) данных стандартного комплекса ГИС для ближайших скважин месторождения, пробуренных на отложения юрского возраста, рекомендуется использование уравнение двойной воды («Dual Water Elan» в модуле Quanti.Elan ПО Techlog) с параметрами: $a=1$, $m=2$, $N=2,7$ (рисунки 1).

Дополнительно была проведена оценка степени обводненности продукции по данным ЯМК и МВДК. Данная методика основана на расчете обводненности путем моделирования ОФП (относительных фазовых проницаемостей) по данным граничных точек: K_{wo} (по данным ЯМК) и K_{wo} (по данным МВДК). На первой стадии производится оценка обводненности (S) по текущим граничным точкам (1):

$$S = \frac{1}{1 + \exp\left(-\left(\frac{S_w - S_{wi}}{S_{xw} - S_{wi}} - \gamma\right) * 10\right)}, \quad (1)$$

где γ - функция определения сигмоида (S), для данной скважины значение коэффициента γ было принято 0,78.

$S_w - K_B$.

$S_w - K_{BO}$ по ЯМК.

$S_{wi} - K_B$ в ближней зоне по МВДК.

На следующем этапе производится свертка функции переменной обводненности (S) и проницаемости (КТИМ) для оценки относительной фазовой проницаемости по воде (2). Аналогичным образом данная процедура применяется для оценки относительной фазовой проницаемости по нефти (3).

$$KW = KTIM * S, \quad (2)$$

$$KO = KTIM * (1 - S) \quad (3)$$

На последнем этапе данные величины суммируются в рамках каждой непрерывной последовательности коллекторов. По соотношению накопленной фазовой проницаемости по воде относительно суммы притока по воде и нефти определяется итоговый процент обводненности (4):

$$Water\ Cut = \frac{K_w}{K_w + K_o} \quad (4)$$

CMR-Plus – ядерно-магнитный каротаж в сильном поле. Комбинируемый прибор ядерно-магнитного каротажа в сильном поле CMR-Plus позволяет проводить измерения времен продольной и поперечной релаксации магнитных моментов протонов водорода, входящего в состав молекул пластовых флюидов, заполняющих пустотное пространство пород.

Одно из основных назначений прибора CMR-Plus – оценка общей пористости пород. Регистрируемый сигнал является характеристикой пластовых флюидов, на которую не оказывают влияния твердые вещества, поэтому результаты замеров не зависят от свойств скелета породы, а, следовательно, и литологии пород. Спектр времени поперечной релаксации, характеризующий общую пористость можно разделить на составляющие распределения пор различных размерностей, выполнить оценку эффективной пористости [1].

В скважине А-418 были выполнены стационарные замеры ЯМК, позволяющие оценить долю невытесненных УВ и их свойства (вязкость нефти) без привлечения

данных скважинной электрометрии. Исследования использовались для кросс-валидации результатов интерпретации данных МВДК, а также для оценки возможности идентификации сигнала от остаточных УВ по данным непрерывных замеров и инверсии распределения T_2 .

Обработка данных CMR проводилась с использованием программного обеспечения Techlog 2018.2. Для расчета коэффициента общей пористости по CMR (MRP_CMР), объемов свободного (FFV_CMР) и связанного флюидов (BFV_CMР) исходные данные CMR были обработаны с использованием всех регистрируемых эхо.

Таблица 1 – Параметры, использовавшиеся при обработке

Исходные данные	Регистрируемые эхо
Число уровней глубинного фильтра	3
Начальное эхо	2;2
Поправка за поляризацию	Включено
Погашение шумов эхо	Включено
T_1/T_2 отношение	2
Скорость записи	1200 фут/ч
Фактор регуляризации	1;2,5;0;0;0;0
Число T_2 компонентов для инверсии	64
T_2 Минимум	0,3 мс
T_2 Максимум	3000 мс

Объем связанного флюида по CMR оценивается как интегральная характеристика T_2 распределения от 0,3 мс до граничного значения T_2 , определяемого интерпретатором. Для данного разреза граничное значение для T_2 выбрано равным 33 мс. Для измерений CMR-Plus* T_2 распределение начинается с 0,3 мс. Предполагается, что поровое пространство между 0,3 мс и 3 мс на T_2 распределении ассоциируется со связанной водой в глинах. Поровое пространство между 3 мс и граничным значением T_2 на T_2 распределении ассоциируется с капиллярно-связанной водой.

Коэффициент остаточной водонасыщенности, по данным ЯМК, рассчитан как отношение объема связанного флюида (BFV_CMР) к общей пористости (MRP_CMР).

С целью обеспечения возможности оценки содержания связанной воды с учетом глинистости, по данным стандартного комплекса ГИС, зарегистрированных на ближайших скважинах месторождения, выполнена настройка уравнения связи $K_{во}=f(K_{п}, K_{гл})$:

$$K_{во}=(0,022+0,22*K_{гл})/K_{п} \quad (5)$$

На рисунке 2 приведено сопоставление результатов оценок $K_{во}$ по данным ЯМК (красным цветом) и расчетов по представленному выше уравнению связи $K_{во}=f(K_{п}, K_{гл})$ (синим цветом).

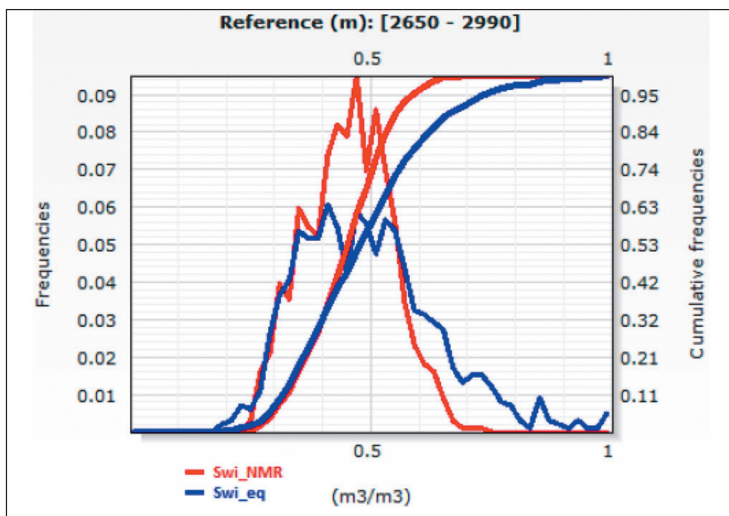


Рисунок 2 – Сопоставление результатов оценок Кво по данным ЯМК (красным цветом) и расчетов по уравнению связи Кво=f(Кп, Кгл) (синим цветом)

Для оценки проницаемости по данным ЯМК использованы два эмпирических уравнения:

Оценка коэффициента проницаемости по уравнению SDR:

$$K_{SDR} = A_1 * (T_2 LM)^{B1} * (TCMR)^{C1} \quad (6),$$

где: KSDR – коэффициент проницаемости, определенный по алгоритму Schlumberger Doll Research (MD) (v/v).

TCMR – коэффициент общей пористости (v/v).

$T_2 LM$ – среднее логарифмическое T_2 распределения.

Константы, используемые в уравнении, были приняты равными: $A_1=4, B_1=2, C_1=4$.

Оценка коэффициента проницаемости по Уравнению Тимура – Коутса:

$$K_{TIM} = A_2 * (10^4) * \left(\frac{FFV}{BFV}\right)^{B2} * (TCMR)^{C2} \quad (7),$$

где: KTIM – коэффициент проницаемости, определённый по уравнению Тимура – Коутса (mD).

FFV – объем порового пространства, занятый свободным флюидом (v/v).

TCMR – коэффициент общей пористости по CMR (v/v).

BFV – объем порового пространства, занятый связанным флюидом (v/v).

Константы, используемые в уравнении, были приняты равными: $A_2=1, B_2=2, C_2=4$.

Коэффициенты проницаемости, определяемые по обоим уравнениям, могут быть уточнены при наличии данных лабораторных исследований ядра. Можно отметить небольшое расхождение между коэффициентами проницаемости, определенными по уравнению Тимура – Коутса (KTIM) и уравнению SDR (KSDR). Следует отметить, что эти уравнения справедливы лишь для межгранулярного типа порового

пространства и, в случае развития вторичной пористости (трещины, каверны), могут отличаться от истинных значений [2].

При обработке стационарных замеров ЯМК (прибор CMR Plus, методика MRF) используется методика построения и анализа карт диффузии (D) и времени поперечной релаксации T_2 . Данная технология позволяет определить тип насыщающего флюида и оценивать его свойства по ЯМР: коэффициенты водо-, нефте-, газонасыщенности и получать информацию о пористости и остаточной водонасыщенности в точке установки прибора.

В результате специальных исследований ЯМР для каждого этапа были построены карты D- T_2 . По приведенным картам можно достаточно уверенно разделить сигналы от воды и нефти даже на качественном уровне. При увеличении вязкости нефти значения времен спин-решеточной релаксации (T_2) сигнала от нефти смещаются в сторону меньших значений. Положение сигнала от нефти на карте D- T_2 зависит от ее вязкости. Значения диффузии воды зависят наибольшим образом от температуры и давления. Помимо температуры и давления на значения диффузии воды влияет ее минерализация, снижая значения диффузии.

Для оценки Кно, Кво и вязкости нефти в интервале исследований было выполнено три стационарных замера прибором ЯМК (CMR Plus): 1) 2703,5 м – в коллекторе с насыщением вода+нефть (пласт J-VII_A); 2) 2878,4 м – в водонасыщенном коллекторе (пласт J-IX_B); 3) 2963,1 м – в нефтенасыщенном коллекторе (пласт J-X_C). В результате обработка стационарных замеров ЯМК (MRF) проведена на основе анализа карт D (диффузия) – T_2 (время поперечной релаксации) для всех точек, с целью оценки значений Кво, Кно, вязкости нефти. Результаты обработки и интерпретации стационарных замеров ЯМК представлены на рисунке 3.

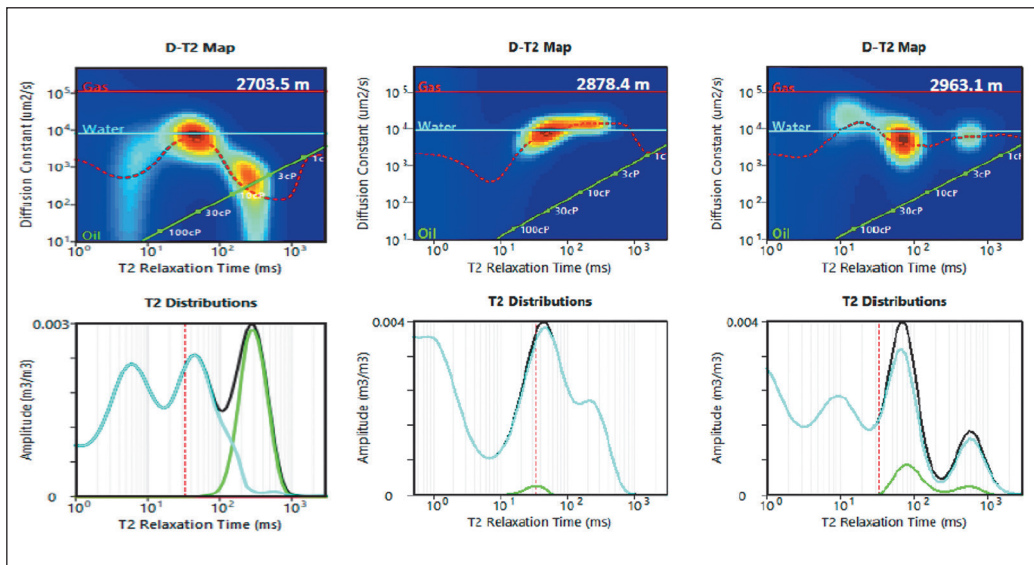


Рисунок 3 – Сопоставление инвертированных карт $D-T_2$ и результирующих распределений T_2 по выполненным замерам

На *рисунке 3* приведены результаты инверсии данных ЯМК по трем проведенным замерам, которые включают в себя карты D-T₂. Карты могут быть проинтегрированы по осям абсцисс или ординат, что позволяет оценить интегральное распределение времени T₂ и диффузии, соответственно. В практике работы с низкочастотными ЯМР-устройствами для количественной интерпретации карт используются распределения T₂ или T₁, соответственно рассчитываются дифференциальные спектры T₂ для различных флюидов.

Интерпретация в данной работе началась с замера на глубине 2878,4 м. На карте, приведенной на *рисунке 3* видно, что основная доля сигнала на временах T₂ расположена на линии воды, по сравнению с двумя другими замерами. Сравнивая характеристики карты D-T₂ на глубине 2703,5 м и на глубине 2878,4 м, можно обратить внимание, что на больших временах происходит явное смещение сигнала в сторону пониженных значений диффузии, что явно указывает на присутствие остаточной нефти в исследуемой части полностью промытой зоны (ППЗ). Карта на глубине 2963,1 м характеризуется менее явным присутствием УВ, на которое указывает небольшое смещение относительно линии воды, а также наличием обособленной моды на больших временах расположенной на линии воды. Результаты ЯМР на глубине 2963,1 м можно проинтерпретировать следующим образом: замер проведен в неоднородной среде, а именно переслаивании тонких алевролитовых и песчаных пропластков, именно поэтому карта характеризует не каждый пропласток в отдельности, а переслаивание в совокупности. Поэтому значения Кно, а также пористость на этой точке достаточно низкие.

В *таблице 2* приведены результаты интерпретации данных стационарных измерений ЯМК: оценки Кп, Кво, Кно и вязкости нефти (оценивается только для измерений, на которых Кно превышает 15%). Вязкость нефти оценена только для измерения на глубине 2703,5 м и составляет 5,2 сП.

Таблица 2 – Результаты интерпретации стационарных замеров ЯМК

Глубина, м	Кп, v/v	Кво, v/v	Кно, v/v	Вязкость, сП
2703,5	0,101	0,48	0,26	5,2
2878,4	0,133	0,57		
2963,1	0,115	0,53	0,07	2963,1

Dielectric Scanner – многочастотный метод диэлектрической дисперсии. Прибор многочастотного диэлектрического зондирования Dielectric Scanner предназначен для непрерывного высокоразрешающего измерения диэлектрических свойств пород в зависимости от частоты электромагнитного поля. По данным радиального зондирования на каждой из четырех частот определяется относительная диэлектрическая проницаемость и электрическая проводимость пород [3-4].

Эти данные используются при петрофизической интерпретации для оценки влагоемкости пород (водонасыщенности в пределах общей пористости), минерализации воды и особенностей структуры пустотного пространства. Для внесения поправок за влияние условий измерений прибором измеряются такие характеристики, как забойное давление, температура, относительная диэлектрическая проницаемость и проводимость глинистой корки.

По результатам исследований Dielectric Scanner можно получить непрерывную характеристику структуры породы в пластовых условиях в виде непрерывной диаграммы экспоненты MN. Следовательно, даже несмотря на малый радиус исследования, комбинирование структурного коэффициента MN с измерениями УЭС породы позволяет оценить коэффициент нефтегазонасыщенности с учетом изменения структуры пор и поровых каналов.

Обработка исходных данных Dielectric Scanner проводилась в ПО Dielectric Pro версии 4.2. После предварительной обработки и контроля качества первичных данных производится полная инверсия замеров зондов разного размера, продольной и поперечной поляризации для получения характеристик диэлектрической дисперсии в случае использования раствора на водяной основе [5-6].

В процессе обработки данных диэлектрического сканирования был выполнен анализ значений кажущихся характеристик σ_k и ϵ_k , полученных по данным разно-размерных зондов, работающих на четырех различных частотах.

На основании анализа кажущихся характеристик σ_k и ϵ_k была проведена инверсия данных с получением оценок σ и ϵ породы, которая показала хороший результат.

Завершающим этапом интерпретации является петрофизическая обработка данных диэлектрической проницаемости и проводимости на четырех частотах. Как уже указывалось выше, на этапе петрофизической интерпретации данных МВДК были определены влагоемкость пород, сопротивление полностью промытой зоны (ППЗ), структурный коэффициент MN.

Оценка петрофизических параметров, описанных выше, осуществляется путем применения специальной модели для анализа поведения диэлектрической проницаемости и проводимости на 4-х частотах. Выбор петрофизической модели выполнялся исходя из литолого-петрофизической характеристики разреза, а также характера диэлектрической дисперсии в пластах-коллекторах. В окончательной интерпретации была использована модель SMD – для получения оценок структурного коэффициента MN по разрезу с использованием измерений на разных частотах, а также значений влагоемкости, УЭС зоны проникновения и минерализации воды в зоне исследования метода [7].

Для описания поведения диэлектрической проницаемости и проводимости на любой из частот требуется знание относительной диэлектрической проницаемости скелета породы (по аналогии с ГГКп, если такое сравнение уместно, для оценки K_p необходимо знать плотность матрицы). Относительная диэлектрическая проницаемость скелета породы определялась по результатам объемного моделирования ELAN.

Значения относительной диэлектрической проницаемости для различных минералов, слагающих разрез отложений горных пород, вскрытых скважиной в интервале исследований, приведены в *таблице 3*.

Таблица 3 – Относительная диэлектрическая проницаемость минералов

Минерал	Иллит	Кварц	КПШ	Кальцит	Ангидрит
Отн. диэл. проницаемость	7	4,8	6	8,5	6,7

В процессе петрофизической интерпретации на основании полученных оценок проницаемости и диэлектрической проницаемости с использованием модели SMD для всех частот, а также пористости и литологии были получены оценки влагоёмкости $Kл*Кв$ (PWXO_ADT), удельного электрического сопротивления (RXO_ADT), экспоненты «MN» непрерывно по разрезу (MN_XO_ADT) для применения в модифицированном уравнении Дахнова-Арчи ($M=N$), с целью проведения наиболее точного расчета (рисунок 4) [8-10].

Разность пористости и влагоёмкости пород-коллекторов в промытой фильтратом бурового раствора (на водной основе) зоне – есть объем невытесненных углеводородов (в данном случае – остаточной нефти).

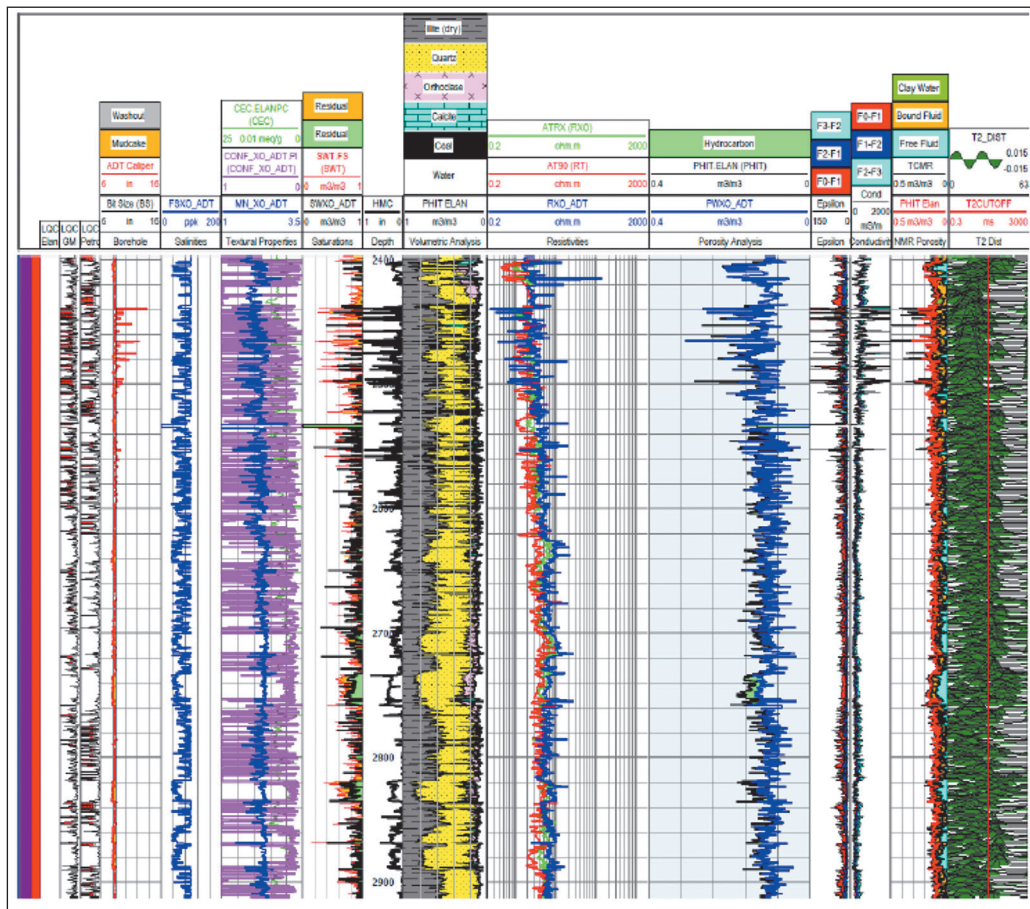


Рисунок 4 – Планшет оценки влагоёмкости и MN по данным МВДК в интервале 2400–2900 м

Выводы.

1) С использованием качественных признаков коллекторов, таких как: пониженные значения естественной радиоактивности, объёмной плотности и водородосодержания, наличия глинистой корки, наличие радиального профиля проникновения по диаграммам УЭС, наличие свободного флюида по данным ЯМК были выделены интервалы коллекторов.

Меловые отложения представлены в основном терригенными отложениями, терригенными отложениями с уплотненными пропластками с известняковым цементом, в кровле отложений известняками глинистыми. Все вскрытые скважиной пласты-коллекторы мелового возраста являются водонасыщенными.

Верхняя часть юрских отложений представлена известняками, известняками кремневыми, с прослоями ангидритов. Нижележащие пласты юрского возраста представлены терригенными отложениями с уплотненными пропластками с известняковым цементом, пропластками углей.


Выполнена оценка ФЕС коллекторов: общая и эффективная пористость, нефтенасыщенность, остаточная нефтенасыщенность, проницаемость, оценена вязкость нефти по данным стационарных измерений ЯМК на глубине 2703,5 м.

Оценка коэффициента водонасыщенности в дальней зоне проводилась по уравнению Арчи-Дахнова с использованием минерализации пластовой воды, равной 175 г/л и переменного значения структурного коэффициента MN, оцененного по данным многочастотного волнового диэлектрического каротажа, аппарата Dielectric Scanner. Здесь и ниже значения $K_{нг}$ приводятся по результатам определения с переменными по разрезу значениями MN.

2) Выполнена оценка свойств матрицы, таких как плотность, глинистость, диэлектрическая проницаемость (для обработки данных МВДК); коэффициента общей пористости.

3) Исследования прибором CMR-Plus проведены с целью определения общей пористости, объемов свободного и связанного флюидов, оценки коэффициента проницаемости.

4) В процессе петрофизической интерпретации данных МВДК (Dielectric Scanner), на основании полученных оценок проводимости и диэлектрической проницаемости, а также - пористости и литологии были получены оценки влагоемкости $K_p \cdot K_v$ в промытой зоне коллекторов, оценено объемное содержание невымесненной нефти (здесь и далее, $K_{но}$).

5) Помимо оценок влагоемкости, аппаратура МВДК позволила оценить коэффициент, описывающий распределение воды в пустотном пространстве (MN в стандартных коллекторах совпадает со структурными параметрами уравнения Дахнова при $M=N$) непрерывно по разрезу. Коэффициент MN был использован при количественной интерпретации данных ГИС и оценке K_n непрерывно по разрезу с помощью модифицированного уравнения Дахнова-Арчи. 

ЛИТЕРАТУРА

- 1 Donadille J.M., Faivre O., Leech R. Fundamentals of dielectric dispersion logging.– Schlumberger, 2016. – P. 46–48.
- 2 Hizem M., Budan H., Deville B., Faivre O., Mosse L., Simon M. A New Wireline Petrophysical Measurement // The SPE Annual Technical Conference and Exhibition: materials of the international conference.– Colorado, USA, 2008.– P. 1–21. <https://doi.org/10.2118/116130-MS>
- 3 Seleznev N., Han M., Mosse L., Faivre O., Hizem M. Experimental Investigation And Modeling Of The Electrical Response Of Thinly Layered Shaly Sands (20 MHz -1 GHz) // The International Symposium of the Society of Core Analysts. – 2011. – №10 – P. 1–12.

- 4 Stroud D., Milton G.W., De B.R. Analytical model for the dielectric response of brine saturated rocks // *Phys. Rev. B.* – 1986. – V. 34, n 8. – P. 145–153 <https://doi.org/10.1103/PhysRevB.34.5145>
- 5 Song Y.Q., Venkataramanan L., Hurlimann M.D., Flaum M., Frulla P., Straley C. T1–T2 Correlation Spectra Obtained Using a Fast Two-Dimensional Laplace Inversion // *Journal of Magnetic Resonance.* – 2002. – V. 154, n 2. – P. 261–268. <https://doi.org/10.1006/jmre.2001.2474>
- 6 Heaton N.J., Cao Minh C., Kovats J., Guru U. Saturation and Viscosity From Multidimensional Nuclear Magnetic Resonance Logging // *The SPE Annual Technical Conference and Exhibition: materials of the international conference.* – Houston, USA, 2004. – P. 1–11. <https://doi.org/10.2118/90564-MS>
- 7 Freedman R., Heaton N., Flaum M. Field Applications of a New Nuclear Magnetic Resonance Fluid Characterization Method // *SPE Res Eval & Eng.*– 2002.– V. 5, n 6. – P. 455–464. <https://doi.org/10.2118/81197-PA>
- 8 Freed D.E., Burcaw L., SongYi-Qiao. Scaling Laws for Diffusion Coefficients in Mixtures of Alkanes // *Phys. Rev. Let.* –2005. – V. 94, n 6. – P. 1–4. <https://doi.org/PhysRevLett.94.067602>
- 9 Bloembergen N., Purcell E. M., Pound R. V. Relaxation Effects in Nuclear Magnetic Resonance Absorption // *Physical Review.* – 1947.– V. 73, n 7. – P. 679–712.
- 10 Mitra P.P., Sen P.N., Schwartz L.M. Short-time behavior of the diffusion coefficient as a geometrical probe of porous media // *Physical Review B.* - 1993. – V. 47, n 14. <https://doi.org/10.1103/physrevb.47.8565>