УДК 622.276

ВЫДЕЛЕНИЕ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ИНТЕРВАЛОВ ПЕРФОРАЦИИ КАК СПОСОБ ДОРАЗРАБОТКИ ОСТАТОЧНЫХ ИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ ВЕРХНЕМЕЛОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

♦♦♦♦♦

IDENTIFICATION OF PROMISING PERFORATION INTERVALS AS A METHOD FOR THE FURTHER DEVELOPMENT OF REMAINING RECOVERABLE RESERVES IN UPPER CRETACEOUS DEPOSITS

Березовский Денис Александрович
ведущий инженер по добыче нефти
и газа производственно-технического отдела
филиала ООО «Газпром добыча Краснодар» –
Каневское ГПУ
daberezovskiy-gaz@rambler.ru

Аннотация. В связи с высокой неопределённостью, возникающей при реализации различных проектов в большинстве регионов России, всё более востребованными становятся современные методы определения параметров пласта с помощью нейросетевого моделирования. Рассматривается возможность применения искусственной нейронной сети для выявления перспективных интервалов перфорации верхнемеловых отложений, которые характеризуются высокой степенью неопределённости. В статье предложена методика доразработки остаточных извлекаемых запасов верхнемеловых отложений на основе нейросетевого моделирования путём выделения перспективных интервалов перфорации.

Ключевые слова: методика по выявлению низкообводнённых интервалов перфорации; искусственная нейронная сеть; базовая структура нейронной сети; нейросетевое моделирование; первичная проверка модели; рекомендуемые интервалы под перфорацию; доразработка остаточных извлекаемых запасов.

Berezovskiy Denis Aleksandrovich
Lead Engineer for Oil and Gas Production,
Production and Technical Department
of the branch of «Gazprom Dobycha
Krasnodar» LLC – Kanevskoye
Gas Production Department
daberezovskiy-gaz@rambler.ru

Annotation. Given the high level of uncertainty associated with project implementation across most Russian regions, modern methods for determining formation parameters using neural network modeling are becoming increasingly in demand. This paper examines the potential use of an artificial neural network to identify high-potential perforation intervals within Upper Cretaceous deposits, which are characterized by significant uncertainty. A methodology is proposed for the further development of remaining recoverable reserves in Upper Cretaceous deposits based on neural network modeling, specifically through the identification of promising perforation intervals.

Keywords: methodology for identifying low-water-cut perforation intervals; artificial neural network; basic neural network structure; neural network modeling; initial model validation; recommended perforation intervals; further development of remaining recoverable reserves.

Общие сведения о месторождении

Рассматриваемое месторождение нефти и газа (далее Тихомировское месторождение) расположено в пределах Величаевско-Максимокумской зоны нефтегазонакопления Прикумского нефтегазоносного района Восточно-Предкавказской нефтегазоносной области.

В структурно-тектоническом отношении месторождение расположено в пределах Величаевско-Максимокумского вала зоны Манычских прогибов.

Стратиграфический диапазон осадочного чехла Прикумского нефтегазоносного района охватывает отложения от триасового до четвертичного возраста. Максимальная глубина разреза 3900 м зафиксирована в скважине № 6.

Маастрихсткие отложения верхнего мела традиционно рассматриваются как один из перспективных нефтегазоносных комплексов. Однако, несмотря на доказанную промышленную продуктивность, в общем объёме нефтегазопоисковых работ верхнемеловые отложения играют весьма ограниченную роль. Это связано со сложностью строения маастрихтского природного резервуара, а также специфическими условиями формирования и распространения залежей нефти, что обусловливает трудности их поиска, разведки и разработки. Некоторые трудности также возникают при подсчёте запасов углеводородного сырья в карбонатных коллекторах с точки зрения определения их полезной ёмкости.

Тихомировское месторождение выявлено по результатам сейсмических исследований, проведённых в 1977 году.

Месторождение открыто в 1980 году в результате глубокого разведочного бурения, подтвердившего наличие структуры и установившее промышленную нефтеносность меловых отложений. В 1984 году на месторождении начата пробная эксплуатация, а в 1986 году месторождение введено в промышленную разработку.

Промышленная нефтеносность Тихомировского месторождения связана с 3 объектами: K_2m, K_1al пласт I и J_1t пласт VII; 2 объекта находятся в консервации: K_1a пласт $VIII_{3+4}$ (Тихомировская площадь) и K_2m (Восточно-Тихомировская площадь) (в разработку не вводился).

Основным объектом исследования в работе являются верхнемеловые отложения K_2m.

Глубокое разведочное бурение, начатое на поднятии в 1980 году, подтвердило наличие структуры и позволило установить промышленную нефтеносность меловых отложений. Во всех скважинах при опробовании объекта K_2m получены притоки нефти с водой. Эта залежь является самой крупной и занимает всю площадь месторождения – основной объект изучения.

Уточнённая структурная карта, составленная по данным сейсморазведки в 1982 году, явилась основой для дальнейшего проведения геологоразведочных работ. Бурение разведочных скважин закончено в 1986 году. До окончания промышленной разведки в конце 1983 года начато эксплуатационное бурение.

Всего на Тихомировском месторождении пробурено 55 скважин, в том числе 1 нагнетательная. Наибольшее количество скважин (32 ед.) пробурено на залежь K_2m, 11 скважин пробурено на залежь K_1al пласта I, 1 скважина – на залежь K_1a пласта $VIII_{3+4}$ (Тихомировская площадь), 2 скважины – на залежь K_1a пласта $VIII_{3+4}$, 8 скважин – на залежь J_1t пласта VII. Все объекты разрабатываются самостоятельными сетками скважин.

По состоянию на 01.01.2026 г. фонд скважин составляет: 21 – действующая добывающая, 3 – действующие нагнетательные, 4 – в бездействии, 20 – в консервации (в том числе 10 в нагнетательном фонде), 2 – пьезометрические, 1 – в ожидании ликвидации, 4 – ликвидированные.

Коллекторские свойства и нефтенасыщенность продуктивных пластов определялись по данным анализов керна, промыслово-геофизических и гидродинамических исследованиям.

Пористость коллекторов продуктивных пластов определялась по представительным образцам керна как среднеарифметическое по образцам и скважинам. Представительными принимались образцы, имеющие коэффициент проницаемости выше граничного значения. Образцы, в которых проницаемость не определялась, признавались представительными в случае, если их значение пористости было выше граничного.

Физико-химическая характеристика нефти и газа Тихомировского месторождения составлена по результатам исследований нефтяного газа, пластовых и поверхностных проб нефти.

Нефть из отложений маастрихтского яруса изучена по 3 пробам пластовой и 2 пробам дегазированной нефти. В пределах залежи свойства нефти изменяются в следующих пределах: давление насыщения 5,3–6,3 МПа, газовый фактор 52,2–58,6 $м^3/т$, плотность в пластовых условиях – 756–762 $кг/м^3$, плотность дегазированной нефти – 839–864 $кг/м^3$, выход светлых фракций до температуры 300 °С – 46–55 %. Среднее содержание смол – 10 %, парафинов – 11 %, температура плавления парафинов – 55–580 °С. Нефти смолистые, высокопарафиновые, малосернистые, слабогазонасыщенные. Нефтяной газ жирный, пропан-этанового типа, содержание метана 44,6–49,0 %. Свойства пластовой нефти объекта K_2m приведены в таблице 1, геолого-физическая характеристика объекта K_2m – в таблице 2.

Таблица 1 – Свойства пластовой нефти объекта K_2m

Наименование исследований	Количество		Диапазон изменения	Среднее значение
	скважин	проб		
Давление насыщения газом, МПа	5	5	5,3–6,3	
Газосодержание, $м^3/т$	5	5	52,2–58,6	
Плотность газированной нефти, $кг/м^3$	5	5	756–762	
Плотность дегазированной нефти, $кг/м^3$	5	5	839–864	845
Вязкость, мПа · с	5	5	0,77–0,91	
Объёмный коэффициент при дифференцированном разгазировании в поверхностных условиях, доли ед.	5	5	1,20–1,18	
Пластовая температура, °С	5	5	–	130

Таблица 2 – Геолого-физическая характеристика объекта K_2m

Параметры	Объект k_2m
Средняя глубина залегания кровли, м	2506
Абсолютная отметка ВНК, м	–2475
Тип залежи	массивная
Тип коллектора	трещинный
Площадь нефте/газоносности, тыс. $м^2$	26232
Средняя общая толщина, м	71,3
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	43,9
Коэффициент пористости, доли ед.	0,023
Коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли ед.	0,27
Проницаемость, $мкм^2$	0,093
Коэффициент песчанистости, доли ед.	0,91
Расчленённость, доли ед.	2,7
Начальная пластовая температура, °С	130
Начальное пластовое давление, МПа	29,4
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа · с	0,77-0,83
Плотность нефти в пластовых условиях, $кг/м^3$	759
Плотность нефти в поверхностных условиях, $кг/м^3$	850
Объёмный коэффициент нефти, доли ед.	1,19
Содержание серы в нефти, %	0,16–0,53
Содержание парафина в нефти, %	6,44–14,31
Давление насыщения нефти газом, МПа	5,9
Газосодержание, $м^3/т$	55,4
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа · с	0,35
Плотность воды в поверхностных условиях, $кг/м^3$	1027
Коэффициент вытеснения (водой), доли ед.	0,600

Начальные запасы нефти по месторождению на 01.01.2026 г.:

- геологические категории $АВ_1$ – 12673 тыс. тонн;
- извлекаемые категории $АВ_1$ – 4788 тыс. тонн.

Запасы растворённого газа составили:

- геологические категории $В_1$ / $В_2$ – 276/62 млн $м^3$;
- извлекаемые категории $В_1$ / $В_2$ – 86/19 млн $м^3$.

Характеристика текущего состояния разработки эксплуатационного объекта K_2m

Пробная эксплуатация залежи начата в июле 1985 года разведочной скважиной № 7, вступившей в разработку с дебитами по нефти 27 тонн/сут., по жидкости 80 тонн/сут. и обводнённостью 66,2 %. В 1986–1987 гг. также из разведочного фонда в эксплуатацию введены ещё 7 скважин.

Всего в добывающем фонде перебывали 32 скважины: из них 31 скважина пробурена на пласт, а в одной скважине – № 44, в 2020 году проведено приобщение пла-

ста K_2m к K_1al пласту I. С 2020 по 2023 гг. в скважине № 44 осуществлялась совместная эксплуатация пласта K_2m и K_1al пласта I. В конце 2023 года пласт K_2m был изолирован.

В нагнетательном фонде перебывало 14 скважин: из них 1 скважина пробурена на пласт, 12 скважин переведены из добывающих и 1 скважина переведена с другого объекта разработки.

По состоянию на 01.01.2026 г. на объекте числятся:

- 32 добывающие скважины: в т.ч. 9 – действующих, 1 – бездействующая, 4 – в консервации, 4 – переведены на другие объекты разработки, 1 – переведена в пьезометрические, 1 – в ожидании ликвидации, 12 – переведены под закачку;
- 14 нагнетательных скважин: в т.ч. 12 переведены из добывающих (из них 3 – под закачкой, 8 – в консервации, 1 – переведена на другой объект), 2 – ликвидированы.

Начальный дебит нефти в скважинах изменялся от 1,2 тонн/сут. до 112 тонн/сут., составляя в среднем 23 тонн/сут.

Накопленная добыча нефти на одну эксплуатационную скважину составляет в среднем 54,1 тыс. тонн. Фактические накопленные отборы нефти на одну скважину изменяются от 1,8 тыс. тонн до 196,5 тыс. тонн.

Распределение скважин по накопленной добыче нефти, начальным дебитам нефти и начальной обводнённости приведено на рисунках 1–3.

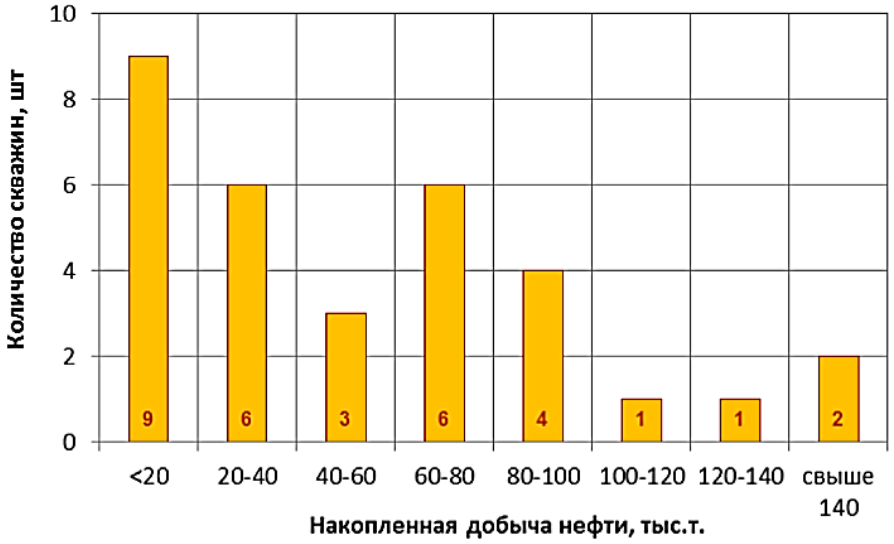


Рисунок 1 – Распределение скважин
по накопленной добыче нефти пласта K_2m

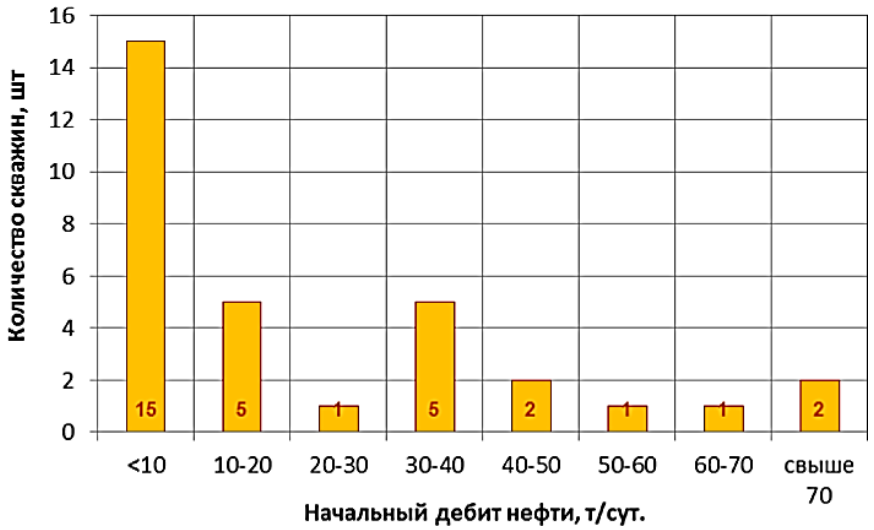


Рисунок 2 – Распределение скважин
по начальным дебитам нефти пласта K_2m

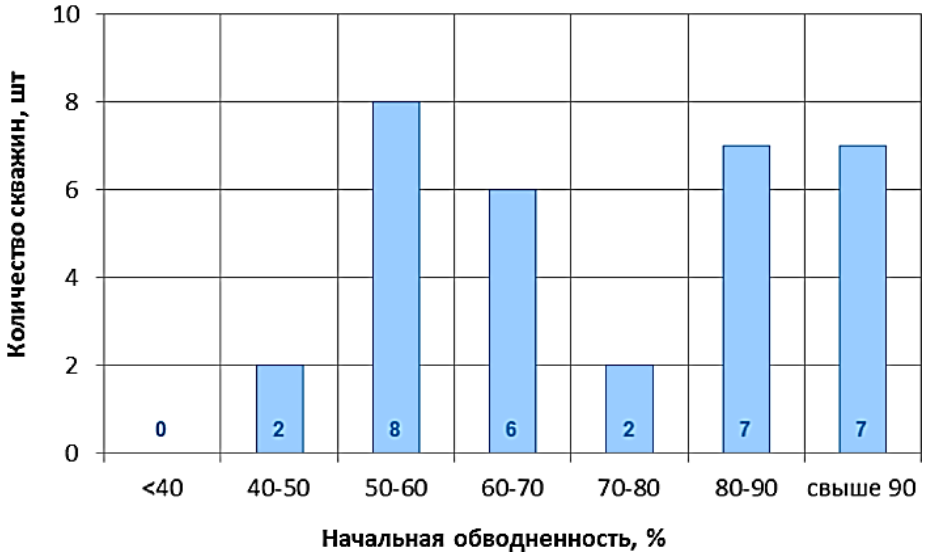


Рисунок 3 – Распределение скважин
по начальной обводнённости пласта K_2m

Сетка скважин, пребывавших в эксплуатации, составляет 84,6 га/скв.

Максимальный уровень добычи нефти достигнут в 1990 году и составлял 182,3 тыс. тонн (или 8 % от начальных извлекаемых запасов). Действующий фонд добывающих скважин в этот год был 26, средний дебит нефти – 24,4 тонн/сут., по жидкости – 85,4 тонн/сут., обводнённость продукции – 71,4 %. В последующие годы добыча нефти снижалась и к 2001 году составила 8,8 тыс. тонн. Снижение годовой добычи нефти связано со снижением дебитов жидкости, а, следовательно, и дебитов нефти при незначительном увеличении обводнённости продукции. Скважины в этот период эксплуатировались фонтанным способом. В 2001 году средний дебит по жидкости составлял 4,9 тонн/сут., по нефти – 1 тонн/сут., обводнённость – 79,8 %. В эксплуатации находилось 26 добывающих скважин. Начиная с 2002 года, скважины стали переводить на газлифтный способ эксплуатации, а в конце нулевых годов – на ЭЦН, что привело к увеличению годовых отборов нефти за счёт увеличения среднегодового дебита по нефти. В конце нулевых годовая добыча нефти по месторождению находилась в диапазоне 30–40 тыс. тонн, средний дебит нефти – в диапазоне 7–8 тонн/сут. Дебит по жидкости увеличивался от года к году за счёт применения методов интенсификации добычи нефти, и, начиная с 2017 года, находится в интервале 160–180 тонн/сут. Обводнённость продукции выросла до 97 %. Начиная с 2022 года, наметилось снижение годовой добычи нефти из-за снижения дебита по нефти.

По состоянию на 01.01.2026 г. накопленная добыча нефти составила 1744,9 тыс. тонн, жидкости – 15063,3 тыс. тонн. Текущий КИН равен 0,341. Накопленный ВНФ – 7,6. В 2025 году залежь разрабатывалась 9 добывающими скважинами. Годовая добыча нефти составила 12,8 тыс. тонн, жидкости – 547,7 тыс. тонн. Текущий средний дебит по нефти – 4,3 тонн/сут., по жидкости – 183,1 тонн/сут., обводнённость – 97,7 %. Текущий ВНФ – 41,8. Темп отбора нефти от начальных извлекаемых запасов – 0,6 %.

Залежь разрабатывается с поддержанием пластового давления. Закачка воды в пласт с целью поддержания пластового давления начата в 1992 году, когда пластовое давление в залежи снизилось с 29,4 МПа до 24,2 МПа. В 1993 году пластовое давление достигло минимального значения 23,6 МПа, а в 1994 возросло и стабилизировалось на уровне 24–25 МПа. В конце нулевых годов с увеличением отборов жидкости пластовое давление снизилось на 1–2 МПа до 22–23 МПа. Для нагнетания воды в пласт сначала использовались 3 скважины (№ 14, 79 и 103). При этом весь объём закачиваемой воды приходился на северо-восточную и восточную части залежи. В 1996 году дополнительно из добывающего фонда переведены под нагнетание ещё 2 скважины (№ 8 и 16), расположенные в западной части залежи, а с 2010 по 2022 гг.

ещё 9 скважин, расположенные в центральной, юго-восточной и восточной частях залежи. Всего в нагнетательном фонде перебывало 14 скважин. Системы заводнения – приконтурная и внутриконтурная. В 1991 году объём нагнетаемой воды в пласт составлял 245 тыс. м^3, а к 1997 году постепенно снизился до 58,6 тыс. м^3. В 1998 году нагнетание воды приостановлено. В 2008 году с увеличением отборов жидкости закачка воды возобновлена. Максимальный объём закачки воды – 741,7 тыс. м^3 достигнут в 2015 году. Средняя приёмистость одной нагнетательной скважины при этом составляла 437,8 м^3/сут., в нагнетании находилось 6 скважин.

По состоянию на 01.01.2026 г. в залежь закачано 8375,4 тыс. м^3 воды. Накопленный коэффициент компенсации отборов жидкости закачкой составил 53,1 %. В 2025 году в пласт закачано 515,6 тыс. м^3 воды. Закачка воды производилась в 3 нагнетательные скважины. Текущий коэффициент компенсации отборов жидкости закачкой составил 93,3 %. Средняя приёмистость одной нагнетательной скважины – 521 м^3/сут.

Режим залежи – упруговодонапорный.

Верхнемеловые залежи являются водонефтяными, т.е. нефть и вода находятся в фазово-подвижном состоянии по всему объёму залежи, заполняя сложный коллектор, и скважины вступают в разработку с высокой обводнённостью.

Установлены основные особенности водонефтяных залежей, которые сводятся к следующему:

1) основные залежи нефти приурочены к верхней части верхнемеловых отложений, а именно к мелоподобным известнякам и реже – плотным пелитоморфным, подстилающим первые, известнякам верхнего мела;

2) тип коллектора трещинно-каверновый (по отношению к характеру насыщенности), при высокой пористости 20–30 % матрицы и её низкой проницаемости ($(0,1–1,2) \cdot 10^{-3}$ мкм^2). Насыщение связано с вторичными пустотами и трещинами (коллекторские свойства пород обусловлены тектонической трещиноватостью). Поровое пространство матрицы нефти не содержит и полностью водонасыщено;

3) залежи нефти не контролируются сводами современных структур и часто располагаются на их периклиналях;

4) зоны развития коллекторов приурочены к зонам повышенной трещиноватости пород;

5) зоны повышенной пористости и проницаемости связаны с перерывами в осадконакоплении – это контактные зоны палеогена и верхнего мела, верхнего и нижнего маастрихта, маастрихта и кампана и сантона, на уровне которых чётко фиксируются стратиграфические несогласия;

6) общие толщины верхнемеловых отложений изменяются от 60 м до 90 м;

7) наклонные ВНК с перепадом глубин от нескольких метров у залежей на платформе, до нескольких сотен метров в пределах складчатой области. Это явление во многих случаях может быть связано с «запечатыванием» залежей в среднесарматское время;

8) все открытые залежи нефти и газа вступают в разработку с обводнённостью от 30 до 95 %.

Таким образом, уникальность нефтеносности верхнемаастрихтских отложений заключается не только в том, что с ними связаны нетрадиционные водонефтяные залежи и что они почти идеально выдержаны по литологическому составу, толщине и свойствам своеобразного коллектора, но ещё и в том, что они представляют собой гигантскую стратиграфически экранированную ловушку, содержащую недосформировавшуюся нефтяную залежь со сложным характером насыщения водой и нефтью, ограниченную с запада и севера зоной размыва отложений и экранирующуюся мергельно-глинистыми отложениями палеогена и гидродинамической аномалией подземных вод, осложнённую пологими структурными элементами различной формы и размера.

Карты текущих и накопленных отборов по объекту K_2m приведены на рисунках 4 и 5.

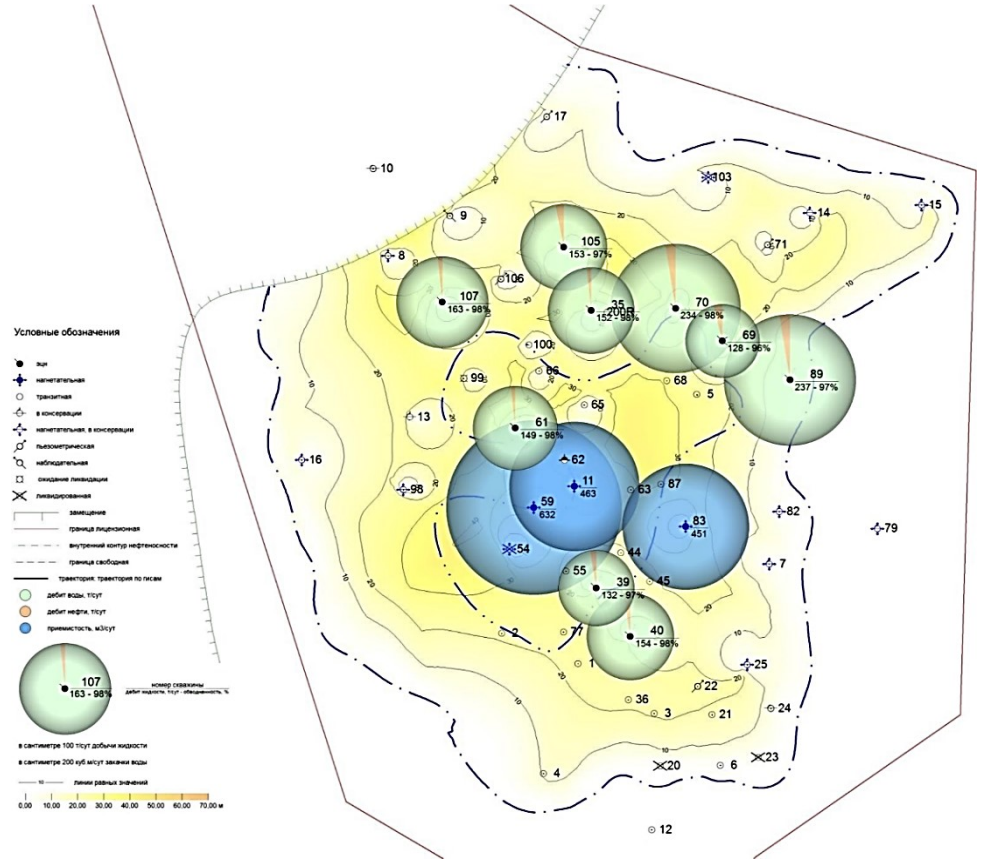


Рисунок 4 – Карта текущих отборов по объекту K_2m по состоянию на 01.01.2026 г.

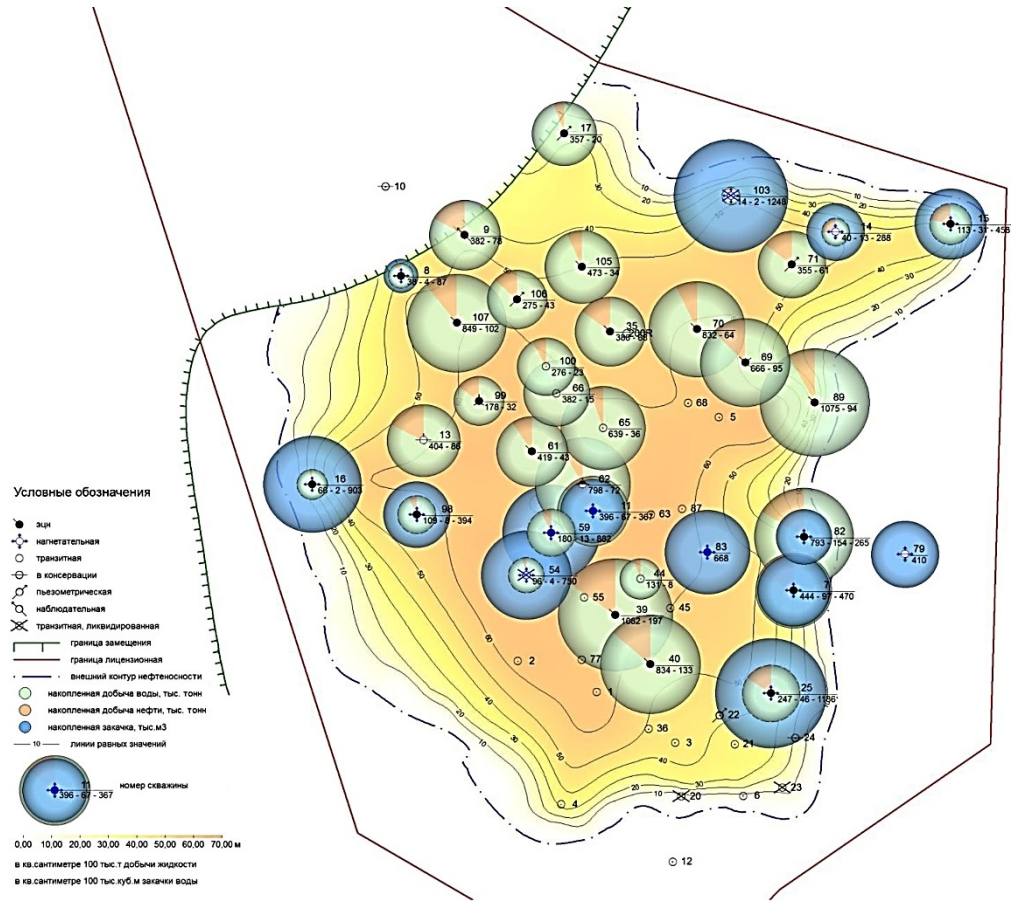


Рисунок 5 – Карта накопленных отборов по объекту K_2m по состоянию на 01.01.2026 г.

Также с точки зрения разработки определение значений фильтрационно-емкостных параметров верхнемеловых коллекторов сопряжено с большими трудностями:

1) по керну вторичная пустотность, проницаемость и нефтенасыщенность редко определимы в связи с дефицитом представленных образцов;

2) по данным промыслово-геофизических исследований с относительной достоверностью определяется только вторичная пустотность, а нефтенасыщенность не оценивается;

3) также существенные проблемы имеют место и при оценке нефтенасыщенных толщин в залежах, связанных с карбонатными трещинно-каверновыми коллекторами.

Цифровая геологическая модель месторождения

В целях решения практических задач по дальнейшей оптимизации разработки Тихомировского месторождения, определения числа и расположения разведочных, добывающих и нагнетательных скважин выполнено трёхмерное геологическое моделирование верхнемеловых, нижнемеловых и нижнеюрского объектов эксплуатации в программном продукте Petrel фирмы «Schlumberger».

Следует отметить, что моделирование верхнемеловых отложений и основного объекта изучения K2m не представляется возможным. Построенные геологические модели не отвечают реальному геологическому строению маастрихстких отложений.

Маастрихтский продуктивный пласт по составу и геофизической характеристике представляет собой пачку мелоподобных известняков, имеет повсеместное распространение по площади, отличается высокой выдержанностью общих и эффективных толщин. Общая толщина пласта изменяется в пределах 60–90 м, эффективная толщина в пределах 40–70 м.

Исторической особенностью изучения этих отложений в период с начала 70-х годов является крайне низкая освещённость керном и полным комплексом ГИС – менее 10 % скважин. При этом весь комплекс исследований был рассчитан на терригенный коллектор: нет 100 % выноса керна ни по одному интервалу (в среднем вынос керна не превышает 20 %), комплекс ГИС не содержит специальных методов для выделения и определения параметров карбонатного коллектора. Имеющиеся определения кернового материала указывают на флишевую формацию, представленную чередованием тонкослоистых (толщина не превышает первых десятков сантиметров) пропластков известняков, глин и в меньшей степени мергелей.

Имеющийся фактический материал (керн + ГИС) не позволяет определить основные параметры геологической модели: литологию (в т.ч. коллектор/неколлектор), пористость, нефтенасыщенность, проницаемость. Начальная нефтенасыщенность верхнемеловых пластов имеет очень низкие значения 0,15–0,31. Водонефтяной контакт определён только по материалам опробования скважин и, в связи с этим часто имеет чашеобразную форму с амплитудой прогиба до 100 м. Нет достоверного объяснения высокой начальной обводнённости скважин 70–95 % вне зависимости от размера интервала перфорации и положения скважин на структуре.

Наиболее правдоподобным можно считать концепцию строения залежей, представляющую собой чередование тонких пропластков, насыщенных водой и нефтью. Однако для подтверждения данной модели необходимы детальные исследования с привлечением кернового материала с выносом, близким к 100 %.

Создание адекватной гидродинамической модели без учёта данной особенности геологического строения не представляется возможным. Кроме того, модель, учитывающая неоднородность в распределении насыщенностей, должна иметь высокое разрешение по вертикали (DZ порядка 2 см).

В связи с этим гидродинамические модели месторождению по всем объектам были построены, но как показал анализ полученных результатов по верхнемеловым отложениям – адекватная гидродинамическая модель отсутствует.

Обоснование объёмных сеток и параметров модели объекта K_2m

Цифровая модель продуктивного пласта реализована в программном комплексе Petrel.

Моделирование продуктивного резервуара происходило поэтапно и заключалось в выполнении следующих видов работ:

- построение структурно-тектонического каркаса;
- создание фациальной модели;
- фильтрационно-емкостное моделирование.

В основе структурной модели лежат точки скважинных пластопересечений и оцифрованные изолинии структурных карт, полученные на этапе подготовки исходных данных. С помощью алгоритмов двумерной интерполяции построены структурные поверхности по кровле пласта. Структурные поверхности по подошве пласта строились методом прибавления изохор, полученных по скважинным отметкам. Дополнительно для подсчёта запасов построены поверхности ВНК.

Для последующей трёхмерной интерполяции параметров в межскважинном пространстве скважинные данные перенесены на ячейки дискретных сеток. Каждой ячейке сетки, которую пересекают скважины, присваивался определённый тип пород (коллектор – неколлектор), фильтрационно-емкостные свойства и насыщение.

Исходные данные для построения геологической модели объекта K_2m приведены в таблице 3, параметры модели – в таблице 4.

Таблица 3 – Исходные данные для построения геологической модели объекта K_2m

№ n/n	Данные по скважинам	Объект K_2m
1	Количество скважин (вскрывших пласт / загруженных в проект)	50/66
2	Количество скважин с инклинометрией	все
3	Количество скважин с загруженным комплексом ГИС	
4	Результаты интерпретации, загруженные в проект литология пористость насыщение насыщенность проницаемость	 Lito Kp Rn
5	Загруженные в проект маркеры по скважинам маркер отражающего горизонта (ОГ) маркер кровли пласта маркер подошвы пласта	 Top_K_2 Bot_K_2

Таблица 4 – Параметры модели объекта K_2m

Размеры модели, км × км	1,8 × 2,7
Размеры сетки (по горизонтали × по вертикали)	50 × 50
Средняя мощность прослоя, м	0,5
Размеры сетки разбуривания скважин, м	500 × 500
Количество ячеек: X Y Z общее	 250 225 148 8325000

Геологическая модель объекта K_2m строилась по сетке 50 × 50 м при детальности геологических построений по вертикали 148 слоёв.

Размеры горизонтальных и вертикальных проекций выбраны с учётом общих размеров залежей по осям X, Y, Z и расстояний между скважинами, а также возможности дальнейших технико-гидродинамических расчётов.

Построение структурной модели объекта K_2m

Структурно-тектонический каркас строился путём объединения структурных поверхностей по кровлям и подошвам моделируемого объекта.

Моделирование структурных поверхностей проводилось с использованием скважинных отбивок. При построении структурных поверхностей использовалась сетка 50 × 50 м.

Скважинными разбивками являются границы смены стратиграфических и литологических комплексов. Структурные поверхности кровли и подошвы объекта K_2m построены на основе кровли и подошвы пласта, полученных в результате корреляции и с использованием сейсмических данных.

Объектом геологического моделирования является объект K_2m Тихомировского месторождения.

Нефтяная залежь продуктивного пласта K_2m (основная)

Коллектор относится к трещинному, поровому типу, представленному известняками белыми, крепкими, трещиноватыми с прослоями белого писчего мела, с пропластками плотных микрозернистых известняков и карбонатных аргиллитов. Общая толщина пласта изменяется в пределах 60,7–120,4 м (среднее значение 71,3 м), эффективная толщина составляет 3,4–118,3 м (среднее значение 66,4 м). Пласт отличается низкой песчанистостью (коэффициент песчанистости 0,91) и слабой расчленённостью (коэффициент расчленённости 2,7).

Размеры залежи – 6,4 × 5,9 км, высота 63,0 м. Нефтенасыщенные толщины изменяются от 19,9 до 66,0 м.

Водонефтяной контакт наклонный, принят в интервале на абсолютных отметках минус 2468–2475 м. На северо-западе площадь нефтеносности ограничена линией неколлектора.

Нефтяная залежь продуктивного пласта K_2m (Восточно-Тихомировская площадь)

От основной залежи она отделена прогибом, что не позволяет объединить её с залежью маастрихтских отложений верхнего мела.

Размеры залежи – 2,5 × 1,7 км, высота 45,0 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина составляет 19,7 м.

Залежь относится к пластово-сводовой, подстилаемой по всей поверхности подошвенной водой. Согласно структурному плану, контур нефтеносности соответствует изогипсе минус 2460 м. За границу раздела «нефть – вода» принята отметка нижних дыр перфорации скважины № 1 2575 м (– 2506 м).

Структурная поверхность кровли коллектора продуктивного пласта K_2m Тихомировского месторождения приведена на рисунке 6.

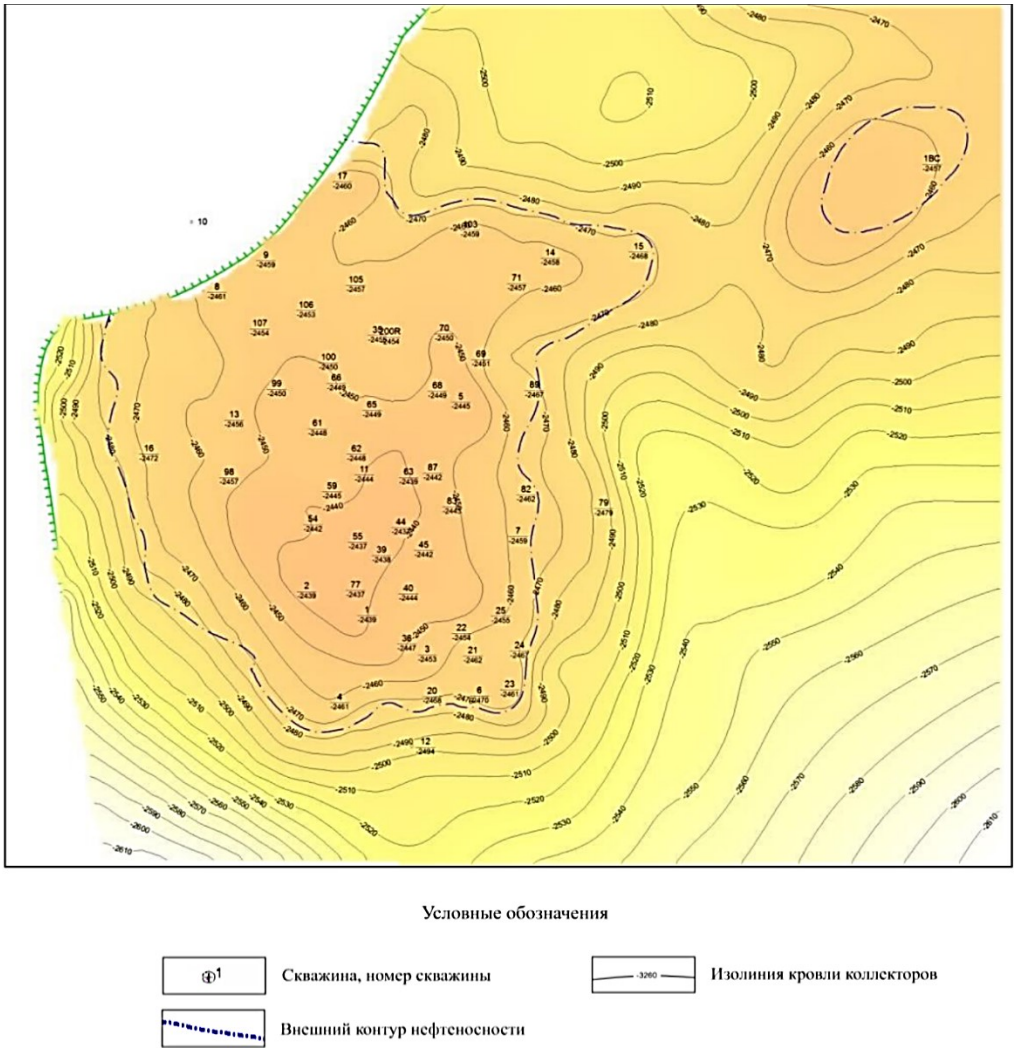


Рисунок 6 – Структурная поверхность кровли коллектора продуктивного пласта K_2m

Построение литологической модели залежи K_2m и распределение фильтрационно-емкостных свойств

Геологическая модель эксплуатационного объекта K_2m создавалась поэтапно.

Этап литологического моделирования заключался в выделении и пространственном распределении пород-коллекторов, т.е. пространственной литологической интерпретации на основании комплекса геофизических методов, результатов интерпретации ГИС и граничных значений фильтрационно-емкостных параметров. Результатом являлось построение дискретных индексированных кубов признака «коллектор – неколлектор», условно называемых кубами литологии. При построении кубов использовался алгоритм стохастического моделирования с применением сферической (или экспоненциальной) вариограмм и трендов (2D, 3D и т.д.) и согласованием полученного распределения пород со скважинными данными. Каждой ячейке дискретной сетки куба присваивалось значение 1 – коллектор или 0 – неколлектор.

Для продуктивных пластов использовался алгоритм стохастического моделирования с применением сферической вариограммы (табл. 5). Выбранный метод моделирования – Sequential indicator Simulation. При пространственном распределении продуктивного пласта создавались наборы равновозможных реализаций моделей (от 5 до 20).

Таблица 5 – Параметры вариограмм для построения кубов литологии объекта K_2m

Литотип	Направление	Радиус корреляции	Угол	Тип	Nugget
Литотип 1	главное	1701	0	Spherical	0,01
	второстепенное	1200			
	вертикальное	6,1			
Литотип 0	Assign Values: constant = 0				

Для наиболее корректного построения куба литологии (соответствия статистических данных куба скважинным данным) радиусы корреляции подобраны индивидуально для объекта K_2m. Для контроля распространения эффективных толщин по площади построены карты песчанистости, которые использованы как тренды для построения куба литологии.

Для подсчёта запасов коэффициент пористости рассчитывался как средневзвешенная величина по объёму коллектора продуктивных отложений объекта K_2m.

По результатам геологического моделирования для объекта $_{K2m}$ построены наборы карт и геологических разрезов в соответствии с «Методическими рекомендациями по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений».

На рисунке 7 приведён разрез пород объекта K_2m, характеризующий распространение водо- и нефтенасыщенных коллекторов, а на рисунке 8 – карта эффективных нефтенасыщенных толщин объекта K_2m по геологической модели.

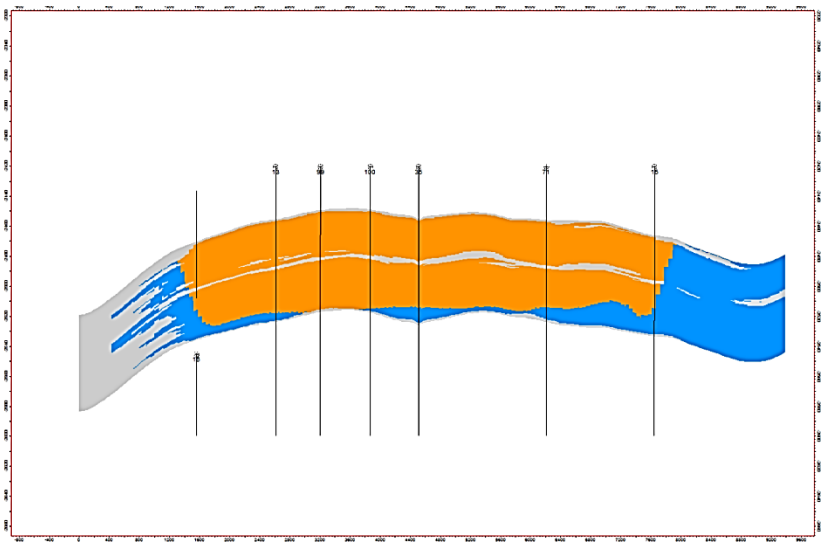


Рисунок 7 – Разрез пород объекта K_2m, характеризующий распространение водо- и нефтенасыщенных коллекторов

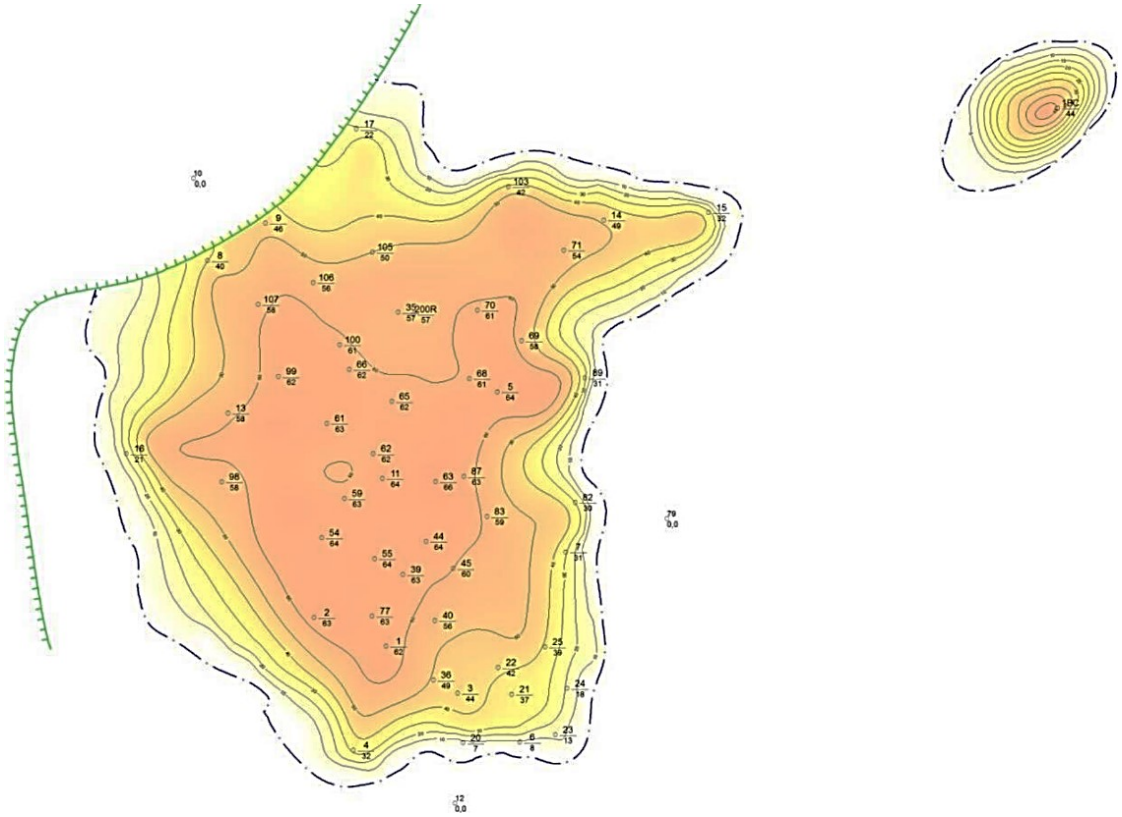


Рисунок 8 – Карта эффективных нефтенасыщенных толщин объекта K_2m по геологической модели

Построение модели насыщения пласта флюидами

Моделирование газо- и нефтенасыщения пластов-коллекторов объекта K_2m проведено на базе интерпретации материалов промысловой геофизики. Так как с точки зрения дальнейшего гидродинамического моделирования более корректным для построения куба насыщенности является использование J-функции, в моделях Кн рассчитывался именно по функции Леверетта как средневзвешенное по газо- и нефтенасыщенному объёму, равное средневзвешенному значению, полученному по ГИС. В связи с тем, что при построении геологической модели куб проницаемости был получен через пористость, то корректнее использовать модель переходной зоны, а использование J-функции, естественно, предполагает модель переходной зоны, что и было сделано в модели.

Расчёт полей параметров проводился в пределах структурного каркаса на основе данных интерпретации ГИС по скважинам, представленным в виде кривой послойной обработки, и в интервале продуктивных отложений.

Расчёт проводился в пределах структурного каркаса в интервале продуктивных отложений. Распределение скважин по эксплуатационному объекту позволило рассчитать средневзвешенное по нефтенасыщенному объёму значение коэффициента нефтенасыщенности.

Подсчёт геологических запасов нефти

Подсчёт запасов нефти осуществлён в программном модуле Petrel 2009 Volume Calculation, с помощью которого рассчитаны следующие параметры: геометрический, эффективный и поровый объёмы. Расчёты выполнены отдельно по каждому эксплуатационному объекту Тихомировского месторождения. Расхождение подсчётных параметров и запасов нефти и газа в геологической модели по сравнению с числящимися на госбалансе не превышает 5 %.

Оценка достоверности модели объекта K_2m

Оценка достоверности геологической модели объекта K_2m проводилась на каждом этапе моделирования.

На этапе структурно-тектонического моделирования выполнялось сопоставление абсолютных отметок структурных карт по кровлям соответствующего пласта из модели и абсолютных отметок по кровле пласта. Расхождение по поверхностям не превышает 5 %.

Использование нейросетевого моделирования

В нашем быстро развивающемся обществе всё с большей остротой проявляется интерес к качественному прогнозированию. Это в большей степени связано с быстрым развитием высоких технологий и с появлением новых инструментов анализа данных. Однако тот технический анализ, которым привыкло пользоваться большинство компаний, недостаточно эффективен. Прогнозы, которые делаются только на основе какого-либо одного исследования, не всегда дают ощутимый результат, т.к. достоверность довольно низкая.

Для решения проблемы по выявлению низкообводнённых интервалов верхнемеловых отложений нами использовано нейросетевое моделирование, которое позволяет предложить интервалы перфорации в уже существующих скважинах для получения притоков нефти.

Нейросеть моделирует работу человеческой нервной системы, особенностью которой является способность к самообучению с учётом предыдущего опыта. Таким образом, с каждым разом система совершает всё меньше ошибок. Как и наша нервная система, нейросеть состоит из отдельных вычислительных элементов – нейронов, расположенных на нескольких слоях. Данные, поступающие на вход нейросети, проходят последовательную обработку на каждом слое сети. При этом каждый нейрон имеет определённые параметры, которые могут изменяться в зависимости от полученных результатов – в этом и заключается обучение сети.

Нейронная сеть состоит из совокупности нейронов, соединённых между собой специальным образом. Величины x_1, x_2, …, xn являются известными входными переменными, w_1, w_2, …, w_n весовые коэффициенты, Y – рассчитанное значение. Процесс обучения нейросети на известных данных заключается в подборе весовых коэффициентов w_1, w_2, …, $_w$n таким образом, чтобы рассчитанное значение прогнозируемого параметра Y совпало с фактическим значением некоторой заранее заданной погрешностью. На рисунке 9 приведена базовая структура нейронной сети.

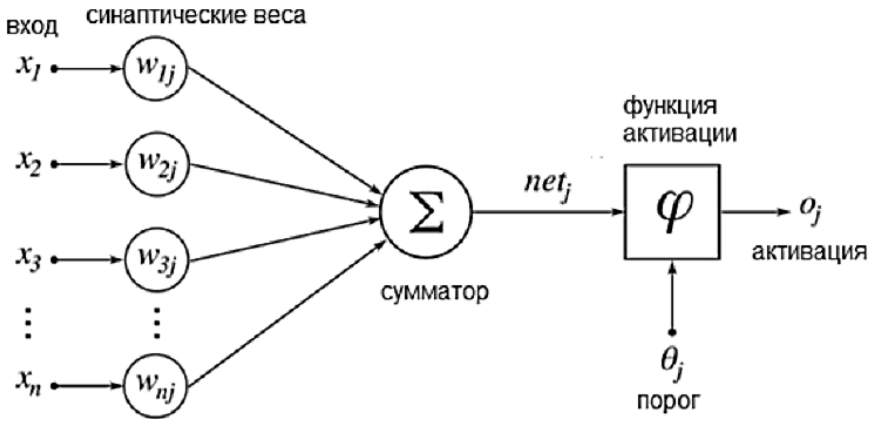


Рисунок 9 – Базовая структура нейронной сети

Нами предложена методика по выявлению низкообводнённых интервалов перфорации на верхнемеловых отложениях. Для составления обучающей выборки проанализирован массив информации по опробованию скважин интервалов перфорации, обводнённости, а также многочисленные каротажные исследования. Проведено моделирование на Тихомировском месторождении, на котором в период с 1985 по 2022 гг. по более чем 30 скважинам проведён анализ.

На первом этапе собрана и проанализирована информация по скважинам, работающим на верхнемеловых отложениях: характеристика коллектора, свойства залежи, определения возможных источников обводнения добывающего фонда, каротажные исследования по каждой скважине в соответствующем интервале перфорации. Из дальнейшего рассмотрения исключены те случаи, в которых по части скважин отсутствовала информация. На втором этапе произведена обработка данных, необходимых

для обучения искусственной нейронной сети. В качестве входных параметров для нейросети использованы интервалы перфорации обводнённости, процент обводнённости, ГИС.

При систематизации и унифицировании собранных данных на выходе получили параметр возможного интервала перфорации, который может служить и поддерживать этап разработки соответствующего тематического исследования.

Процесс обучения сети производится в несколько шагов:

1) сбор исходной информации для обучения;
2) обработка данных (нормализация);
3) выбор типа задачи и инструмента построения сети;
4) задание сетевых характеристик и параметров обучения;
5) непосредственно обучение;
6) проверка обучения на адекватность;
7) дообучение или переобучение сети;
8) прикладное применение полученных моделей.

Часть входных данных использовалась для обучения, а другая часть использовалась для первичной проверки модели. Затем из множества моделей выбрана одна с наименьшим отклонением расчётных показателей от фактических. Результаты применения нейросетевой модели приведены на рисунке 10, плотность распределения ошибки отклонения модельных показателей от фактических – на рисунке 11.

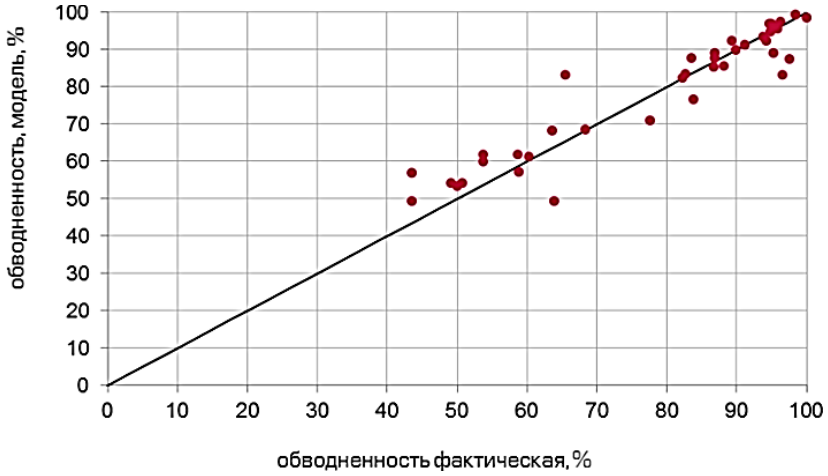


Рисунок 10 – Результаты применения нейросетевой модели

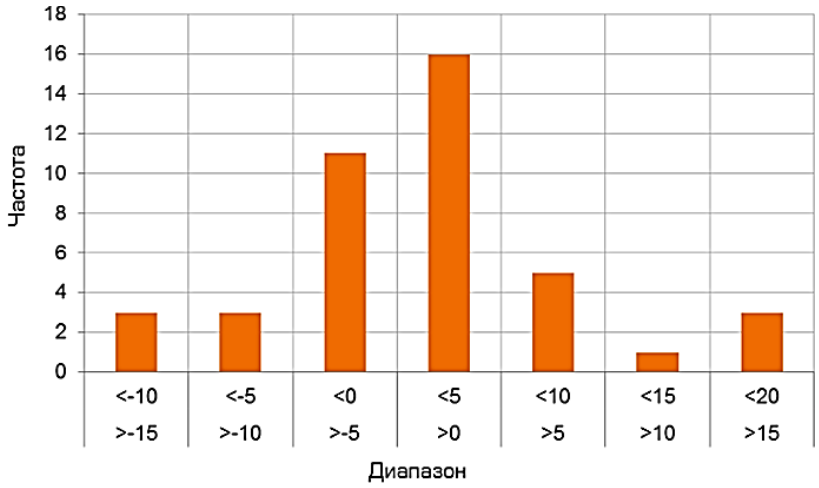


Рисунок 11 – Плотность распределения ошибки отклонения модельных показателей от фактических

Анализируя фактические данные с данными, полученными по разработанной модели, можно отметить, что отклонение составляет 7 %, что свидетельствует о достоверности модели. После чего проведён ретроспективный анализ с целью проверки, настроенной нами модели.

Для примера по скважине № 101 по модели средняя обводнённость составила 80 % при фактической обводнённости 75 %. Проведённый анализ подтвердил достоверность модели и пригодность её для рекомендации скважин под перфорацию (рис. 12).

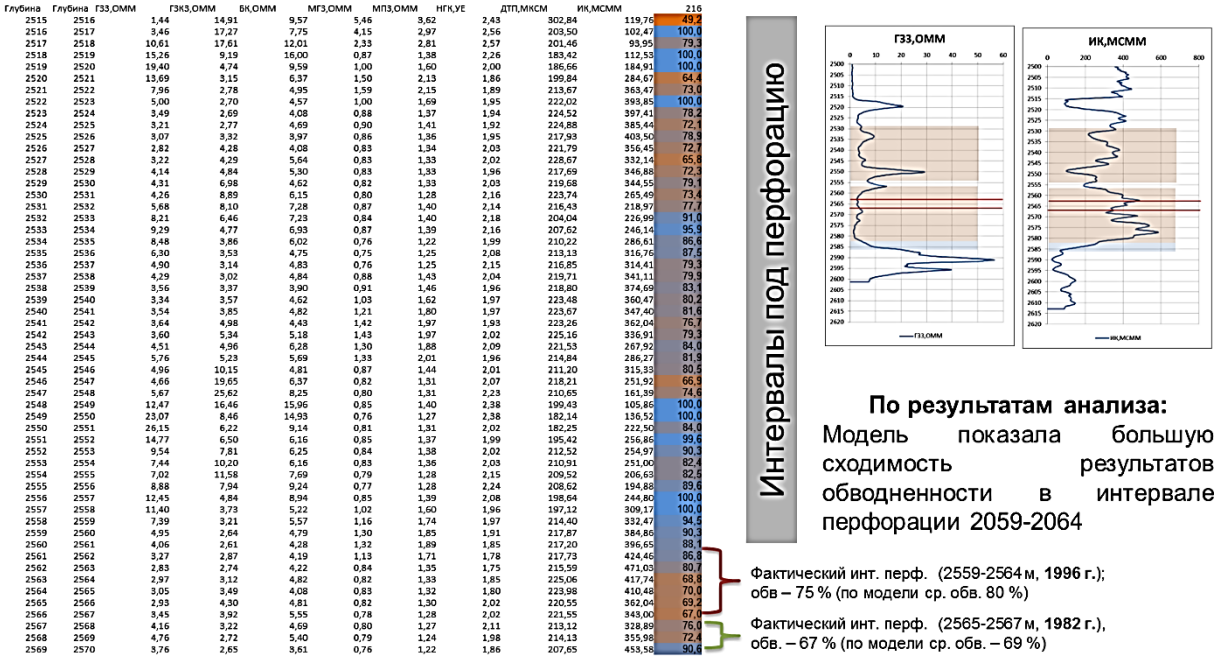


Рисунок 12 – Ретроспективный анализ с помощью применения нейронных сетей

Затем, используя полученную модель, сформированы перспективные интервалы перфорации с наименьшей обводнённостью, которые можно рекомендовать для перфорирования.

В целях оптимизации существующей системы разработки с использованием искусственной нейронной сети рассмотрено проведение различных ГТМ по существующему фонду на верхнемеловых отложениях, а именно перфорирование перспективных интервалов путём перевода на выше- и нижележащий горизонт, а также расконсервации.

Используя расчёты, полученные с помощью искусственной нейронной сети, рекомендуем новые интервалы перфорации по скважинам № 107 (табл. 6), № 69 (табл. 7) и № 55 (табл. 8).

Таблица 6 – Рекомендуемые интервалы под перфорацию скважины № 107

Глубина	Глубина	ГЗ3,ОММ	ГЗК3,ОММ	БК,ОММ	МГЗ,ОММ	МПЗ,ОММ	ШГК,УЕ	ДТП,МКСМ	ИК,МСММ	Обводненность по модели
2505	2506	12,47	13,55	15,43	1,32	1,73	2,47	191,76	121,95	100,0
2506	2507	6,46	18,25	8,17	1,26	1,67	2,09	194,04	166,23	74,9
2507	2508	3,98	15,92	6,58	1,18	1,61	1,97	207,00	242,17	64,9
2508	2509	2,93	10,03	5,26	1,06	1,47	1,81	221,30	355,04	60,6
2509	2510	2,68	6,21	4,54	1,17	1,57	1,74	225,60	404,48	62,2
2510	2511	2,65	4,29	4,23	1,26	1,61	1,73	226,78	415,42	64,2
2511	2512	2,79	3,08	4,04	1,35	1,68	1,73	230,42	402,68	65,2
2512	2513	2,85	2,99	4,19	1,65	2,01	1,77	227,85	412,49	67,3
2513	2514	3,54	2,80	3,72	1,88	2,24	1,77	228,83	425,07	56,9
2514	2515	3,99	2,83	4,40	1,95	2,33	1,81	229,96	381,32	58,8
2515	2516	3,78	3,30	4,98	1,59	2,05	1,88	225,99	365,19	76,0
2516	2517	4,60	3,95	4,70	1,27	1,62	1,87	223,32	378,58	77,3
2517	2518	8,59	3,50	4,16	1,20	1,58	1,83	222,22	360,12	85,5
2518	2519	10,51	3,86	6,22	1,11	1,47	1,94	228,73	294,77	92,9
2519	2520	7,72	6,34	8,27	1,10	1,47	2,07	213,43	252,74	87,0
2520	2521	5,87	10,06	7,64	1,18	1,58	2,08	209,05	263,36	81,2
2521	2522	5,54	9,01	6,01	1,40	1,81	2,05	211,48	297,48	78,7
2522	2523	5,67	7,10	5,67	1,53	1,94	2,03	215,89	337,34	77,4
2523	2524	5,76	5,86	5,64	1,80	2,20	2,02	219,20	370,71	68,2
2524	2525	5,99	5,94	5,97	1,95	2,31	1,97	217,44	399,94	58,9

Как видно из таблицы 6, интервалы с наименьшей обводнённостью рекомендуются к перфорации:

– интервал 1 – 2506-2514 м;
– интервал 2 – 2522-2526 м.

Таблица 7 – Рекомендуемые интервалы под перфорацию скважины № 69

Глубина, м		ГЗ3,ОММ	ГЗК3,ОММ	БК,ОММ	МГЗ,ОММ	МПЗ,ОММ	НГК,УЕ	ДТП,МКСМ	ИК,МСММ	Обводненность по модеи	Средняя обводненность по модели
2528	2529	9,16	7,56	6,42	1,17	1,55	1,92	221,45	376,29	76,6	
2529	2530	9,88	7,13	6,48	1,05	1,42	1,89	222,94	353,05	79,7	
2530	2531	7,51	8,12	7,89	1,25	1,57	1,99	221,04	326,66	81,1	
2531	2532	5,95	9,68	7,43	1,52	1,89	2	215,85	353,29	71,4	
2532	2533	7,48	7,91	5,73	1,45	1,89	1,88	216,86	341,69	62,7	**67,1**
2533	2534	12,28	6,29	5,99	1,43	1,84	1,95	225,52	281,81	62,7	
2534	2535	18,48	5,5	5,63	1,29	1,64	2,12	213,82	220,92	71,4	
2535	2536	11,83	9	11,45	1,17	1,51	2,19	208,87	182,32	100	
2536	2537	6,56	15,97	11,46	1,19	1,52	2,22	195,94	225,56	88,6	
2537	2538	4,56	16,42	7,93	1,22	1,57	2,12	196,71	307,89	75,8	
2538	2539	4,87	8,92	5,4	1,17	1,51	1,94	212,26	346,71	73,3	
2539	2540	5,96	5,51	5,31	1,15	1,51	1,95	219,51	368,9	82,1	
2540	2541	8,43	4,79	5,31	1,21	1,59	1,96	223,29	339,07	87,7	
2541	2542	8,85	5,3	6,81	1,14	1,58	2,06	222,28	287,81	93	
2542	2543	5,95	6,78	7,63	1,13	1,45	2,13	211,79	266,82	82,6	
2543	2544	3,79	9,73	7,8	1,24	1,63	2,15	205,93	308,64	79,2	
2544	2545	2,98	7,48	4,52	1,63	2,03	1,96	211,03	387,69	68,9	
2545	2546	3,01	5,06	4,93	2,78	2,87	1,88	228,27	424,61	49,2	**62,6**
2546	2547	2,93	3,55	4,08	1,71	2,16	1,87	222,2	482,64	69,8	
2547	2548	2,73	3,18	4,54	1,3	1,77	1,76	229,23	480,22	79,5	
2548	2549	2,51	3,09	4,59	1,21	1,63	1,75	226,55	494,7	78,4	
2549	2550	2,27	3,06	3,8	1,2	1,63	1,73	227,35	530,91	92,2	
2550	2551	2,82	2,67	4,15	1,13	1,55	1,73	235,89	500,43	82,5	
2551	2552	3,29	2,34	3,67	1,09	1,53	1,8	228,72	512,86	100	
2552	2553	4,06	2,28	4,93	1,09	1,5	1,8	231,83	452,62	79,1	
2553	2554	3,98	3,02	5,18	1,07	1,45	1,93	229	424,52	77,5	
2554	2555	4,09	3,42	4,65	1,13	1,52	1,93	220,44	409,36	82	
2555	2556	3,41	4,27	6,49	1,22	1,62	2	226,84	439,93	78	
2556	2557	3,13	4,2	4,07	1,62	2	1,85	214,83	522,87	73,8	
2557	2558	3,74	3,66	4,31	1,85	2,29	1,75	235,54	485,45	51,6	**67,2**
2558	2559	3,01	3,31	5,15	1,55	1,95	1,89	234,77	465,82	76,3	
2559	2560	2,09	3,72	4,98	1,47	1,81	1,85	222,85	555,96	81,7	
2560	2561	1,68	3,53	3,5	1,36	1,81	1,67	225,46	683,99	100	
2561	2562	1,98	2,33	3,16	1,23	1,63	1,62	243,77	671,28	100	
2562	2563	1,85	1,91	3,92	1,2	1,6	1,73	248,96	625,08	100	

Как видно из таблицы 7, интервалы с наименьшей обводнённостью рекомендуются к перфорации:

– интервал 1 – 2531–2535 м;
– интервал 2 – 2544–2547 м;
– интервал 3 – 2556–2559 м.

Как видно из таблицы 8, интервалы с наименьшей обводнённостью рекомендуются к перфорации:

– интервал 1 – 2524–2532 м;
– интервал 2 – 2536–2543 м;
– интервал 3 – 2562-2570 м.

Таблица 8 – Рекомендуемые интервалы под перфорацию скважины № 55

Глубина, м		ГЗЗ,ОММ	ГЗКЗ,ОММ	БК,ОММ	МГЗ,ОММ	МПЗ,ОММ	НГК,УЕ	ДТП,МКСМ	ИК,МСММ	Обводненность по модели	Средняя обводненность по модели
2522	2523	5	2,7	4,57	1	1,69	1,95	222,02	393,85	100	
2523	2524	3,49	2,69	4,08	0,88	1,37	1,94	224,52	397,41	78	
2524	2525	3,21	2,77	4,69	0,9	1,41	1,92	224,88	385,44	72	74
2525	2526	3,07	3,32	3,97	0,86	1,36	1,95	217,93	403,5	79	
2526	2527	2,82	4,28	4,08	0,83	1,34	2,03	221,79	356,45	73	
2527	2528	3,22	4,29	5,64	0,83	1,33	2,02	228,67	332,14	66	
2528	2529	4,14	4,84	5,3	0,83	1,33	1,96	217,69	346,88	72	
2529	2530	4,31	6,98	4,62	0,82	1,33	2,03	219,68	344,55	79	
2530	2531	4,26	8,89	6,15	0,8	1,28	2,16	223,74	265,49	73	
2531	2532	5,68	8,1	7,28	0,87	1,4	2,14	216,43	218,97	78	
2532	2533	8,21	6,46	7,23	0,84	1,4	2,18	204,04	226,99	91	
2533	2534	9,29	4,77	6,93	0,87	1,39	2,16	207,62	246,14	96	
2534	2535	8,48	3,86	6,02	0,76	1,22	1,99	210,22	286,61	87	
2535	2536	6,3	3,53	4,75	0,75	1,25	2,08	213,13	316,76	88	
2536	2537	4,9	3,14	4,83	0,76	1,25	2,15	216,85	314,41	79	80
2537	2538	4,29	3,02	4,84	0,88	1,43	2,04	219,71	341,11	80	
2538	2539	3,56	3,37	3,9	0,91	1,46	1,96	218,8	374,69	83	
2539	2540	3,34	3,57	4,62	1,03	1,62	1,97	223,48	360,47	80	
2540	2541	3,54	3,85	4,82	1,21	1,8	1,97	223,67	347,4	82	
2541	2542	3,64	4,98	4,43	1,42	1,97	1,93	223,26	362,04	77	
2542	2543	3,6	5,34	5,18	1,43	1,97	2,02	225,16	336,91	79	
2543	2544	4,51	4,96	6,28	1,3	1,88	2,09	221,53	267,92	84	
2544	2545	5,76	5,23	5,69	1,33	2,01	1,96	214,84	286,27	82	
2545	2546	4,96	10,15	4,81	0,87	1,44	2,01	211,2	315,33	81	
2546	2547	4,66	19,65	6,37	0,82	1,31	2,07	218,21	251,92	86	
2547	2548	5,67	25,62	8,25	0,8	1,31	2,23	210,65	161,39	84	
2548	2549	12,47	16,46	15,96	0,85	1,4	2,38	199,43	105,86	100	
2549	2550	23,07	8,46	14,93	0,76	1,27	2,38	182,14	136,52	100	
2550	2551	26,15	6,22	9,14	0,81	1,31	2,02	182,25	222,5	84	
2551	2552	14,77	6,5	6,16	0,85	1,37	1,99	195,42	256,86	100	
2552	2553	9,54	7,81	6,25	0,84	1,38	2,02	212,52	254,97	90	
2553	2554	7,44	10,2	6,16	0,83	1,36	2,03	210,91	251	82	
2554	2555	7,02	11,58	7,69	0,79	1,28	2,15	209,52	206,63	83	
2555	2556	8,88	7,94	9,24	0,77	1,28	2,24	208,62	194,88	90	
2556	2557	12,45	4,84	8,94	0,85	1,39	2,08	198,64	244,8	100	
2557	2558	11,4	3,73	5,22	1,02	1,6	1,96	197,12	309,17	100	
2558	2559	7,39	3,21	5,57	1,16	1,74	1,97	214,4	332,47	95	
2559	2560	4,95	2,64	4,79	1,3	1,85	1,91	217,87	384,86	90	
2560	2561	4,06	2,61	4,28	1,32	1,89	1,85	217,2	396,65	88	
2561	2562	3,27	2,87	4,19	1,13	1,71	1,78	217,73	424,46	87	
2562	2563	2,83	2,74	4,22	0,84	1,35	1,75	215,59	471,03	81	73
2563	2564	2,97	3,12	4,82	0,82	1,33	1,85	225,06	417,74	69	
2564	2565	3,05	3,49	4,08	0,83	1,32	1,8	223,98	410,48	70	
2565	2566	2,93	4,3	4,81	0,82	1,3	2,02	220,55	362,04	69	
2566	2567	3,45	3,92	5,55	0,78	1,28	2,02	221,55	343	67	
2567	2568	4,16	3,22	4,69	0,8	1,27	2,11	213,12	328,89	76	
2568	2569	4,76	2,72	5,4	0,79	1,24	1,98	214,13	355,98	72	
2569	2570	3,76	2,65	3,61	0,76	1,22	1,86	207,65	453,58	82	

Заключение

В статье приведены сведения о геологическом строении залежи и физико-химических свойствах пластовых флюидов, выполнен анализ текущей выработки запасов нефти Тихомировского месторождения и предложена методика по поиску перспективных интервалов перфорации верхнемеловых отложений с помощью нейросетевого моделирования.

Литература

1. Создание комплексной геолого-технической модели для повышения эффективности разработки III эксплуатационного объекта нефтегазоконденсатного месторождения / Н.Х. Жарикова [и др.] // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2025. – № 2. – С. 274–299.
2. Эффективность применения геолого-технических мероприятий при разработке месторождений / М.В. Муравлева [и др.] // Research. Engineering. Extreme. 2021: материалы Международной научно-практической конференции (03 июня 2021 года, г. Краснодар). – Краснодар : ООО «Издательский Дом – Юг», 2021. – С. 175–181.
3. Савенок О.В. Оценка перспектив доразработки залежей нефти и проведения геолого-технических мероприятий на скважинах по фактическим данным их эксплуатации / О.В. Савенок, Е.Н. Даценко, В.Н. Соловьёва // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2018. – № 10. – С. 46–51. DOI: 10.30713/2413-5011-2018-10-46-51
4. Савенок О.В. Анализ причин снижения нефтеотдачи на Западно-Хоседаюском месторождении и рекомендации для внедрения геолого-технических мероприятий / О.В. Савенок, Е.У. Сафиуллина, Л.Г. Кусова // Булатовские чтения. – 2022. – Т. 1. – С. 290–298.
5. Сафиуллина Е.У. Выбор экономически целесообразного и технологически оптимального сценария разработки группы месторождений Денисовской площади / Е.У. Сафиуллина, Л.Г. Кусова // Прорывные технологии в разведке, разработке и добыче углеводородного сырья: тезисы докладов Международной научно-практической конференции (15-16 ноября 2022 года, г. Санкт-Петербург). – СПб. : Санкт-Петербургский горный университет, 2022. – 116 с.
6. Скуба Д.А. Оценка реальной кавернозно-трещинной ёмкости известняков залежей нефти верхнемеловых отложений Чеченской Республики / Д.А. Скуба, О.В. Савенок, В.Н. Соловьёва // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2016. – № 12. – С. 11–17.
7. Соловьёв И.Б. Нейросетевое моделирование при выборе интервала перфорации верхнемеловых отложений на примере месторождений Восточного Ставрополья / И.Б. Соловьёв, Т.В. Арутюнов, Е.П. Чуйкин // Нефтепромысловое дело. – 2018. – № 7. – С. 10–14. DOI: 10.30713/0207-2351-2018-9-17-22
8. Стулов Л.Г. Особенности геологического строения и размещения залежей нефти в верхнемеловом (маастрихтский ярус) природном резервуаре / Л.Г. Стулов, Д.В. Томашев, А.А. Папоротная // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 2. – С. 33–35.
9. Коллекторские свойства карбонатных пород триаса и верхнего мела Восточного Ставрополья / Г.Н. Чепак [и др.] // Нефтегазовая геология и геофизика. – 1980. – № 12. – С. 1–5.
10. Черненко К.И. Некоторые особенности тектонического строения Величаевско-Максимокумского вала Восточного Ставрополья // Инновационные технологии в нефтегазовой отрасли. Проблемы устойчивого развития территорий: Сборник трудов IV Международной научно-практической конференции, посвящённой 30-летию факультета нефтегазовой инженерии СКФУ (07–08 декабря 2023 года, г. Ставрополь). – Ставрополь : Северо-Кавказский федеральный университет. – С. 112–116.
11. Чуйкин Е.П. Экономическая оценка доразработки остаточных извлекаемых запасов верхнемеловых отложений Южного месторождения на основе нейросетевого моделирования / Е.П. Чуйкин, Т.В. Арутюнов, О.В. Савенок // Современная Россия: потенциал инновационных решений и стратегические векторы развития экономики: материалы Международной научно-практической конференции (07–08 ноября 2018 года, г. Краснодар). – Краснодар : ООО «Издательский Дом – Юг», 2018. – С. 393–399.
12. Шиян С.И. Анализ показателей экономической эффективности разработки Тихомировского месторождения / С.И. Шиян, Е.В. Медведева, Г.В. Кусов // СЕВЕРГЕОЭКОТЕХ-2021: доклады XXII Международной молодёжной научной конференции (17–19 марта 2021 года, г. Ухта). – Ухта : Ухтинский государственный технический университет, 2021. С. 420–426.
13. Шиян С.И. Анализ текущего состояния разработки пласта K2m Тихомировского месторождения / С.И. Шиян, Е.В. Медведева, Г.В. Кусов // СЕВЕРГЕОЭКОТЕХ-2021: доклады XXII

Международной молодёжной научной конференции (17–19 марта 2021 года, г. Ухта). – Ухта : Ухтинский государственный технический университет, 2021. – С. 426–430.
14. Шиян С.И. Анализ экологической безопасности при разработке Тихомировского месторождения / С.И. Шиян, М.В. Корсак, Д.А. Косова // Инновационные решения актуальных проблем в области высокомолекулярных металлоорганических соединений: сборник научных работ Международной научно-практической онлайн-конференции (28 мая 2021 года, г. Ташкент). – Ташкент : Ташкентский научно-исследовательский институт химической технологии, 2021. – С. 28–31.
15. Перспективы применения методов повышения нефтеотдачи пластов на Полярном нефтяном месторождении на основе анализа эффективности применяемых методов на месторождениях-аналогах / С.И. Шиян [и др.] // Нефтепромысловое дело. – 2022. – № 3(639). – С. 9–18. DOI: 10.33285/0207-2351-2022-3(639)-9-18

References

1. Development of a Comprehensive Geological and Technical Model to Enhance the Efficiency of Exploiting the Third Production Unit of an Oil, Gas, and Condensate Field / N.Kh. Zharikova [et al.] // Science. Engineering. Technologies (Polytechnic Bulletin). – 2025. – № 2. – P. 274–299.
2. Effectiveness of Implementing Geological and Technical Measures in Field Development / M.V. Muravleva [et al.] // Research. Engineering. Extreme. 2021: Proceedings of the International Scientific and Practical Conference (June 3, 2021, Krasnodar). – Krasnodar : Publishing House «Yug» LLC, 2021. – P. 175–181.
3. Savenok O.V. Assessment of prospects for further development of oil reservoirs and implementation of geological and technical interventions in wells based on actual operational data / O.V. Savenok, E.N. Datsenko, V.N. Solovyova // Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields. – 2018. – № 10. – P. 46–51. DOI: 10.30713/2413-5011-2018-10-46-51
4. Savenok O.V. Analysis of the causes for declining oil recovery at the Zapadno-Khosedayu field and recommendations for the implementation of geological and technical interventions / O.V. Savenok, E.U. Safiullina, L.G. Kusova // Bulatov Readings. – 2022. – Vol. 1. – P. 290–298.
5. Safiullina E.U. Selection of an economically viable and technologically optimal development scenario for a group of fields in the Denisovskaya area / E.U. Safiullina, L.G. Kusova // Breakthrough Technologies in the Exploration, Development, and Production of Hydrocarbon Resources: Abstracts of the International Scientific and Practical Conference (November 15–16, 2022, Saint Petersburg). – St. Petersburg: Saint Petersburg Mining University, 2022. – 116 p.
6. Skuba D.A. Estimation of the actual vuggy-fractured capacity of limestones in oil-bearing Upper Cretaceous deposits of the Chechen Republic / D.A. Skuba, O.V. Savenok, V.N. Solovyova // Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields. – 2016. – No. 12. – P. 11–17.
7. Solovyov I.B. Neural network modeling for selecting perforation intervals in Upper Cretaceous deposits: A case study of fields in Eastern Stavropol / I.B. Solovyov, T.V. Arutyunov, E.P. Chuykin // Oilfield Engineering (Neftepromyslovoye Delo). – 2018. – № 7. – P. 10–14. DOI: 10.30713/0207-2351-2018-9-17-22
8. Stulov L.G. Specifics of the geological structure and distribution of oil deposits within an Upper Cretaceous (Maastrichtian stage) natural reservoir / L.G. Stulov, D.V. Tomashev, A.A. Paporotnaya // Oil Industry (Neftyanoye Khozyaystvo). – 2013. – No. 2. – pp. 33–35.
9. Reservoir properties of Triassic and Upper Cretaceous carbonate rocks in the Eastern Stavropol region / G.N. Chepak [et al.] // Oil and Gas Geology and Geophysics. – 1980. – № 12. – P. 1–5.
10. Chernenko K.I. Some features of the tectonic structure of the Velichayevsko-Maksimokumsky swell in the Eastern Stavropol region // Innovative Technologies in the Oil and Gas Industry. Issues of Sustainable Territorial Development: Proceedings of the IV International Scientific and Practical Conference, dedicated to the 30th anniversary of the Faculty of Oil and Gas Engineering at the North-Caucasus Federal University (December 7–8, 2023, Stavropol). – Stavropol : North-Caucasus Federal University. – P. 112–116.
11. Chuykin E.P. Economic Assessment of the Further Development of Remaining Recoverable Reserves in Upper Cretaceous Deposits of the Yuzhnoye Field Based on Neural Network Modeling / E.P. Chuykin, T.V. Arutyunov, O.V. Savenok // Modern Russia: Potential for Innovative Solutions and Strategic Vectors of Economic Development: Proceedings of the International Scientific and Practical Conference (November 7–8, 2018, Krasnodar). – Krasnodar : Publishing House «Izdatelskiy Dom – Yug» LLC, 2018. – P. 393–399.
12. Shiyan S.I. Analysis of Economic Efficiency Indicators for the Development of the Tikhomirovskoye Field / S.I. Shiyan, E.V. Medvedeva, G.V. Kusov // SEVERGEOEKOTEKH-2021: Proceedings of the XXII International Youth Scientific Conference (March 17–19, 2021, Ukhta). – Ukhta : Ukhta State Technical University, 2021. – P. 420–426.

13. Shiyan S.I. Analysis of the Current State of Development of the K_2m Formation at the Tikhomirovskoye Field / S.I. Shiyan, E.V. Medvedeva, G.V. Kusov // SEVERGEOEKOTEKH-2021: Proceedings of the XXII International Youth Scientific Conference (March 17–19, 2021, Ukhta). – Ukhta : Ukhta State Technical University, 2021. – P. 426–430.
14. Shiyan S.I. Analysis of Environmental Safety During the Development of the Tikhomirovskoye Deposit / S.I. Shiyan, M.V. Korsak, D.A. Kosova // Innovative Solutions to Current Problems in the Field of High-Molecular Organometallic Compounds: Collection of Scientific Papers from the International Scientific-Practical Online Conference (May 28, 2021, Tashkent). – Tashkent : Tashkent Research Institute of Chemical Technology, 2021. – P. 28–31.
15. Prospects for the application of enhanced oil recovery methods at the Polyarnoye oil field, based on an analysis of the effectiveness of methods used at analogous fields / S.I. Shiyan [et al.] // Oilfield Engineering. – 2022. – № 3(639). – P. 9–18. DOI: 10.33285/0207-2351-2022-3(639)-9-18