УДК 622.276
МРНТИ 52.47.27
DOI 10.56525/FZBE7391

КОМПЛЕКСНАЯ ОЦЕНКА ПРОФИЛЯ ПРИТОКА И НЕФТЕНАСЫЩЕННОСТИ ПРОДУКТИВНОГО ГОРИЗОНТА МЕСТОРОЖДЕНИЯ МОРСКАЯ

Жайлиев А.О.
Атырауский агро-технический колледж им. О. Кошекова, г. Атырау, Казахстан
e-mail: zhajliev1977@mail.ru

Аннотация: В данной статье представлены результаты комплексных геофизических исследований скважины месторождения «Морская», направленных на оценку профиля притока, характера насыщения и текущего состояния продуктивных горизонтов. Исследования выполнены с использованием комплекса промыслово-геофизических методов, включающих импульсный нейтрон-нейтронный каротаж, термометрию, резистивиметрию, барометрию и механическую расходометрию. Применение совокупности данных методов позволило провести детальный анализ фильтрационно-емкостных свойств коллекторов, определить характер флюидонасыщения и выявить особенности работы отдельных интервалов перфорации.

В процессе интерпретации геофизических данных были выделены нефтенасыщенные, остаточно-нефтенасыщенные и водонасыщенные интервалы продуктивных пластов, а также установлены зоны активного притока флюида. Дополнительно выявлены признаки поступления пластовой воды и определены интервалы возможного обводнения скважины. На основе анализа распределения температуры, давления и профиля расхода оценена эффективность работы перфорированных интервалов и характер взаимодействия пласта со скважиной в процессе эксплуатации.

Полученные результаты позволяют уточнить текущее состояние продуктивных горизонтов месторождения «Морская», повысить достоверность оценки нефтенасыщенности коллекторов и обосновать рекомендации по дальнейшей оптимизации режима эксплуатации скважины и повышению эффективности разработки месторождения в современных промыслово-геологических условиях.

Ключевые слова: геофизические исследования скважин, импульсный нейтрон-нейтронный каротаж, нефтенасыщенность, профиль притока, месторождение Морская, обводненность.

Введение

Для оценки текущего состояния продуктивных пластов и определения характера насыщения коллекторов на месторождении Морская были проведены комплексные геофизические исследования скважины. Основной целью работ являлось определение профиля притока, оценка текущей нефтенасыщенности продуктивных интервалов, а также выявление работающих и обводнённых пропластков в интервалах перфорации [1].

Исследования выполнены в интервале 0,0–1619,4 м в статическом и динамическом режимах работы скважины. В процессе работ проведены замеры термометрии, резистивиметрии, барометрии, механической расходометрии и импульсного нейтрон-нейтронного каротажа (ИННК). Обработка и интерпретация геофизических материалов осуществлялись с использованием программного обеспечения «PRIME» и «Interactive Petrophysics».

Для определения текущей нефтенасыщенности коллекторов использованы данные двухзондового импульсного нейтрон-нейтронного каротажа. Количественная интерпретация выполнена на основе параметров открытой пористости и величин сечения захвата тепловых нейтронов, зависящих от характера насыщения пород.

По результатам исследований установлено, что коллекторы в интервалах перфорации характеризуются неоднородным строением и различной степенью нефтенасыщенности. В верхнем интервале перфорации выявлены нефтенасыщенные, остаточнонефтенасыщенные и водонасыщенные пропластки. В нижнем интервале перфорации основной коллектор сохраняет нефтегазонасыщенный характер, однако в подошвенной части отмечается снижение коэффициента нефтенасыщенности [2,3].

Комплексный анализ данных ГИС позволил определить работающие интервалы, установить характер притока пластовых флюидов и выявить зоны возможного заколонного движения жидкости, что имеет важное значение для дальнейшей оценки технического состояния скважины и эффективности разработки месторождения Морская.

Материалы и методы

1.Выполнены замеры в интервале детальных исследований 0,0-1619,4 в фоновом режиме после технологического простоя скважины.

2. Проведены исследования по определению текущей нефтенасыщенности.

3. Выполнены замеры термометрии, резистивиметрии, барометрии и механической расходометрии в интервале детальных исследований в динамическом режиме при работе струйного насоса.

Обработка геофизического материала осуществлялась с помощью программного обеспечения «PRIME». Глубины всех методов ГИС приведены к глубинам открытого ствола скважины с использованием кривой ГК [4].

Границы заявленных интервалов перфорации 1186,0-1190,0м. и 1261,4 – 1274,0м. по данным ЛМ.

Максимальный доход скважинного прибора составил 1619,4м. Исследования в статическом режиме проведены после технологического простоя в течение 12,00 часов.

Статический уровень жидкости на начало исследований составил 67,9м. Водонефтяной раздел при спуске скважинного прибора по данным влагометрии отмечен на глубине 160,0м.

По показаниям термометрии и резистивиметрии против подошвенной части интервалов перфорации 1186,0-1190,0м. и 1261,4-1274,0м. наблюдается нарушение термоградиента, связанное движением жидкости в прискважинной зоне коллектора.

Ниже интервала перфорации 1261,4-1274,0м. на глубине 1280,0м. отмечается перегиб кривой термометрии, связанный с заколонным движением жидкости в неперфорированном интервале. Других нарушений термоградиента по данным термометрии на текущий момент исследований не выявлено.

Исследования в динамическом режиме при работе струйного насоса. Давление нагнетания рабочей жидкости (тех. вода) составляло 50,0 атм. В подпакерном пространстве по данным барометрии депрессия на пласты, приуроченные к интервалу перфорации составила 3,0 атм., что явно недостаточно для определения границ приточных интервалов по данным расходометрии. [8].

Результаты

По результатам исследований по показаниям термометрии и резистивиметрии против подошевенной части интервала перфорации 1186,0-1190,0м. омечаетс аномалия кривых, связанная с изливом жидкости с пласта.

Нарушение термоградиента против нижнего интервала перфорации 1261,4-12740,0м. указывает на слабый приток жидкости с данного объекта исследования. Подошвенная часть интервала перфорации 1261,4-1274,0м. не работает в границах 1271,9-1274,0 м.,возможно вследствие загрязнения прискважинной зоны [5].

По результатам исследований ГИС наиболее интенсивный приток наблюдается с подошвы верхнего интервала перфорации 1186,0-1190,0м.

По данным ИННК ниже глубины 1189,8м. по данным открытого ствола залегает водонасыщенный пропласток. Наиболее интенсивный приток пластовой воды поступает в ствол скважины именно с данного водонасыщенного пласта рисунок 1.

Границы приточных интервалов обозначены по показаниям термокондуктивной дебитометрии и резистивиметрии как видно из таблицы 1. По показаниям расходометрии, вследствие слабого притока жидкости, границы приточный интервалов слабовыражены.

Таблица 1 - Показания термокондуктивной дебитометрии и резистивиметрии

Интервал перфорации	**Приточный интервал**	**Доля дебита %**	**Дебит м^3/сут**	**приток**
1186.0-1190,0м	1186,0-1190,0	65,5	21,32	Вода+нефть
1261,4-1274,0	1261,4-1271,9	34,5	11,22	Вода+нефть
16.6м.	**14.5м.**	**100**	**32,54**	

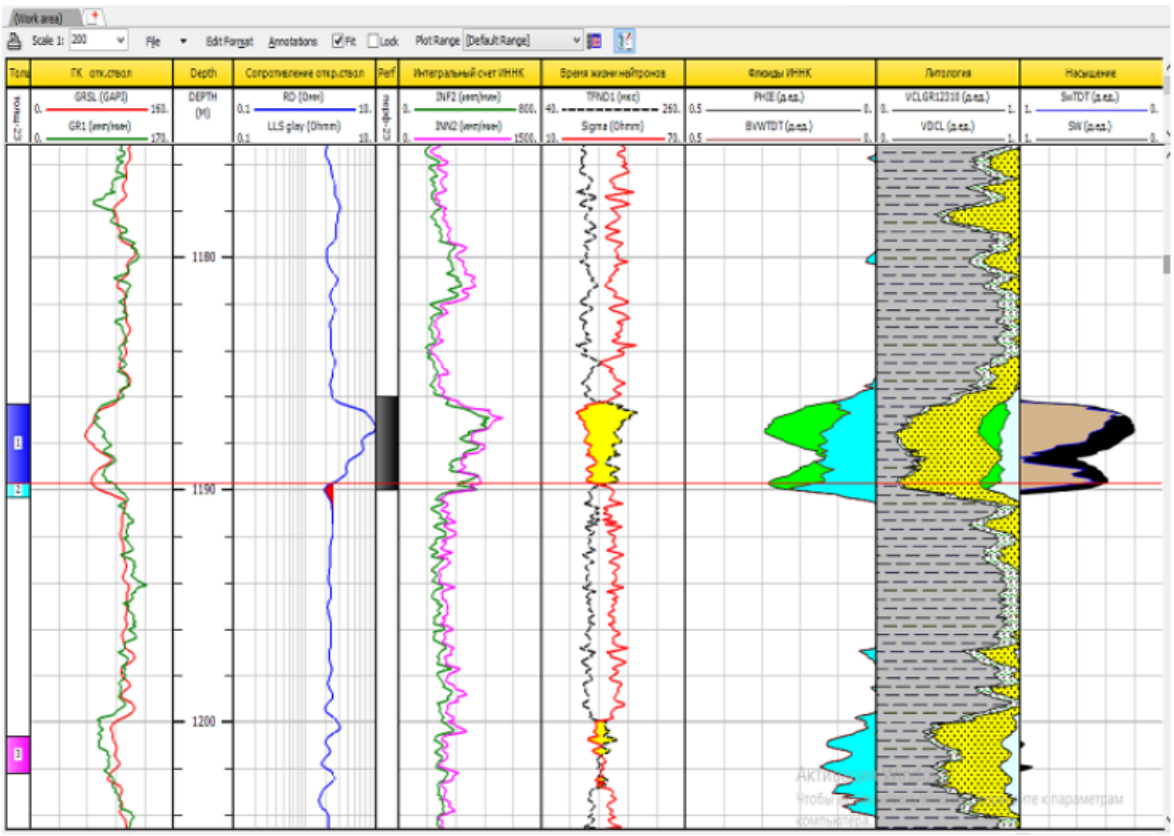


Рисунок 1 – Фрагмент обработка ИННК

Флоиды ИННК. PHIE (д.ед)- PHIE — это эффективная пористость, т.е. часть объема горной породы, заполненная флюидами (нефтью, газом, водой), связанная с сообщающимися порами, которые участвуют в фильтрации.

Обсуждение

Результаты определения текущей нефтенасыщенности. Для определения текущей нефтенасыщенности коллекторов, приуроченных к интервалам перфорации, была проведена запись импульсного нейтрон-нейтронного каротажа в двухзондовой модификации [6,7].

При интерпретации данных АИНК использовалась величина сечения поглощения тепловых нейтронов, зависящая от минералогического состава породообразующих минералов.Теоретически существует различие в сечениях захвата для нефтенасыщенных и водонасыщенных песчаников

Расчёты количественных параметров по данным ИННК производились с использованием кривой открытой пористости коллекторов открытого ствола. Количественная интерпретация данных импульсного нейтронного гамма-каротажа

выполнена в программе «Interactive Petrophysics» с использованием модуля Cased Hole — «TDT Stand Alone SW analysis» (рисунок 2).

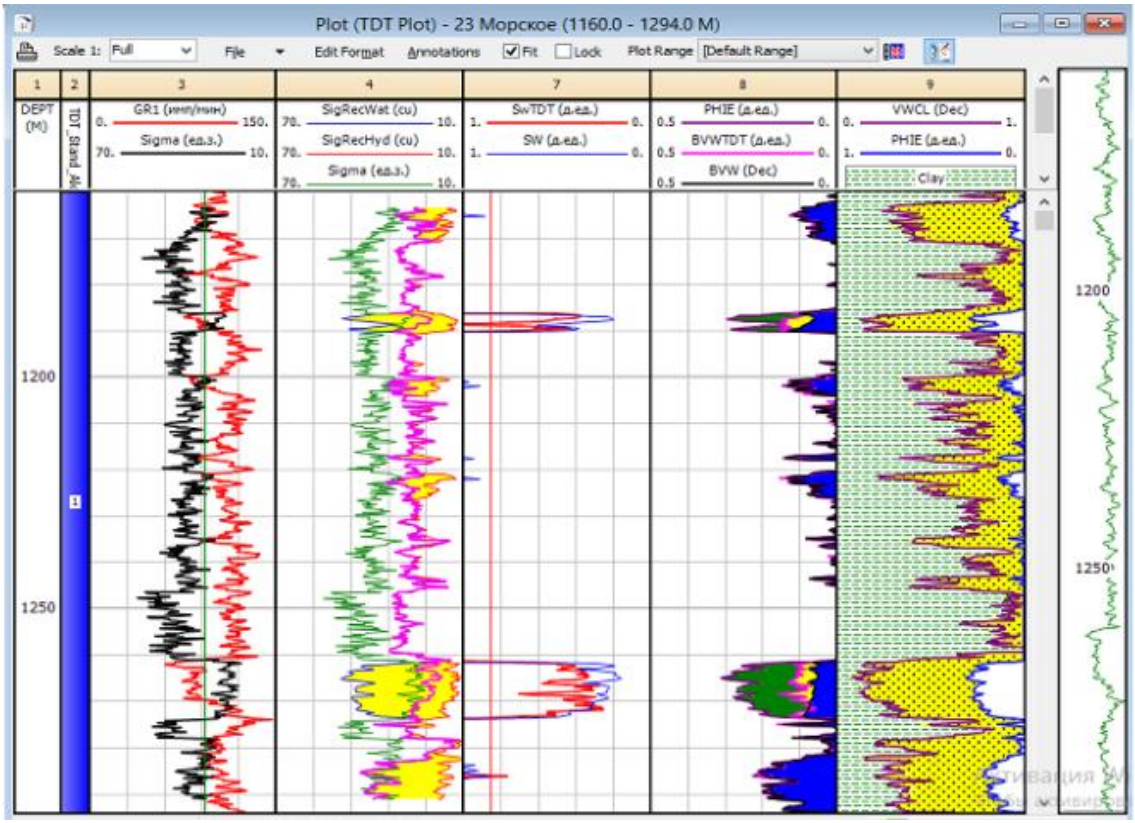


Рисунок 1 – «Interactive Petrophysics»

По результатам исследований ИННК коллектор, приуроченный к интервалу перфорации 1186,0-1190,0м – неоднородный с глинистым пропластком, Кровельная часть 1186,3-1188,1м. нефтенасыщена. Подошвенная часть 1189,1-1189,8- остаточнонефтенасыщена. Как видно из таблицы 2

Таблица 2 – Результаты ИННК и характеристика насыщения коллекторов

ИННК				
Интервал коллектора, м			**Кнг %**	**Характер насыщения**
№	**Кровля**	**Подошва**		
1	1186,3	1189,8	62,0 47,0	Неоднородный с глинистым пропластком кровельная часть 1186,3-1188,1м. нефтенасыщена. Подошвенная часть 1189,1-1189,5- остаточнонефтенасыщена.
2	1189,8	1190,3	-	Водонасыщенный пропластка
3	1200,6	1202,2	-	Глинистый с включением уплотненных пропластков слабые признаки УВ
4	1221,3	1222,9		Уплотненный в подошвенной части вода
5	1261,5	1272,1	до 67,0	Нефтегазонасыщенный
	1272,1	1273,3	до 47,0	остаточнонефтенасыщен
6	1277,9	1282,8		Уплотненный
7	1282,8	1290,7		Водонасыщенный

Следует обратить внмание, что подошве интервала перфорации 1186,0-1190,0м. в интервале 1189,8-1190,3м. залегает водонасыщенный пропласток.

Коллектор в интервале 1261,5-1272,1м., приуроченный к интервалу перфорации 1261,4-1274,0м. нефтенасыщенный. Интервал коллектора 1272,1-1273,3м.-остаточнонефтенасыщенный с $К_{нг}$ до 47,0%

Заключение

1. По результатам исследований по показаниям термометрии и резистивиметрии приточные интервалы отмечаются в границах 1186,0-1190,0м. и 1261,4-1271,9м.,

Приуроченные к интервалам отмечаются в границах 1186,0-1190,0м. и 12641,4-1274,0м. соответственно.

2. По показаниям расходометрии, вследствие слабого притока жидкости, границы приточный интервалов слабовыражены. По этой же причине общий дебит скважины не был проведен.

3. Подошвенная часть интервала перфорации 1261,4-1274,0м. на работает в границах 1271,9-1274,0м., возможно вследствие загрязнения прискважинной зоны.

4. По результатам исследований ИННК коллектор, приуроченный к интервалу перфорации 1186,0м-1190,0м-неоднородный с глинистым пропластком, Кровельная часть 1186,3-1188,1м. нефтенасыщена. Подошвенная часть 1189,1-1189,8м. достаточно нефтенасыщена.

5. В подошве интервала перфорации 1186,0-1190,0м. в интервале 1189,8-1190,3м. залегает водонасыщенный пропласток,

6. Коллектор в интервале 1261,5-1272,1м., приуроченный к интервалу перфорации 1261,4-1274,0м.-остаточнонефтенасыщенный с Кнг до47,0%.

7. По результатам исследований основной приток пластовой воды в ствол скважины и тем самым высокая обводненность приточной жидкости наблюдается с подошвы интервала перфорации 1186,0-1190,0м. с водонасыщенног пропластка.

8. В мньшей степени приток пластовой воды отмечается с подошвы интерввла перфорации 1261,4-1274,0м. с интервала 1272,1-1273,3м. с Кнг-47%.

9. Необходимо провести изоляционные работы подошвенной части интервалов перфорации по устранению водопритока.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Zhailiev, A., Khomenko, V. L., Tabylganov, M. T., Shukmanova, A. A., & Pashchenko, O. A. (2025). Assessment of reservoir filtration-capacity properties and saturation at the Morskoye field. *Naukovyi Visnyk Natsionalnoho Hirnychoho Universytetu*, *3*, 29–40.

2. Zhailiev, A. O., Muratova, S. K., Omirzakova, E. Zh., Tabylganov, M. T., Gusmanova, A. G., Kuttybaev, A. E., & Ratova, S. B. (2025). Optimization of drilling and well development processes using a system of density and viscosity sensors. *Neft i Gaz*, *147*(3), 102–114.

3. Zhailiev, A. O., Seidaliev, A. A., Kuttybaev, A. E., Gusmanova, A. G., Ratov, B. T., & Tabylganov, M. T. (2025). Selection of drilling fluids and the regulation of their density. *Neft i Gaz*, *145*(1), 115–128.

4. Ratov, B. T., Khomenko, V. L., Zhailiev, A., Gusmanova, A. G., & Huseynova, S. M. (2026). Petrophysical characterization of jurassic and triassic rocks of the morskoye field and ogayskoye block based on core analysis. *SOCAR*.

5. Muratova, S., Pashchenko, O., Khomenko, V., & Zhailiev, A. (2025). Application of machine learning for wellbore stability assessment. *Engineering for Rural Development*, *24*, 505–511.

6. Khomenko, V., Zholbassarova, A., Kenzhegaliyeva, Z., Utepov, Z., & Zhailiyev, A. (2026). Enhancing the wear resistance of drill bits through the improvement of composite diamond-containing elements. *Advances in Science and Technology*, *172*, 97–112.

7. Sarbopeyeva, M. D., Mataeva, Z. T., Aliakbar, M. M., Muratova, S. K., Kuttybaev, A. E., Zhailiev, A. O., Ratov, B. T., & Arshidinova, M. T. (2025). Optimization of drilling fluid density to reduce damage and contamination of productive layers. *Neft i Gaz*, *148*(4), 49–62.

8. Деряев А.Р.*, Гельдыева Ч.Г. Влияние растительных кольматантов на свойства пенных растворов для глушения скважин при АНПД. // Актау. « Yessenov Science Journal №3 (52) 2025. С.346-354.

МОРСКАЯ КЕН ОРНЫНЫҢ ӨНІМДІ ГОРІЗОНТЫНЫҢ МҰНАЙМЕН ҚАНЫҒУЫН ЖӘНЕ АҒЫН ПРОФИЛІН КЕШЕНДІ БАҒАЛАУ

Жайлиев А.О.
О.Кошеков атындағы Атырау агро-техникалық колледжі, Атырау қ., Қазақстан
e-mail: zhajliev1977@mail.ru

Аңдатпа: Бұл мақалада ағынның профилін, қанығу сипатын және өнімді горизонттардың ағымдағы жағдайын бағалауға бағытталған "Теңіз" кен орнының ұңғымасын кешенді геофизикалық зерттеу нәтижелері келтірілген. Зерттеулер импульстік нейтронды-нейтронды каротаж, термометрия, резистивиметрия, барометрия және механикалық шығын өлшегіштерді қамтитын кәсіптік-геофизикалық әдістер кешенін қолдана отырып жүргізілді. Осы әдістердің жиынтығын қолдану коллекторлардың сүзу және сыйымдылық қасиеттерін егжей-тегжейлі талдауға, сұйықтықтың қанығу сипатын анықтауға және жеке перфорация аралықтарының ерекшеліктерін анықтауға мүмкіндік берді.

Геофизикалық деректерді интерпретациялау барысында Өнімді қабаттардың мұнайға қаныққан, қалдық-мұнайға қаныққан және суға қаныққан аралықтары бөлініп, сұйықтықтың белсенді ағу аймақтары белгіленді. Қосымша қабат суының түсу белгілері анықталды және ұңғыманың ықтимал сулану аралықтары анықталды. Температураның, қысымның және ағын профилінің таралуын талдау негізінде перфорацияланған Интервалдардың тиімділігі және пайдалану процесінде қабаттың ұңғымамен өзара әрекеттесу сипаты бағаланады.

Алынған нәтижелер "Теңіз" кен орнының өнімді горизонттарының ағымдағы жай-күйін нақтылауға, коллекторлардың мұнаймен қанығуын бағалаудың дұрыстығын арттыруға және ұңғыманы пайдалану режимін одан әрі оңтайландыру және қазіргі кәсіпшілік-геологиялық жағдайларда кен орнын игеру тиімділігін арттыру жөніндегі ұсыныстарды негіздеуге мүмкіндік береді.

Түйін сөздер: ұңғымаларды геофизикалық зерттеу, импульстік нейтрон-нейтрондық каротаж, мұнаймен қанығу, ағын профилі, Теңіз кен орны, сулану.

COMPREHENSIVE ASSESSMENT OF INFLOW PROFILE AND OIL SATURATION OF THE PRODUCTIVE HORIZON AT THE MORSKAYA FIELD

Zhailiev A.
Atyrau Agro-Technical College named after O. Koshekov, Atyrau, Kazakhstan
e-mail: zhajliev1977@mail.ru

Abstract: This article presents the results of comprehensive geophysical studies of the well of the "Morskaya" field, aimed at assessing the inflow profile, the nature of saturation and the current state of productive horizons. The research was carried out using a complex of field and geophysical methods, including pulsed neutron-neutron logging, thermometry, resistivimetry, barometry and mechanical flowmetry. The use of a combination of these methods made it possible to conduct a detailed analysis of the filtration and capacitance properties of collectors, determine the nature of fluid saturation and identify the features of the individual perforation intervals.

In the process of interpreting the geophysical data, oil-saturated, residual-oil-saturated and water-saturated intervals of productive formations were identified, as well as zones of active fluid inflow. Additionally, signs of reservoir water intake were identified and the intervals of possible

well flooding were determined. Based on the analysis of the distribution of temperature, pressure and flow profile, the efficiency of the perforated intervals and the nature of the interaction of the reservoir with the well during operation are estimated.

The results obtained make it possible to clarify the current state of the productive horizons of the Morskaya field, increase the reliability of the assessment of reservoir oil saturation, and substantiate recommendations for further optimizing the well operation mode and improving the efficiency of field development in modern field and geological conditions.

Keywords: geophysical studies of wells, pulsed neutron-neutron logging, oil saturation, inflow profile, Marine deposit, waterlogging.