

РУБРИКА: ГЕОЛОГИЯ И ГЕОЛОГО-РАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

Повышение эффективности разработки месторождений в условиях недостатка информации на примере пласта ЮС₂ нефтегазоконденсатного месторождения

Е. О. Петрушин (ООО «ННК-Северная нефть»), В. Г. Григулецкий (ФГАОУ ВО «Российский государственный университет нефти и газа имени И. М. Губкина»)

Эффективное освоение нефтегазовых месторождений требует комплексного подхода, включающего геологическую, инженерную и экономическую оценку. Особенno актуальной эта задача становится при оценке лицензионных участков перед их приобретением, запуске новых месторождений или разработке горизонтов, ранее не вовлечённых в эксплуатацию. Однако выполнение таких работ зачастую осложняется нехваткой данных, что требует применения методов анализа, позволяющих компенсировать этот недостаток. В статье объектом исследования является пласт ЮС₂ нефтегазоконденсатного месторождения, расположенного в Ханты-Мансийском автономном округе. Рассмотрены геологические характеристики месторождения, проведён анализ его текущего состояния и методов разработки. Особое внимание уделено изучению подходов, применяемых в условиях ограниченности исходных данных, а также их адаптации для повышения точности оценки. На основе данных проектных документов проведена аналитическая оценка геологии пласта ЮС₂ и эффективности гидроразрыва пласта. Для оценки применён метод аналогии с использованием данных о соседних участках, что позволило получить достоверные результаты в условиях ограниченной информации. Выполнено математическое моделирование для построения профиля добычи с применением ГРП и без него, что дало возможность оценить влияние технологии на динамику разработки.

Ключевые слова: недостаточный объём исходных данных, аналитическая оценка геологии пласта, метод аналогии, оценка ГТМ в условиях неопределённости, моделирование пласта и воздействия на него, расчёт оценки параметров пласта и воздействия на него, математическое моделирование процесса, эффективность технологии гидроразрыва пласта.

Increasing the efficiency of development of field deposit in conditions of information points using the example of the YuS₂ formation of the oil and gas condensate field

E. O. Petrushin (“NNK-Severnaya neft” LLC), V. G. Griguletsky (National University of Oil and Gas “Gubkin University”)

Effective development of oil and gas fields requires an integrated approach that includes geological, engineering and economic assessment. This task is especially relevant when assessing license areas before their acquisition, launching new fields or developing horizons that have not previously been involved in operation. However, such work is often complicated by a lack of data, which requires the use of analytical

methods that can compensate for this shortcoming. In this article, the object of study is the YuS₂ formation of an oil and gas condensate field located in the Khanty-Mansi Autonomous Okrug. The geological characteristics of the field are considered, its current state and development methods are analyzed. Particular attention is paid to the study of approaches used in conditions of limited initial data, as well as their adaptation to improve the accuracy of the assessment. Based on the design documents, an analytical assessment of the geology of the YuS₂ formation and the efficiency of hydraulic fracturing was carried out. For the assessment, the analogy method was used using data on neighboring areas, which made it possible to obtain reliable results in conditions of limited information. Mathematical modeling was performed to construct a production profile with and without the use of hydraulic fracturing, which made it possible to assess the impact of the technology on the development dynamics.

Keywords: insufficient volume of initial data; analytical assessment of reservoir geology, analogy method, assessment of geological and technical measures under conditions of uncertainty, reservoir modeling and impact on it, calculation of the assessment of reservoir parameters and impact on it, mathematical modeling of the process, efficiency of hydraulic fracturing technology.

Общие сведения о месторождении

Рассматриваемое нефтегазоконденсатное месторождение находится в центральной части Западно-Сибирской равнины. Расположенное практически в центре Сургутского нефтегазоносного района, месторождение относится к Среднеобской нефтегазоносной области. Оно выделяется сложным геологическим строением, которое включает многочисленные продуктивные пласти. Нефтегазоносные горизонты охватывают широкий стратиграфический диапазон, начиная от юрских и заканчивая нижнемеловыми отложениями. Вскрыто 132 залежи углеводородов в 20 продуктивных пластах, из которых 5 — газонефтяные, а 127 — нефтяные. Залежи характеризуются частичным перекрытием друг друга. В таблице 1 приведены данные о накопленной добыче нефти, газа и пластовых вод по эксплуатационным объектам по состоянию на 01.01.2024 г.

Таблица 1. Накопленная добыча по эксплуатационным объектам

Показатели разработки	Эксплуатационные объекты										Месторождение
	AC ₄₋₈	AC _{6/1}	AC ₇₋₈	AC ₉	БС ₁₋₂	БС _{10/1}	БС ₁₀	БС ₁₄₋₁₉	ЮС ₁	ЮС ₂	
Год ввода разработку в	1976	2000	1984	1980	1974	1979	1973	1995	2000	1984	1973
Текущая добыча нефти и конденсата, млн. тонн/год	1,51	0,9	0,03	0,052	0,19	0,095	0,48	0,57	0,29	5,9	9,16
Доля в общей добыче, %	15,5	0,01	0,3	0,6	2,1	1,1	5,3	6,3	3,2	65,7	100,0

Накопленная добыча нефти и конденсата, млн. тонн	84,08	0,03	0,63	9,18	26,58	22,79	430,54	16,36	5,92	34,59	630,70
Доля в общей добыче, %	12,8	0,004	0,1	1,5	4,2	3,6	68,7	2,6	0,9	5,5	100,0
НИЗ нефти, млн. тонн	99,11	0,21	4,22	10,72	31,68	27,25	453,62	20,81	15,26	199,39	862,24
ТИЗ нефти, млн. тонн	19,08	0,18	3,59	1,54	5,09	4,46	23,08	4,46	9,33	164,79	235,59
КИН, доли ед.	0,137	0,024	0,032	0,399	0,268	0,340	0,440	0,245	0,140	0,042	0,231
Текущая добыча жидкости, млн. тонн/год	53,05	0,04	0,18	2,38	3,39	1,13	23,15	1,9	1,24	14,43	101,01
Накопленная добыча жидкости, млн. тонн	1383,33	0,32	2,87	95,92	191,95	758,06	2127,06	35,49	23,32	74,97	4011,03
Текущая добыча попутного газа газовых шапок, млн. м ³	2722,8		25,1								2748
Накопленный отбор попутного газа газовых шапок, млн. м ³	111864		79,3								111943
Текущий КИГ, доли ед.	0,512		0,051								0,508
Текущая добыча конденсата, тыс. тонн	99,4		1,0								100,4
Накопленная добыча конденсата, млн. тонн	4,05		0,01								4,06
НГЗ конденсата, млн. тонн	7,91		0,06	0,01							7,98
Текущий КИК, доли ед.	0,512		0,055								0,508

Анализ данных, представленных в таблице 1, свидетельствует о преобладающем вкладе объекта ЮС₂ в текущую добычу нефти на месторождении (65,7 % от общего объема), несмотря на относительно небольшой накопленный объем добычи по этому пласту (5,5 %). Это указывает на переход к интенсивной разработке объекта ЮС₂, являющегося предметом настоящего исследования.

Для пространственного представления геологического строения месторождения и взаимоотношения различных стратиграфических горизонтов использован геологический профиль, представленный на рисунке 1.

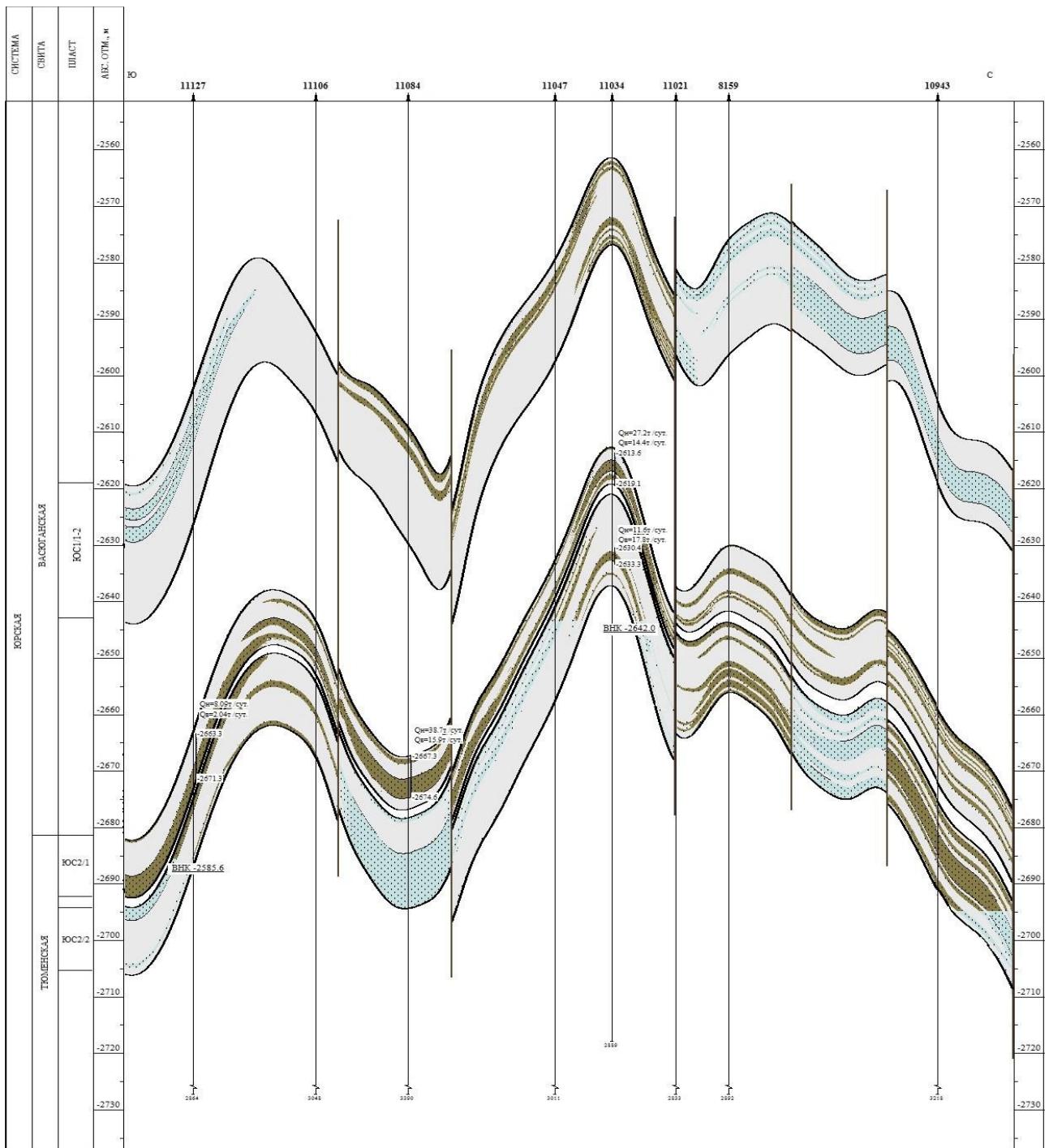


Рисунок 1. Геологический профиль

Коллекторы пласта ЮС₂ представлены мелко- и среднезернистыми песчаниками, а также крупнозернистыми алевролитами серого цвета. Цементирующий материал состоит из глинистых и карбонатно-глинистых компонентов (содержание карбонатов составляет 3–4 %). Кальцит встречается в отдельных порах и их скоплениях. Процессы вторичного изменения, включающие интенсивное уплотнение и карбонатизацию, привели к значительной гетерогенности порового пространства. Эти процессы вызвали снижение общего объема пор и ухудшение коллекторских свойств пласта. Доля вторичных пор значительна. Преобладающий размер пор колеблется в диапазоне 0,01–0,05 мм. Такая микроструктура порового пространства

определяет сложный характер фильтрационных свойств пласта и требует учёта гетерогенности при разработке и оптимизации технологий увеличения нефтеотдачи. В частности, это необходимо учитывать при проектировании и реализации мероприятий по интенсификации нефтедобычи, таких как щелочно-ПАВ-полимерное заводнение, для максимизации эффекта от проводимых работ и предотвращения нежелательных последствий, связанных с неоднородностью порового пространства.

В пласте ЮС₂ выявлена единственная залежь нефти пластового типа, которая характеризуется литологическим экранированием. Её условные границы полностью совпадают с пределами рассматриваемого участка недр. Размеры залежи составляют 57 км в длину и 53 км в ширину, а мощность достигает 340 м.

Продуктивность пласта ЮС₂ носит региональный характер и охватывает значительную территорию без разрывов в нефтеносном контуре. При этом приконтурные участки с водонефтяными зонами на месторождении, а также на соседних (Западно-Сургутском, Восточно-Сургутском, Родниковом, Дунаевском и др.) отсутствуют, что подтверждает сплошность нефтеносного поля.

На территории рассматриваемого месторождения пласт ЮС₂ вскрыт скважинами, которые расположены на абсолютных отметках от – 2536,0 м до – 2851,3 м. По данным геофизических исследований скважин эффективная нефтенасыщенная толщина этого пласта варьируется от минимальных 0,4 м до максимальных 35,2 м.

Тюменская свита, в пределах которой залегает пласт ЮС₂, достигает толщины в 250 м. Залежь пласта имеет площадь нефтеносности, равную 1 852 959 тыс. м². Средняя общая толщина пласта составляет 24,4 м, а средняя эффективная нефтенасыщенная толщина равна 5,9 м, что подтверждает его высокую продуктивность.

В таблице 2 представлена характеристика пласта ЮС₂ с указанием его коллекторских свойств.

Таблица 2. Характеристика объекта ЮС₂

Параметры	Объект ЮС ₂
Средняя глубина залегания кровли (а. о.), м	2780–2700
Тип залежи	пластовая, литологически экранированная
Площадь нефтегазоносности, тыс. м ²	1852959
Средняя общая толщина, м	24,4
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	5,9
Коэффициент пористости, доли ед.	0,17
Коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли ед.	0,71

Проницаемость, мкм ²	0,08
Коэффициент песчанистости, доли ед.	0,34
Расчленённость, ед.	6,90
Начальная пластовая температура, °С	83
Начальное пластовое давление, МПа	28,0
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа × с	3,23
Плотность нефти в пластовых условиях, г/см ³	0,809
Плотность нефти в поверхностных условиях, г/см ³	0,874
Объёмный коэффициент нефти, доли ед.	1,131
Содержание серы в нефти, %	1,77
Содержание парафина в нефти, %	3,25
Давление насыщения нефти газом, МПа	12,3
Газосодержание, м ³ /т	55
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа × с	0,38
Плотность воды в поверхностных условиях, г/см ³	1,015
Сжимаемость, 1/МПа × 10 ⁻⁴	
нефти	10,9
воды	4,8
породы	3,6
Коэффициент вытеснения (водой), доли ед.	0,527
Коэффициент продуктивности, м ³ /сут. × МПа	1,21

Значение коэффициента расчленённости превышает 5, что свидетельствует о высокой степени расчленённости разреза и является неблагоприятным фактором для разработки. Коэффициент песчанистости, превышающий 0,3, близок к нижней границе неблагоприятных значений.

Анализ данных таблицы 2 показывает, что нефть, добываемая из объекта ЮС₂, относится к категории тяжёлых, сернистых, маловязких и парафинистых нефей. При этом следует отметить отсутствие в ней сероводорода, а также отсутствие газовой шапки над залежью.

Анализ текущего состояния разработки объекта ЮС₂

Разработка объекта ЮС₂ началась в 1984 году. В проекте предусмотрено применение различных систем разработки, включающих:

- 1) площадную обращённую девятиточечную систему с шагом сетки 500 м;
- 2) площадную пятиточечную систему (также с шагом 500 м);
- 3) пятиточечные системы с горизонтальными добывающими и наклонно-направленными нагнетательными скважинами на отдельных участках;
- 4) однорядную семиточечную систему с шагом 400–600 м.

Проект включает гидроразрыв пласта при вводе скважин в эксплуатацию, применение многосекционного (многозонного) ГРП в горизонтальных скважинах и бурение нагнетательных скважин в угловых точках элемента девятиточечной системы. Перечень технологических показателей разработки объекта ЮС₂ за 2024 год приведён в таблице 3.

Таблица 3. Сведения о технологических показателях разработки

Показатель разработки	ЮС ₂	Месторождение
Год ввода в разработку	1984	1973
Текущая добыча нефти и конденсата, млн. тонн/год	5,953	9,163
Накопленная добыча нефти и конденсата, млн. тонн	34,592	630,702
НИЗ нефти, млн. тонн	199,383	862,242
Темп отбора от НИЗ, %	3,0	1,1
ТИЗ нефти, млн. тонн	164,791	235,595
Темп отбора от ТИЗ, %	3,5	3,7
КИН, доли ед.	0,223	0,231
Текущая добыча жидкости, млн. тонн/год	14,432	101,006
Накопленная добыча жидкости, млн. тонн	74,966	4011,034
Текущая весовая обводнённость, %	58,8	90,9
Текущий водонефтяной фактор, тонн/тонн	1,4	10,1
Накопленный водонефтяной фактор, тонн/тонн	1,2	5,4
Средний дебит нефти, тонн/сут.	12,4	8,4
Средний дебит жидкости, тонн/сут.	30,0	92,3
Текущая закачка воды, млн. м ³ /год	14,602	109,405
Накопленная закачка воды, млн. м ³	80,894	5063,810
Текущая компенсация отборов жидкости и газа газовых шапок закачкой воды, %	91,8	93,7
Накопленная компенсация отборов жидкости и газа газовых шапок закачкой воды, %	96,7	105,9
Остаточная нефтенасыщенность	0,3	

В таблице 4 приведена информация по использованию фонда скважин на месторождении по состоянию на 01.01.2024 г.

Таблица 4. Фонд скважин

Категория	Использование фонда скважин	ЮС ₂	Месторождение
Добывающие	Действующие	1449	3155
	В освоении после бурения		
	Бездействующие	52	202
	В консервации	4	713
	Ликвидированные и в ожидании ликвидации	25	1068
	Всего	1530	5138
Нагнетательные	Под закачкой	756	1834
	В освоении после бурения	1	2
	В отработке на нефть	54	83
	Бездействующие	28	154
	В консервации		231
	Ликвидированные и в ожидании ликвидации	1	368
	Всего	840	2672
Общий фонд	Действующие	2259	5327
	В освоении после бурения	1	4
	Бездействующие	80	383
	В консервации	4	947
	Пьезометрические	57	1251
	Наблюдательные	6	22
	Ликвидированные и в ожидании ликвидации	26	1464
	Специальные скважины для перекачки рабочего агента в нагнетательные скважины		57
	Всего	2433	9455
Контрольные	Наблюдательные	6	22
	Пьезометрические	57	1251
	Всего	63	1273

Геолого-технические мероприятия, которые применяются на месторождении в целях повышения нефтеотдачи, и их соотношение приведены на рисунке 2.

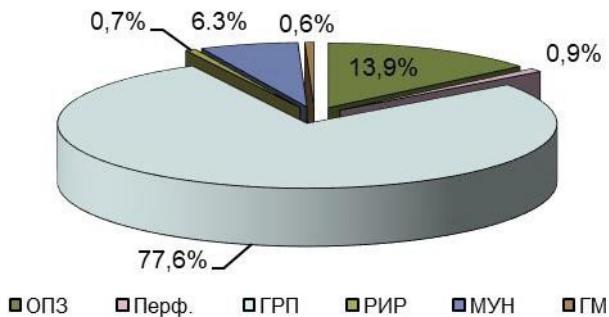


Рисунок 2. Геолого-технические мероприятия на объекте ЮС₂

Анализ представленной диаграммы распределения объёмов геолого-технических мероприятий на месторождении демонстрирует преобладающее применение методов увеличения нефтеотдачи. Значительная доля ГТМ приходится на гидроразрыв пласта, широко применяемого практически при освоении каждой скважины, что свидетельствует о высокой эффективности данного метода и его установленной практической значимости. Это подтверждает накопленный опыт и результаты применения ГРП.

На втором месте по объёму применяемых ГТМ (13,9 %) находятся методы обработки призабойной зоны пласта. Данная необходимость обусловлена, в основном, ухудшением фильтрационно-ёмкостных свойств пластов в процессе эксплуатации и в ходе проведения ремонтных работ. Зачастую снижение ФЕС связано с поглощением пластом жидкости глушения, используемой при глушении скважин. Данная проблема особенно актуальна при глушении нагнетательных скважин с избыточным давлением, а также при работе с пластами, обладающими аномально высоким пластовым давлением. Эффективность извлечения углеводородов в таких условиях существенно снижается, что требует разработки и применения специальных технологий.

Хотя использование методов обработки ПЗП демонстрирует достаточную эффективность и подтверждает высокий уровень технологической компетенции специалистов, тем не менее, проблема извлечения остаточной нефти остаётся актуальной и требует дальнейшего совершенствования технологических подходов.

Обоснование подхода

Во время проведения технико-экономической оценки лицензионного участка для дальнейшего его приобретения или при разработке ранее неисследованного горизонта компания неминуемо сталкивается с проблемой неопределённости данных. На уровне геологии и профиля добычи этот процесс связан, в первую очередь, с малым количеством информации, накопленной в ходе проведения разведки месторождения, а также с неоднородностью геологических параметров по площади участка.

Для устранения пробела и уточнения данных компания прибегает к методу аналогии, сущность которого заключается в выборе наиболее схожих месторождений и участков на основе совокупности факторов. Характеристики

таких месторождений с разной степенью влияния используются для формирования распределения диапазона данных, имеющего вероятностный (т. е. нечёткий) характер. Использование среднего значения может быть решением для получения результата оценки, который, однако, не даёт представления о вероятности получения того или иного результата.

В рамках проведения экспресс-оценки участка и планирования возможных мероприятий для повышения эффективности его разработки могут быть использованы данные, полученные на ранних этапах ГРР и на окружающих его месторождениях со схожей структурой. При наличии достаточного количества информации, времени и ресурсов наиболее надёжным будет построение гидродинамической модели пласта, которая будет дополняться и совершенствоваться по мере накопления знаний и опыта работы с объектом. В рамках же экспресс-оценки следует прибегать к математическому моделированию и, основываясь на примере аналогов, закладывать мероприятия, повышающие эффективность. При наличии информации о вероятностном распределении параметров можно воспользоваться методом Монте-Карло для перебора всевозможных сценариев или подойти к подходу методом нечётких множеств. Метод нечётких множеств позволяет работать с нечётким, вероятностным набором данных. Чёткое множество — это множество, принадлежность некого элемента в котором можно определить точно, т. е. элемент или принадлежит ему, или нет. Нечёткое множество — множество, принадлежность элемента в котором носит вероятностный характер. Каждый элемент такого множества обладает функцией принадлежности, т. е. имеет набор значений вероятности принадлежности к одному из множеств, которая может быть задана в том или ином виде. Результатом (выходом) работы нечётких множеств может быть как чёткое, так и нечёткое значение, зависящее от выбранной системы для работы с ним.

Примером такого нечёткого параметра в геологии месторождения может быть пористость пласта. В нечётком подходе его значение может принадлежать сразу нескольким множествам с определённой вероятностью — «малопористое», «среднепористое», «высокопористое» и т. д. Количество таких множеств и их диапазон значений не ограничен и определяется лишь в зависимости от требований дальнейших с ним операций.

Применение метода нечётких множеств делится на несколько этапов:

- 1) определение нечётких переменных (выявление параметров, к которым может быть применена нечёткая логика, таких как пористость, нефтенасыщенность и проницаемость пласта);
- 2) определение функций принадлежности (выявление зависимостей распределения параметров и их принадлежности к определённой категории);
- 3) формирование правил на основе анализа данных, из которых определяется то, какие операции будут проведены с входными параметрами и какие выводы и результаты будут получены;

- 4) проведение нечёткой интерференции (расчётов, дающих конечный результат вычислений);
- 5) агрегирование результатов (сбор и анализ полученных результатов расчёта, используемых для дальнейших вычислений или принятия управленческого решения относительно изучаемого объекта).

Экспресс-оценка лицензионного участка

Под экспресс-оценкой лицензионного участка понимается процесс оценивания технико-экономических параметров разработки лицензионного участка. Сам процесс оценивания можно разделить на 4 этапа:

- 1) оценка геологии и ресурсной базы лицензионного участка;
- 2) построение профиля добычи сырья на весь период разработки;
- 3) оценка инфраструктуры, требуемой для эксплуатации месторождения и учитывающей динамику объёмов добычи;
- 4) получение экономического результата на основе данных о капитальных и операционных затратах, профиле добычи и внешнеэкономических параметрах.

Первый этап — оценка геологии и ресурсной базы, подразумевает определение ожидаемых извлекаемых и рентабельных объёмов углеводородного сырья. В случае подтверждённого месторождения на территории лицензионного участка ГКЗ утверждает объёмы и категории запасов на территории месторождения, однако эти данные являются лишь предполагаемым извлекаемым объёмом запасов, оценённым на основе характеристик пласта и полученным в ходе геологоразведки. Такие данные не являются достоверными и меняются в процессе разработки по ходу накопления информации о совершенствовании системы разработки и мероприятиях воздействия на пласт.

Для оценки ресурсной базы необходимы следующие характеристики:

- коэффициент извлечения нефти,
- эффективная толщина залежи,
- площадь залежи,
- открытая пористость,
- пересчётный коэффициент,
- плотность нефти (в случае массового, а не объёмного выражения запасов).

Среди этих характеристик вероятностный характер наиболее выражен у следующих параметров: площадь залежи, эффективная толщина залежи, открытая пористость, нефтенасыщенность.

Площадь залежи и её эффективная толщина относится к структурным характеристикам и на ранних стадиях изученности определяется, в первую очередь, сейсмическими исследованиями. Определение интересующей в контексте оценки части залежи носит вероятностный характер ввиду недостаточной разбурренности пласта, в связи с чем может быть выявлено вероятное распределение её объема в зависимости от увеличения расстояния от пробуренных скважин по площади залежи.

Пористость и нефтенасыщенность залежи определяются на основе керновых исследований и могут значительно отличаться даже на небольшом удалении от места взятия пробы. Распределение этих параметров должно оцениваться с учётом данных о месторождениях-аналогах.

Способ учёта может быть выбран на основе одного из двух методов. Первый предполагает оценку дисперсии параметра на месторождениях-аналогах и применение её на накопленных данных, полученных в ходе исследования объекта. Второй метод предполагает построение вероятности распределения пористости на основе сложения распределений с учётом веса достоверности параметра, где наивысший будет у данных, полученных на лицензионном участке, и минимальный — у наименее качественного аналога.

Второй этап заключается в построении профиля добычи на весь период разработки. Одним из ключевых геологических параметров, не рассмотренных ранее, является проницаемость — она определяется на основе керновых и гидродинамических исследований. В контексте экспресс-оценки она необходима для подбора правильных аналогов, данные которых используются для построения темпов падения добычи.

Для проведения оценки профиля добычи необходимы:

- система разработки — плотность сетки, конструкция скважин, отношение нагнетательных скважин к добывающим (как правило, принимается соответственно системе разработки на том же пласте месторождения-аналога);
- темпы падения — функция изменения дебита относительно стартового уровня с течением времени (получается в ходе анализа работы скважин на месторождении и его аналогах, использующих такую же или схожую систему разработки);
- дебит на метр нефтенасыщенной толщины — характеристика зависимости уровня добычи от толщины пласта, вскрытого скважиной (используется для получения стартового дебита скважины).

Также при построении профиля добычи следует провести уменьшение площади залежи за счёт «отсечения» нерентабельных толщин, не включаемых в разработку.

Дебит на метр нефтенасыщенной толщины и распределение толщин являются вероятностными, т. е. нечёткими характеристиками, используемыми в методе нечётких множеств.

Метод аналогии

Метод аналогии применяется, когда возможность получить прямые данные о добыче и геолого-физических характеристиках отсутствуют. Ключевое условие в применимости метода аналогии — правильный подбор аналогов. Минимальное и обязательное требование для аналога — нахождение месторождений в одной нефтегазоносной провинции. Кроме того, к ним относятся:

- стратиграфическая принадлежность (свиты, присутствующие на участке, например тюменская, баженовская, черкашинская и т. д.);
- группа пород (карбонатные, терригенные и т. д.);
- тип коллектора (трещиноватый, пористый и т. д.);
- обстановка осадконакопления (исторические условия формирования пластов);
- фазовое состояние (нефтяное, газовое, газоконденсатное и т. д.);
- тип ловушки (массивная, сводовая);
- тектоническая активность в районе;
- глубина залегания;
- геолого-физические характеристики: плотность нефти, проницаемость, пористость.

Кроме того, одним из ключевых параметров является территориальная близость участков, т. к. чем ближе участки находятся друг к другу, тем более схожими будут условия их формирования и эксплуатации.

По итогам отбора месторождений-аналогов определяется степень их достоверности, выражаясь в весах влияния каждого месторождения на функции распределения параметров. Максимальный вес в таком анализе должны иметь данные непосредственно на месторождении и минимальный у участка аналога с минимальной степенью достоверности. Сумма всех весов аналогов должна быть равна единице, в таком случае искомая функция распределения будет равна сумме исходных функций.

Оценка ГТМ в условиях неопределённости

При анализе методов и технологий в различных отраслях выявляются специфические особенности, индивидуальные для каждого направления, и нефтегазовая промышленность не является исключением в этом контексте. Рассмотрение воздействия на пласт и разработку в целом в нефтегазовой сфере представляет собой сложную задачу, учитывая её высокую технологичность, техническую специфику, а также геологическую уникальность каждого объекта.

Помимо рассмотрения геологических и географических аспектов уникальности нефтегазовых проектов, наиболее важными факторами, влияющими на инвестиционные решения, являются размер запасов нефти и газа, геологические переменные и цена на нефть. Влияние волатильности цен на нефть незначительно. Также к важным параметрам следует причислить пластовое давление, местоположение месторождения, возраст и глубину залежей, площадь месторождения, что говорит о необходимости учитывать геологические различия месторождений при оценке инновационных методов увеличения нефтеотдачи.

Линейные методы оценивания оказываются неэффективными и, в конечном счёте, неприменимыми. Это обусловлено не только увеличением технологической сложности проектов, но и расширением спектра потенциальных рисков, с которыми сталкиваются компании в этой отрасли. В условиях постоянно меняющейся технологической парадигмы применение линейных методов оценивания становится недостаточным для охвата разнообразных аспектов инженерных задач, к которым относятся процессы с высокой неопределённостью эффекта по окончании работ, такие как повышение эффективности использования ресурсной базы жидких углеводородов, контроль и регулирование солянокислотной обработки призабойной зоны на основе промыслового-геологических данных, изоляция водоносных горизонтов с аномальными пластовыми давлениями и др.

В рамках недостатка информации наиболее рациональным будет опираться на опыт месторождений, на которых этот метод уже был ранее опробован. При наличии достаточного количества накопленного опыта следует проранжировать результаты применения этой технологии по принципу геологической и территориальной близости данного месторождения. Можно также разделить выбранные месторождения и присвоить им веса методом, аналогичным описанному ранее. Таким образом, в оценке конечного воздействия данные с месторождений геологически более схожих окажут большее влияние на оценку эффекта. Наиболее весомыми в такой оценке должны быть данные, полученные на оцениваемом месторождении, если на нём ранее был ограниченный опыт применения данной технологии.

В условиях ограниченного объёма информации наиболее обоснованным подходом является использование опыта, накопленного на других месторождениях, где рассматриваемая методика уже применялась ранее. Такой подход позволяет минимизировать риски и опираться на проверенные

результаты. При наличии достаточного объёма данных и накопленного опыта необходимо провести их ранжирование с учётом геологической и территориальной схожести исследуемого месторождения с теми, где технология была апробирована. Это позволит исключить нерелевантные данные и сконцентрироваться на тех примерах, которые максимально близки к рассматриваемым условиям.

Для повышения точности анализа можно дополнительно классифицировать выбранные месторождения, присваивая им весовые коэффициенты. Этот процесс может быть организован с применением метода, аналогичного ранее описанному, что обеспечит объективность и структурированность оценки. Месторождения, обладающие большей схожестью в геологических характеристиках, будут получать более высокий вес, и, соответственно, их данные окажут значительное влияние на итоговую оценку. Таким образом, создаётся система, где информация с наиболее похожих месторождений становится приоритетной.

Наибольший вес в оценке воздействия должны иметь данные, полученные непосредственно на исследуемом месторождении. Если на нём ранее проводились хотя бы ограниченные эксперименты с использованием этой технологии, такие сведения становятся ключевыми для анализа. Это связано с тем, что данные, собранные в реальных условиях конкретного месторождения, наиболее точно отражают возможное влияние технологии и обеспечивают высокую степень надёжности при прогнозировании её эффективности.

Моделирование пласта и воздействия на него

Для эффективной оценки объёмов добычи и их последующего увеличения необходимо проведение моделирования пласта и процессов, протекающих в его недрах. Моделирование позволяет более детально понять поведение пласта и определить оптимальные стратегии эксплуатации. Для качественного моделирования требуется значительный объём данных о геологических и физических характеристиках пласта. В зависимости от подхода моделирование подразделяется на 3 типа: геологическое, гидродинамическое и математическое.

Геологическое моделирование (рис. 3) осуществляется с использованием специализированного программного обеспечения и позволяет создать визуализацию пласта на основе имеющихся данных. Такой подход помогает реконструировать структуру пласта, применяя методы интерполяции и экстраполяции для восполнения недостающей информации. Это особенно важно для сложных объектов, где данные могут быть неполными. Результатом геологического моделирования является подробная статическая модель, служащая основой для дальнейших расчётов.

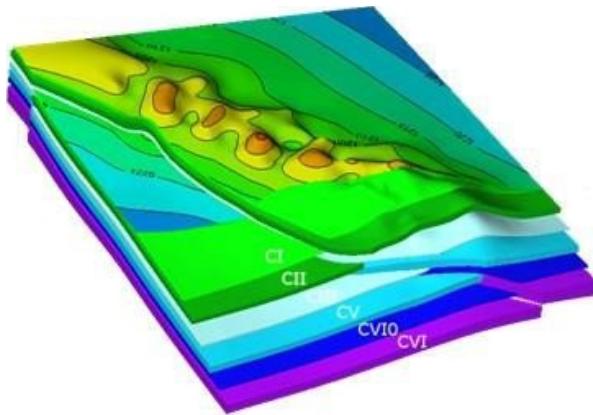


Рисунок 3. Геологическая модель пласта

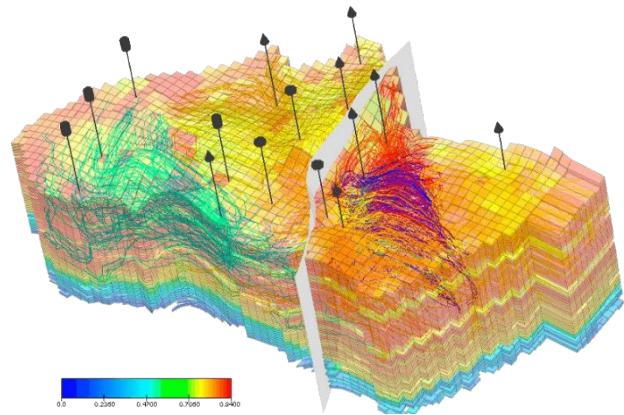


Рисунок 4. Гидродинамическая модель пласта

Гидродинамическое моделирование (рис. 4) базируется на результатах геологического моделирования. Оно представляет собой процесс разбиения геологической модели на отдельные блоки с заданными характеристиками, такими как пористость, проницаемость и насыщенность. Основная цель гидродинамического моделирования — установить правила изменения параметров этих блоков с течением времени. Пошаговый расчёт позволяет прогнозировать изменения состояния пласта, оценивать его поведение под воздействием разработки и строить профили добычи на длительные периоды. Это моделирование широко применяется для определения оптимальных режимов разработки и выбора технологий повышения нефтеотдачи.

Математическое моделирование, как правило, также относится к гидродинамическим методам, однако оно осуществляется без применения сложного программного обеспечения. Такие модели основаны исключительно на математических формулах и аналитических методах. Математические модели могут быть как предельно упрощёнными, так и сложными, многокомпонентными, в зависимости от целей исследования и доступных данных. Простые модели используются для оперативного анализа или в условиях нехватки данных, в то время как сложные применяются для случаев, где традиционные программные средства не охватывают специфические аспекты рассматриваемых процессов.

Таким образом, интеграция различных видов моделирования позволяет получить многогранное представление о поведении пласта и эффективно управлять процессом добычи. Выбор конкретного подхода зависит от целей исследования, наличия данных и доступных инструментов моделирования.

Для моделирования воздействия на пласт целесообразно разработать две взаимосвязанные гидродинамические модели, каждая из которых играет свою роль в процессе анализа и прогнозирования.

Первая модель представляет собой базовую гидродинамическую модель, которая используется для определения исходного состояния пласта и его динамики без учёта воздействия. Она формируется на основе данных о

геологических характеристиках, физических параметрах и текущем состоянии пласта. Эта модель позволяет изучить естественное поведение объекта, оценить базовый профиль добычи и изменения параметров во времени при существующих условиях.

Вторая модель создаётся на основе базовой, но с внесением изменений, отражающих влияние произведённого воздействия. В этой модели исходные параметры корректируются для учёта влияния внешних факторов, таких как закачка реагентов, изменение режима эксплуатации или внедрение технологий повышения нефтеотдачи. После внесения изменений модель рассчитывает новые данные, что позволяет спрогнозировать изменение профиля добычи и динамики состояния пласта в результате воздействия.

Сравнение результатов обеих моделей даёт возможность оценить эффективность применяемого метода, выявить ключевые изменения в параметрах пласта и определить, насколько воздействие способствовало улучшению показателей добычи.

Расчёт оценки параметров пласта и воздействия на него

Проведём детальный анализ геологических параметров пласта ЮС₂ рассматриваемого месторождения, используя данные, собранные на прилегающих участках. Для этого выполним сопоставление результатов, полученных методом аналогии, с фактическими характеристиками пласта, полученными из проектно-технологической документации самого месторождения. Такой подход позволит оценить степень соответствия и точности прогнозных моделей относительно реальных условий.

Рассматриваемый лицензионный участок окружён 10 ЛУ, каждый из которых находится внутри той же нефтегазоносной структуры 3-го порядка. Участки, окружающие рассматриваемый ЛУ, и их ближайший горизонт к ЮС₂:

- 1) Восточно-Сургутский — ЮС_{2/1},
- 2) Родниковый — ЮС_{2/1},
- 3) Равенский — ЮС₂,
- 4) Икилорский — ЮС_{2/1},
- 5) Савийский — ЮС_{2/1},
- 6) Русскинской — ЮС_{2/1},
- 7) Точинский — ЮС₂,
- 8) Яунлорский — ЮС₂,
- 9) Дунаевский — ЮС₂,
- 10) Западно-Сургутский — ЮС₂.

На всех участках присутствует пласт ЮС₂, в ином случае участки, не имеющие пластов, принадлежащих тюменской свите, следовало бы убрать из выборки, а пласти той же свиты, но другого горизонта понизить в весовой значимости.

В таблице 5 приведены данные о пластах месторождений-аналогов, а также параметры пласта ЮС₂ рассматриваемого ЛУ и построены 2 пласта-аналога — первый построен без учёта весов, второй с учётом распределённых на основе данных о характеристиках нефти. Подход сравнения по нефти выбран ввиду её относительной однородности в рамках одной залежи и возможности получения информации на раннем поисково-оценочном этапе. В расчёте запасов площадь принята равной площади залежи рассматриваемого ЛУ (1601914 тыс. м²).

Как видно из полученных данных, метод аналогии дал близкий результат для всех параметров, кроме эффективной нефтенасыщенной толщины, что говорит о необходимости при анализе структурных параметров учитывать более глубокую аналитику. При этом метод с расстановкой весов, даже в применённом грубом приближении, позволил достичь более высокой точности в оценке параметров месторождения.

Следующим этапом выполним оценку эффективности проведения ГРП на месторождении путём сопоставления с опытом проведения ГРП на месторождениях-аналогах (таб. 6).

Таблица 5. Сведения о месторождениях-аналогах

ЛУ	Пласт	КИН, доли ед.	Эффектив ная нефтенас ыщенная толщина, м	Открытая пористость, доли ед.	Нефтенасы щенность, доли ед.	Проницаем ость, мкм ²	Пересчётный коэффициент, доли ед.	Плотность, т/м ³	Вязкость, мПа × с	Геологиче ские запасы, млн. тонн	Извлекае мые запасы, млн. тонн	Веса
Восточно- Сургутский	ЮС _{2/1}	0,24	5,1	0,17	0,71	0,00163	0,868	0,861	1,51	737	180	1
Родниковый	ЮС _{2/1}	0,27	2,9	0,16	0,76	0,00171	0,869	0,86	1,78	422	113	1
Равенский	ЮС ₂	0,26	2,5	0,15	0,47	0,00047	0,905	0,867	2,36	222	58	1
Икилорский	ЮС _{2/1}	0,19	3,2	0,17	0,63	0	0,895	0,886	3,92	435	81	1
Савойский	ЮС _{2/1}	0,20	5,8	0,17	0,68	0,0056	0,906	0,887	3,98	863	170	1
Русскинской	ЮС _{2/1}	0,23	5,8	0,16	0,73	0,0051	0,899	0,875	3,4	854	199	2
Тончинский	ЮС ₂	0,21	4,3	0,18	0,76	0,0045	0,89	0,877	3,39	736	154	2
Яунлорский	ЮС ₂	0,20	4,3	0,18	0,72	0,0043	0,894	0,861	2,54	687	137	1
Дунаевский	ЮС ₂	0,22	6,2	0,17	0,78	0,004	0,901	0,868	2,44	1 030	225	2
Западно- Сургутский	ЮС ₂	0,29	4	0,18	0,62	0,0097	0,884	0,873	3,13	552	159	2
Аналог 1		0,23	4,4	0,17	0,69	0,0037	0,891	0,872	2,85	636	146	
		4 %	– 43 %	6 %	– 3 %	– 26 %	1 %	– 0,3 %	– 12 %	– 42 %	– 40 %	
Аналог 2 (с учётом весов)		0,23	4,6	0,17	0,70	0,0043	0,892	0,872	2,92	678	158	
		5 %	– 41 %	6 %	– 2 %	– 14 %	1 %	0 %	– 10 %	– 38 %	– 35 %	
Рассматриваемое	ЮС ₂	0,22	7,8	0,16	0,71	0,005	0,884	0,874	3,23	1 097	243	

Таблица 6. Сведения ГРП на месторождениях-аналогах

Лицензионный участок	Эффект от ГРП
Восточно-Сургутский	2,93
Родниковый	1,90
Равенский	1,30
Икилорский	2,40
Савуйский	2,30
Русскинской	2,70
Тончинский	1,60
Яунлорский	1,90
Дунаевский	2,60
Западно-Сургутский	2,50
Аналог	2,21

Средний реальный прирост дебита на месторождениях-аналогах составил 2,21.

Математическое моделирование процесса

Проведём математическое моделирование разработки, для этого зададимся типовыми темпами падения для тюменской свиты ХМАО (рис. 5).

Значения функций падения по месяцам												
месяц	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
нефть	1	0,90	0,82	0,76	0,70	0,66	0,62	0,59	0,56	0,54	0,51	0,49
жидкость	1	0,90	0,83	0,77	0,72	0,68	0,64	0,61	0,58	0,56	0,54	0,52
закачка	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000

Рисунок 5. Вырезка функции падения первого года эксплуатации

Рассчитаем параметры для одиночных скважин с ГРП и без него. В рамках расчёта заложим стартовый дебит скважины с ГРП, равный дебиту, полученному аналитическим способом. Моделирование выполним на 30 лет.

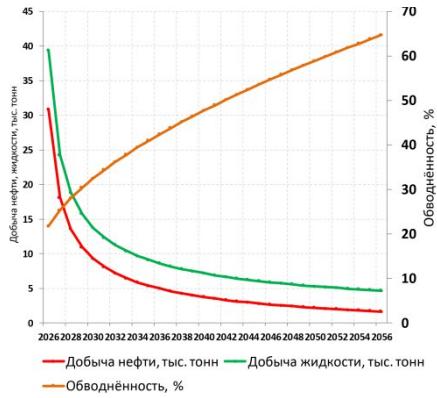


Рисунок 6. Динамика дебитов и обводнённости одиночной скважины без ГРП

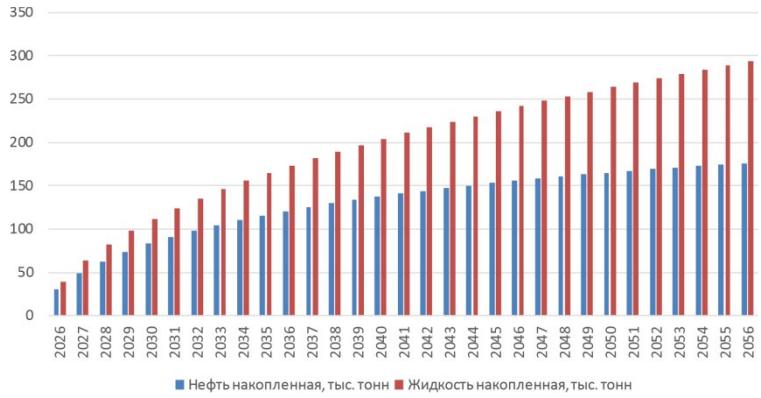


Рисунок 7. Накопленная добыча одиночной скважины без ГРП

Таблица 7. Показатели добычи одиночной скважины без ГРП

Добыча нефти, тыс. тонн	206,0
Добыча жидкости, тыс. тонн	446,0
Средняя обводнённость, %	53,8
Закачка, тыс. м ³	0,0
Компенсация, %	0,0
Накопленная добыча на 1 скважину (добр. + наг.), тыс. тонн	206,0
Накопленная добыча на 1 скважину (добр.), тыс. тонн	206,0

Таблица 8. Динамика добычи одиночной скважины без ГРП

	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Добыча нефти, тыс. тонн	30,8	18,1	13,6	11,0	9,3	8,1	7,2	6,5	5,9	5,4	5,0
Добыча жидкости, тыс. тонн	0,0	0,0	39,4	24,2	18,8	15,8	13,8	12,3	11,3	10,4	9,7
	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047
Добыча нефти, тыс. тонн	4,6	4,3	4,0	3,7	3,5	3,3	3,1	3,0	2,8	2,7	2,5
Добыча жидкости, тыс. тонн	9,1	8,6	8,2	7,8	7,4	6,6	6,4	6,2	6,0	5,9	5,7
	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056		
Добыча нефти, тыс. тонн	2,4	2,3	2,2	2,1	2,0	1,9	1,8	1,7	1,6		
Добыча жидкости, тыс. тонн	5,6	5,4	5,3	5,2	5,1	4,9	4,8	4,7	4,7		

Получены результаты эксплуатации одиночной скважины без ГРП.
Повторим тот же расчёт для скважин с ГРП.

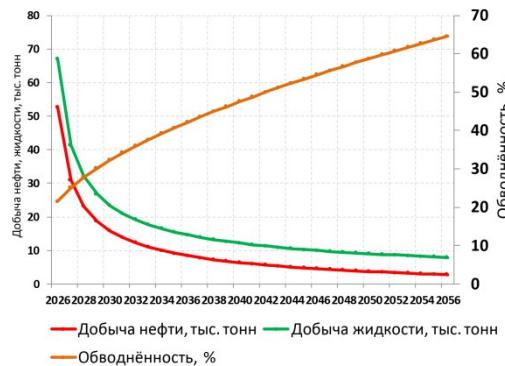


Рисунок 8. Динамика дебитов и обводнённости одиночной скважины с ГРП

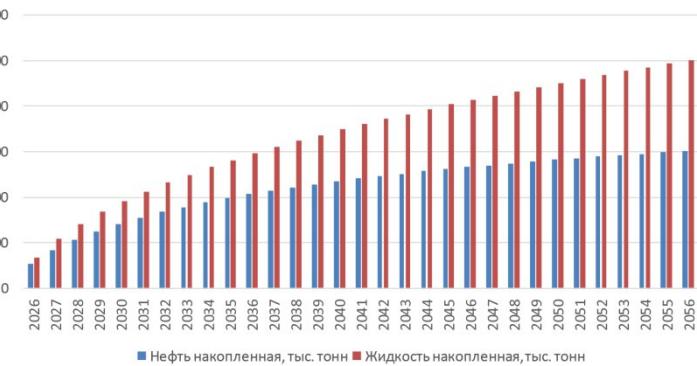


Рисунок 9. Накопленная добыча одиночной скважины с ГРП

Таблица 9. Показатели добычи одиночной скважины с ГРП

Добыча нефти, тыс. тонн	351,8
Добыча жидкости, тыс. тонн	761,5
Средняя обводнённость, %	53,8
Закачка, тыс. м ³	0,0
Компенсация, %	0,0
Накопленная добыча на 1 скважину (доб. + наг.), тыс. тонн	351,8
Накопленная добыча на 1 скважину (доб.), тыс. тонн	351,8

Таблица 10. Динамика добычи одиночной скважины с ГРП

	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Добыча нефти, тыс. тонн	52,6	30,9	23,2	18,7	15,9	13,8	12,3	11,0	10,0	9,2	8,5
Добыча жидкости, тыс. тонн	0,0	0,0	67,2	41,4	32,2	26,9	23,5	21,1	19,3	17,7	16,5
	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047
Добыча нефти, тыс. тонн	7,8	7,3	6,8	6,4	6,0	5,6	5,3	5,1	4,8	4,5	4,3
Добыча жидкости, тыс. тонн	15,5	14,7	13,9	13,3	12,7	11,3	11,0	10,6	10,3	10,0	9,7
	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056		
Добыча нефти, тыс. тонн	4,1	3,9	3,7	3,5	3,4	3,2	3,1	2,9	2,8		
Добыча жидкости, тыс. тонн	9,5	9,2	9,0	8,8	8,6	8,4	8,3	8,1	8,0		

Смоделируем разработку всего месторождения, для этого зададимся аналогами систем разработки на тюменскую свиту (таб. 11).

Таблица 11. Параметры систем разработки тюменской свиты

Параметры	Плотность сетки скважин, га/скв.	Длина горизонтального ствола, м	Расстояние между рядами, м	Дебит нефти на 1 м нефтенасыщенной толщины, тонн/сут.	Обводнённость, %
Ю ₂₋₄	95	1500	300	5,0	20
Ю ₅₋₉	95	1500	300	4,4	20
Ю ₁₀₋₁₂	95	1500	300	10,5	18

Зададимся также отсечкой на исключительно рентабельные толщины от 10 м и более – 0,198. Площадь — 160194 тыс. м². Перемножив все показатели, получаем сетку в 334 скважины.

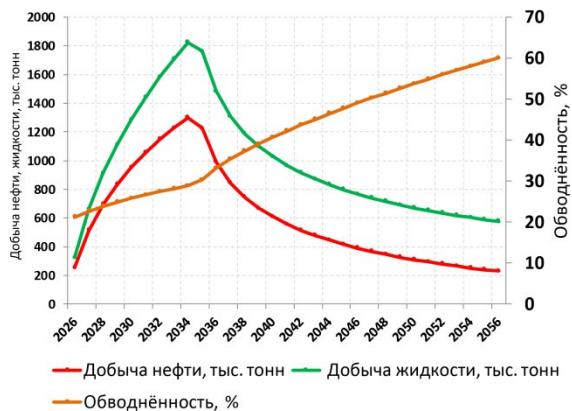


Рисунок 10. Динамика дебитов и обводнённости скважин без ГРП

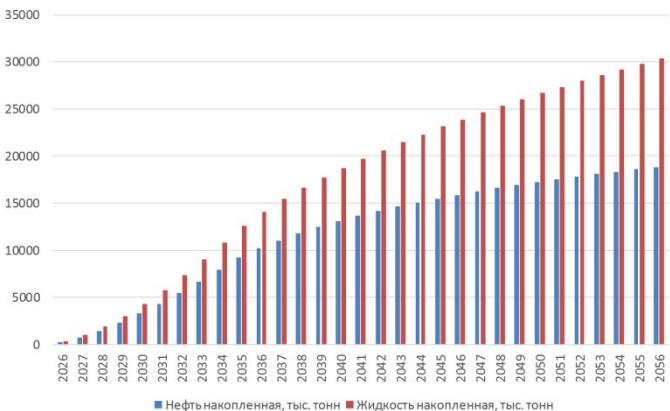


Рисунок 11. Накопленная добыча без ГРП

Таблица 12. Показатели добычи скважин без ГРП

Добыча нефти, млн. тонн	23,091
Добыча жидкости, млн. тонн	49,971
Средняя обводнённость, %	53,8
Закачка, тыс. м ³	0,0
Компенсация, %	0,0
Накопленная добыча на 1 скважину (доб. + наг.), тыс. тонн	69,1
Накопленная добыча на 1 скважину (доб.), тыс. тонн	69,1

Таблица 13. Динамика добычи скважин без ГРП

	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Добыча нефти, тыс. тонн	254,8	258,1	180,4	142,0	118,5	102,2	90,3	80,6	72,9	66,6	61,4
Добыча жидкости, тыс. тонн	0,0	0,0	323,8	339,6	247,2	201,3	173,4	154,0	140,0	128,3	119,2
Среднедействующий фонд скважин	36	72	108	144	180	216	252	288	324	334	334
	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047
Добыча нефти, тыс. тонн	56,6	52,6	49,1	46,1	43,1	40,6	38,3	36,3	34,3	32,5	30,8
Добыча жидкости, тыс. тонн	111,6	105,5	99,8	95,0	90,8	80,7	77,9	75,6	73,1	71,0	69,1
Среднедействующий фонд скважин	334	334	334	334	334	334	334	334	334	334	334
	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056		
Добыча нефти, тыс. тонн	29,4	27,9	26,6	25,3	24,2	23,0	22,0	21,0	20,1		
Добыча жидкости, тыс. тонн	67,4	65,5	64,0	62,5	61,2	59,8	58,5	57,3	56,4		
Среднедействующий фонд скважин	334	334	334	334	334	334	334	334	334		

Получены результаты эксплуатации скважин без ГРП. Повторим тот же расчёт для скважин с ГРП.

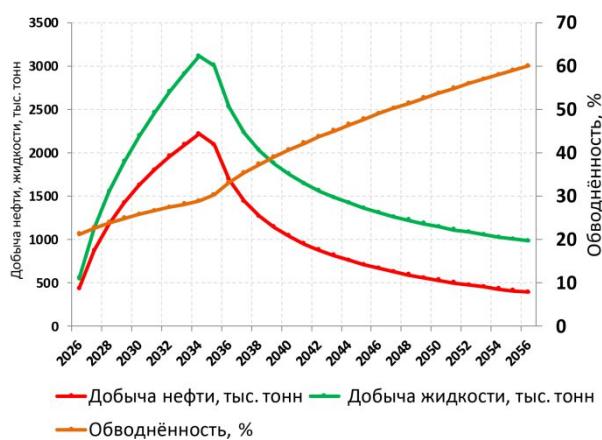
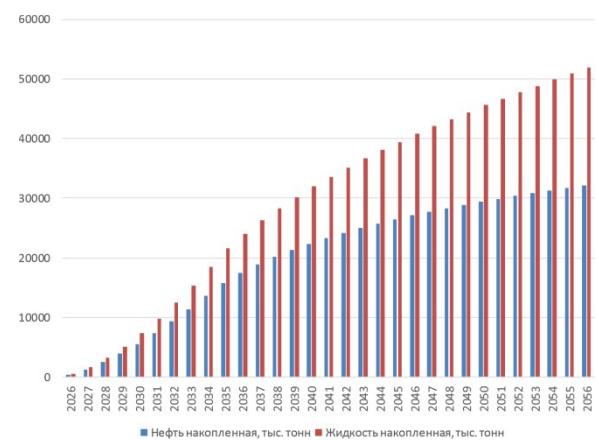

Рисунок 12. Динамика дебитов и обводнённости скважин с ГРП

Рисунок 13. Накопленная добыча с ГРП

Таблица 14. Показатели добычи скважин с ГРП

Добыча нефти, млн. тонн	39,428
Добыча жидкости, млн. тонн	85,325
Средняя обводнённость, %	53,8
Закачка, тыс. м ³	0,0
Компенсация, %	0,0
Накопленная добыча на 1 скважину (доб. + наг.), тыс. тонн	118,0
Накопленная добыча на 1 скважину (доб.), тыс. тонн	118,0

Таблица 15. Динамика добычи скважин с ГРП

	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Добыча нефти, тыс. тонн	435,1	440,7	308,0	242,4	202,3	174,5	154,2	137,6	124,5	113,7	104,8
Добыча жидкости, тыс. тонн	0,0	0,0	552,8	579,9	422,1	343,8	296,1	263,0	239,0	219,0	203,5
Среднедействующий фонд скважин	36	72	108	144	180	216	252	288	324	334	334
	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047
Добыча нефти, тыс. тонн	96,7	89,8	83,8	78,7	73,7	69,3	65,4	62,0	58,5	55,5	52,7
Добыча жидкости, тыс. тонн	190,6	180,2	170,3	162,2	155,0	137,8	133,1	129,2	124,9	121,3	117,9
Среднедействующий фонд скважин	334	334	334	334	334	334	334	334	334	334	334
	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056		
Добыча нефти, тыс. тонн	50,2	47,6	45,3	43,2	41,3	39,3	37,5	35,8	34,3		
Добыча жидкости, тыс. тонн	115,1	111,9	109,2	106,7	104,6	102,0	99,9	97,9	96,3		
Среднедействующий фонд скважин	334	334	334	334	334	334	334	334	334		

Посчитаем профиль дополнительной нефти, который будет получен благодаря проведению ГРП.

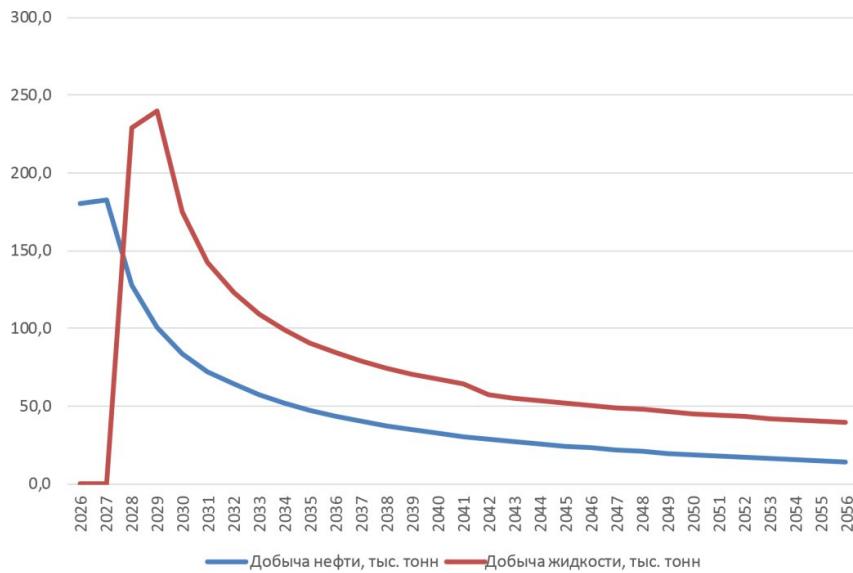


Рисунок 14. Накопленная добыча по месторождению с проведением ГРП

Таблица 16. Динамика добычи нефти по месторождению с проведением ГРП

	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Добыча нефти, тыс. тонн	180,3	182,6	127,6	100,4	83,8	72,3	63,9	57,0	51,6	47,1	43,4
Добыча жидкости, тыс. тонн	0,0	0,0	229,0	240,3	174,9	142,5	122,7	109,0	99,0	90,7	84,3
	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047
Добыча нефти, тыс. тонн	40,1	37,2	34,7	32,6	30,6	28,7	27,1	25,7	24,2	23,0	21,9
Добыча жидкости, тыс. тонн	79,0	74,7	70,5	67,2	64,2	57,1	55,2	53,6	51,8	50,3	48,8
	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056		
Добыча нефти, тыс. тонн	20,8	19,7	18,7	17,9	17,1	16,3	15,5	14,8	14,2		
Добыча жидкости, тыс. тонн	47,7	46,4	45,2	44,2	43,4	42,2	41,4	40,6	39,9		

Заключение

В рамках проведённого исследования выполнен комплексный анализ пласта ЮС₂ нефтегазоконденсатного месторождения с использованием различных подходов и методов. Работа охватила изучение геологических и географических особенностей месторождения, анализ текущего состояния разработки, а также разработку рекомендаций по оптимизации процессов добычи в условиях нехватки исходных данных.

Одним из ключевых этапов исследования стала аналитическая оценка геологии пласта и эффективности технологии гидроразрыва пласта на основе проектных данных и метода аналогии. Проведённое математическое моделирование позволило построить профили добычи нефти с применением ГРП и без него, что наглядно продемонстрировало влияние технологии на динамику разработки.

Результаты исследования могут быть применены как для оптимизации разработки рассматриваемого месторождения, так и для оценки аналогичных объектов с недостаточным объёмом данных. Представленные методы и выводы позволяют повысить точность прогнозирования и эффективность управления процессами добычи нефти.

Список литературы

1. Авершин Р. В. Анализ текущего состояния разработки пласта ЮС₂ Фёдоровского месторождения // Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирского мегабассейна: материалы Всероссийской научно-технической конференции, посвящённой 100-летию Байбакова Н. К. (15 апреля 2011 года, г. Тюмень). — Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2011. — С. 131–132.
2. Бовконюк П. А. Обоснование методологии подбора месторождений-аналогов нефти и газа при проектировании разработки / Бовконюк П. А., Савенок О. В. // Булатовские чтения. — 2023. — Т. 1. — С. 123–132.
3. Бовконюк П. А. Разработка алгоритма программы для автоматизированного подбора месторождений-аналогов нефти и газа / Бовконюк П. А., Савенок О. В. // Инженер-нефтяник. — 2023. — № 3. — С. 20–24.
4. Богаткина Ю. Г. Автоматизированная оценка экономических показателей в нефтегазовых инвестиционных проектах / Ю. Г. Богаткина, Н. А. Ерёмин, В. Н. Лындина, А. Н. Ерёмин // Нефть, газ и бизнес. — 2017. — № 6. — С. 38–42.

5. Богаткина Ю. Г. Проблемы экономико-информационной оценки эффективности разработки месторождений в инвестиционных проектах / Богаткина Ю. Г., Сарданашвили О. Н. // Деловой журнал Neftegaz.RU. — 2023. — № 4 (136). — С. 96–99.
6. Григулецкий В. Г. Направленный многостадийный гидравлический разрыв пласта. Особенности технологии. Контроль и управление свойствами технологических жидкостей. Часть 1 / Григулецкий В. Г., Савельев Ю. П. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. — 2015. — № 8. — С. 18–25.
7. Григулецкий В. Г. Направленный многостадийный гидравлический разрыв пласта. О динамических и температурных полях при измерении показателей технологических жидкостей. Часть 2 / Григулецкий В. Г., Савельев Ю. П. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. — 2016. — № 7. — С. 15–20.
8. Жарикова Н. Х. Обоснование эффективности проведения многостадийного гидроразрыва пласта в условиях низкопроницаемых терригенных коллекторов на примере эксплуатационного объекта ЮС2 Фёдоровского нефтегазоконденсатного месторождения / Жарикова Н. Х., Кусова Л. Г. // Инженер-нефтяник. — 2024. — № 1. — С. 26–38.
9. Ладенко А. А. Анализ динамики показателей разработки и условий эксплуатации скважин на одном из газоконденсатных месторождений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции / Ладенко А. А., Петрушин Е. О. // Инженер-нефтяник. — 2024. — № 1. — С. 8–21.
10. Небогин С. Н. Анализ литологических и генетических характеристик отложений горизонта ЮС2 / Небогин С. Н., Мочалов И. И. // Новые технологии — нефтегазовому региону: материалы Всероссийской с международным участием научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых учёных (18–22 мая 2015 года, г. Тюмень). — Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2015. — С. 73–76.
11. Петрушин Е. О. Анализ эффективности проведения ГРП с целью увеличения газоотдачи на туронских отложениях Южно-Русского нефтегазоконденсатного месторождения / Петрушин Е. О., Арутюнян А. С. // Инженер-нефтяник. — 2021. — № 3. — С. 20–26.
12. Петрушин Е. О. Анализ эффективности извлечения запасов нефти наклонно-направленными и горизонтальными скважинами на эксплуатационном объекте ЮВ1 крупного нефтегазоконденсатного многопластового месторождения с большим этажом нефтеносности / Петрушин Е. О., Арутюнян А. С., Мельникова А. А. // Строительство

нефтяных и газовых скважин на суше и на море. — 2025. — № 2 (386). — С. 26–34.

13. Прунчак М. Цифровизация нефтегазовой отрасли как комплексный метод борьбы с осложнениями при эксплуатации скважин / Прунчак М., Мельник А., Тихон Я. // Менеджмент, экономика, этика, технология — МЕЕТ 2023: тезисы докладов IX Международной конференции (06–07 октября 2023 года, г. Санкт-Петербург). — Санкт-Петербург: Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II, 2024. — С. 219–222.

14. Рогачёв М. К. Повышение эффективности использования ресурсной базы жидких углеводородов в юрских отложениях Западной Сибири / Рогачёв М. К., Мухаметшин В. В., Кулешова Л. С. // Записки Горного института. — 2019. — Т. 240. — С. 711–715. — <https://doi.org/10.31897/PMI.2019.6.711>.

15. Савенок О. В. Обоснование и выбор метода ограничения водопритока в скважины с горизонтальным окончанием в условиях низкопроницаемых терригенных коллекторов на примере эксплуатационного объекта ЮС2 нефтегазоконденсатного месторождения / О. В. Савенок, Н. Х. Жарикова, Е. П. Чуйкова, А. Е. Верисокин, М. Хадид, Л. В. Поварова, Д. С. Калашников, А. С. Доманова // Известия Томского политехнического университета. Инженеринг георесурсов. — 2025. — Т. 336. — № 1. — С. 193–205. — <https://doi.org/10.18799/24131830/2025/1/4563>.

16. Солопахина У. Ю. Анализ качества трёхмерных геологических моделей по результатам бурения на примере горизонта ЮС2 / Солопахина У. Ю. // Новые технологии — нефтегазовому региону: материалы Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых учёных (16–18 мая 2018 года, г. Тюмень). — Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2018. — Т. 1. — С. 33–35.

17. Arutyunyan A. S. Improvement of hydraulic facing technology by modeling permeability formed cracks for specific mining and geological conditions / Arutyunyan A. S., Petrushin E. O., Kusova L. G. // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. Сеп. “International Science and Technology Conference ‘Earth Science’, ISTC EarthScience 2022 — Chapter 3”. — 2022. — Vol. 988. — P. 042021. — <https://doi.org/10.1088/1755-1315/988/4/042021>.

18. Bera A. Adsorption of surfactants on sand surface in enhanced oil recovery: Isotherms, kinetics and thermodynamic studies / Bera A., Kumar T., Ojha K., Mandal A. // Applied Surface Science. — 2013. — Vol. 284. — Pp. 87–99. — <https://doi.org/10.1016/j.apsusc.2013.07.029>.

19. Berntsen M. Determinants of oil and gas investments on the Norwegian continental shelf / Berntsen M., Bøe K. S., Jordal T., Molnár P. // Energy. — 2018. — Vol. 148. — Pp. 904–914. — <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.01.147>.
20. Boloş M.-I. A fuzzy logic algorithm for optimizing the investment decisions within companies / Boloş M.-I., Bradea I.-A., Delcea C. // Symmetry. — 2019. — Vol. 11. — № 2. — P. 186. — <https://doi.org/10.3390/sym11020186>.
21. Bulgakov S. A. Feasibility evaluation of perspective geological structures in oil and gas production regions with highly developed infrastructure / S. A. Bulgakov, A. F. Ismagilov, I. G. Khamitov, Yu. M. Troshkov, G. D. Fedorchenco, A. E. Manasian // SPE Russian Oil and Gas Exploration & Production Technical Conference and Exhibition, Moscow, Russia, October 2014. — <https://doi.org/10.2118/171200-MS>.
22. Chrysafis K. A. Decision making for project appraisal in uncertain environments: a fuzzy-possibilistic approach of the expanded NPV method / Chrysafis K. A., Papadopoulos B. K. // Symmetry. — 2021. — Vol. 13. — P. 27. — <https://doi.org/10.3390/sym13010027>.
23. Hawas F. Valuation of projects with minimum revenue guarantees: A Gaussian copula-based simulation approach / Hawas F., Cifuentes A. // The Engineering Economist. — 2017. — Vol. 62. — Pp. 90–102. — <https://doi.org/10.1080/0013791X.2016.1153178>.
24. Petropoulos F. Forecasting: theory and practice / Petropoulos F., Apiletti D., Assimakopoulos V. [et al.] // International Journal of Forecasting. — 2022. — Vol. 38. — Iss. 3. — Pp. 705–871. — <https://doi.org/10.1016/j.ijforecast.2021.11.001>.

References

1. Avershin R. V. Analiz tekuschego sostoyaniya razrabotki plasta YuS2 Fedorovskogo mestorozhdeniya // Geologiya i neftegazonosnost' Zapadno-Sibirskogo megabasseyna: materialy Vserossiyskoy nauchno-tehnicheskoy konferencii, posvyaschennoy 100-letiyu Baybakova N. K. (15.04.2011, Tyumen'). — Tyumen': Tyumenskiy industrial'nyy universitet, 2011. — Pp. 131–132 (in Russ.).
2. Bovkonyuk P. A. Obosnovanie metodologii podbora mestorozhdeniy-analogov nefti i gaza pri proektirovaniyu razrabotki / Bovkonyuk P. A., Savenok O. V. // Bulatovskie chteniya. — 2023. — Vol. 1. — Pp. 123–132 (in Russ.).

3. Bovkonyuk P. A. Razrabortka algoritma programmy dlya avtomatizirovannogo podbora mestorozhdeniy-analogov nefti i gaza / Bovkonyuk P. A., Savenok O. V. // Inzhener-neftyanik. — 2023. — № 3. — Pp. 20–24 (in Russ.).
4. Bogatkina Yu. G. Avtomatizirovannaya ocenka ekonomiceskikh pokazateley v neftegazovyh investicionnyh proektah / Yu. G. Bogatkina, N. A. Eremin, V. N. Lyndin, A. N. Eremin // Neft', gaz i biznes. — 2017. — № 6. — Pp. 38–42 (in Russ.).
5. Bogatkina Yu. G. Problemy ekonomiko-informacionnoy ocenki effektivnosti razrabortki mestorozhdeniy v investicionnyh proektah / Bogatkina Yu. G., Sardanashvili O. N. // Delovoy zhurnal Neftegaz.RU. — 2023. — № 4 (136). — Pp. 96–99 (in Russ.).
6. Griguleckiy V. G. Napravlennyy mnogostadiynyy gidravlicheskiy razryv plasta. Osobennosti tehnologii. Kontrol' i upravlenie svoystvami tehnologicheskikh zhidkostey. Chast' 1 / Griguleckiy V. G., Savel'ev Yu. P. // Stroitel'stvo neftyanyh i gazovyh skvazhin na sushe i na more. — 2015. — № 8. — Pp. 18–25 (in Russ.).
7. Griguleckiy V. G. Napravlennyy mnogostadiynyy gidravlicheskiy razryv plasta. O dinamicheskikh i temperaturnyh polyah pri izmerenii pokazateley tehnologicheskikh zhidkostey. Chast' 2 / Griguleckiy V. G., Savel'ev Yu. P. // Stroitel'stvo neftyanyh i gazovyh skvazhin na sushe i na more. — 2016. — № 7. — Pp. 15–20 (in Russ.).
8. Zharikova N. H. Obosnovanie effektivnosti provedeniya mnogostadiynogo gindrорazryva plasta v usloviyah nizkopronicaemyh terrigennyh kollektorov na primere ekspluatacionnogo ob'ekta YuS2 Fedorovskogo neftegazokondensatnogo mestorozhdeniya / Zharikova N. H., Kusova L. G. // Inzhener-neftyanik. — 2024. — № 1. — Pp. 26–38 (in Russ.).
9. Ladenko A. A. Analiz dinamiki pokazateley razrabortki i usloviy ekspluatacji skvazhin na odnom iz gazokondensatnyh mestorozhdeniy Timano-Pechorskoy neftegazonosnoy provincii / Ladenko A. A., Petrushin E. O. // Inzhener-neftyanik. — 2024. — № 1. — Pp. 8–21 (in Russ.).
10. Nebogin S. N. Analiz litologicheskikh i geneticheskikh harakteristik otlozheniy gorizonta YuS2 / Nebogin S. N., Mochalov I. I. // Novye tehnologii — neftegazovomu regionu: materialy Vserossiyskoy s mezhunarodnym uchastiem nauchno-prakticheskoy konferencii studentov, aspirantov i molodyh uchenyh (18–22.05.2015, Tyumen'). — Tyumen': Tyumenskiy industrial'nyy universitet, 2015. — Pp. 73–76 (in Russ.).
11. Petrushin E. O. Analiz effektivnosti provedeniya GRP s cel'yu uvelicheniya gazootdachi na turonskih otlozheniyah Yuzhno-Russkogo

neftegazokondensatnogo mestorozhdeniya / Petrushin E. O., Arutyunyan A. S. // Inzhener-neftyanik. — 2021. — № 3. — Pp. 20–26 (in Russ.).

12. Petrushin E. O. Analiz effektivnosti izvlecheniya zapasov nefti naklonno-napravленными и горизонтальными скважинами на эксплуатационном объекте YuV1 крупного нефтегазокondensatnogo mnogoplastovogo mestorozhdeniya s bol'shim etazhom neftenosnosti / Petrushin E. O., Arutyunyan A. S., Mel'nikova A. A. // Stroitel'stvo neftyanyh i gazovyh skvazhin na sushe i na more. — 2025. — № 2 (386). — Pp. 26–34 (in Russ.).

13. Prunchak M. Cifrovizaciya neftegazovoy otrazhi kak kompleksnyy metod bor'by s oslozhneniyami pri ekspluatacii skvazhin / Prunchak M., Mel'nik A., Tihon Ya. // Menedzhment, ekonomika, etika, tehnologiya — MEET 2023: tezisy dokladov IX Mezhdunarodnoy konferencii (06–07.10.2023, Sankt-Peterburg). — Sankt-Peterburg: Sankt-Peterburgskiy gornyy universitet imperatricy Ekateriny II, 2024. — Pp. 219–222 (in Russ.).

14. Rogachev M. K. Povyshenie effektivnosti ispol'zovaniya resursnoy bazy zhidkih uglevodorodov v yurskih otlozheniyah Zapadnoy Sibiri / Rogachev M. K., Muhametshin V. V., Kuleshova L. S. // Zapiski Gornogo instituta. — 2019. — Vol. 240. — Pp. 711–715. — <https://doi.org/10.31897/PMI.2019.6.711> (in Russ.).

15. Savenok O. V. Obosnovanie i vybor metoda ograniceniya vodopritoka v skvazhiny s gorizonta'nym okonchaniem v usloviyah nizkopronicaemyh terrigennyh kollektorov na primere ekspluatacionnogo ob'ekta YuS2 neftegazokondensatnogo mestorozhdeniya / O. V. Savenok, N. H. Zharikova, E. P. Chuykova, A. E. Verisokin, M. Hadid, L. V. Povarova, D. S. Kalashnikov, A. S. Domanova // Izvestiya Tomskogo politehnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov. — 2025. — Vol. 336. — № 1. — Pp. 193–205. — <https://doi.org/10.18799/24131830/2025/1/4563> (in Russ.).

16. Solopahina U. Yu. Analiz kachestva trehmernyh geologicheskikh modeley po rezul'tatam bureniya na primere gorizonta YuS2 / Solopahina U. Yu. // Novye tehnologii — neftegazovomu regionu: materialy Mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferencii studentov, aspirantov i molodyh uchenyh (16–18.05.2018, Tyumen'). — Tyumen': Tyumenskiy industrial'nyy universitet, 2018. — Vol. 1. — Pp. 33–35 (in Russ.).

17. Arutyunyan A. S. Improvement of hydraulic facing technology by modeling permeability formed cracks for specific mining and geological conditions / Arutyunyan A. S., Petrushin E. O., Kusova L. G. // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. Ser. "International Science and Technology Conference 'Earth Science', ISTC EarthScience 2022 — Chapter 3". — 2022. — Vol. 988. — P. 042021. — <https://doi.org/10.1088/1755-1315/988/4/042021>.

18. Bera A. Adsorption of surfactants on sand surface in enhanced oil recovery: Isotherms, kinetics and thermodynamic studies / Bera A., Kumar T., Ojha K., Mandal A. // Applied Surface Science. — 2013. — Vol. 284. — Pp. 87–99. — <https://doi.org/10.1016/j.apsusc.2013.07.029>.
19. Berntsen M. Determinants of oil and gas investments on the Norwegian continental shelf / Berntsen M., Bøe K. S., Jordal T., Molnár P. // Energy. — 2018. — Vol. 148. — Pp. 904–914. — <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.01.147>.
20. Boloş M.-I. A fuzzy logic algorithm for optimizing the investment decisions within companies / Boloş M.-I., Bradea I.-A., Delcea C. // Symmetry. — 2019. — Vol. 11. — № 2. — P. 186. — <https://doi.org/10.3390/sym11020186>.
21. Bulgakov S. A. Feasibility evaluation of perspective geological structures in oil and gas production regions with highly developed infrastructure / S. A. Bulgakov, A. F. Ismagilov, I. G. Khamitov, Yu. M. Troshkov, G. D. Fedorchenco, A. E. Manasian // SPE Russian Oil and Gas Exploration & Production Technical Conference and Exhibition, Moscow, Russia, October 2014. — <https://doi.org/10.2118/171200-MS>.
22. Chrysafis K. A. Decision making for project appraisal in uncertain environments: a fuzzy-possibilistic approach of the expanded NPV method / Chrysafis K. A., Papadopoulos B. K. // Symmetry. — 2021. — Vol. 13. — P. 27. — <https://doi.org/10.3390/sym13010027>.
23. Hawas F. Valuation of projects with minimum revenue guarantees: A Gaussian copula-based simulation approach / Hawas F., Cifuentes A. // The Engineering Economist. — 2017. — Vol. 62. — Pp. 90–102. — <https://doi.org/10.1080/0013791X.2016.1153178>.
24. Petropoulos F. Forecasting: theory and practice / Petropoulos F., Apiletti D., Assimakopoulos V. [et al.] // International Journal of Forecasting. — 2022. — Vol. 38. — Iss. 3. — Pp. 705–871. — <https://doi.org/10.1016/j.ijforecast.2021.11.001>.