

УДК 622.276.56

**ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ
ВЫБОРА ОДНОВРЕМЕННО-РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ
ВЕРХНЕМЕЛОВОЙ И НИЖНЕМЕЛОВОЙ ЗАЛЕЖЕЙ
ИВАНАЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

**TECHNICAL AND ECONOMIC JUSTIFICATION
OF THE CHOICE OF SIMULTANEOUS-SEPARATE OPERATION
OF UPPER CRETACEOUS AND LOWER CRETACEOUS DEPOSITS
OF THE IVANAYSKOYE FIELD**

Даценко Елена Николаевна

кандидат технических наук,
доцент кафедры Нефтегазового дела
имени профессора Г.Т. Вартумяна,
Кубанский государственный
технологический университет
aldac@mail.ru

Орлова Инна Олеговна

кандидат технических наук,
доцент кафедры Нефтегазового дела
имени профессора Г.Т. Вартумяна,
Кубанский государственный
технологический университет
assoletta77@mail.ru

Авакимян Наталья Николаевна

кандидат технических наук,
доцент кафедры общей математики,
Кубанский государственный
технологический университет
avnatali@mail.ru

Аннотация. В статье рассмотрено обоснование принципиальных особенностей осуществления промышленной разработки нижнемеловой и верхнемеловой залежей нефти, проведен анализ причин расхождения фактических и проектных показателей разработки, выполнен расчет прогнозных технологических показателей проектируемых вариантов разработки, сделано технико-экономическое обоснование выбора одновременно-раздельной эксплуатации как рекомендуемого варианта разработки. Рассмотрено четыре варианта разработки Иванайского месторождения и рассчитан конечный коэффициент нефтеотдачи по всем вариантам. К внедрению рекомендован четвертый вариант разработки. Произведен расчет экономической эффективности одновременно-раздельной эксплуатации, которая демонстрирует ее эффективность.

Ключевые слова: состояние разработки месторождения; анализ выработки запасов; сопоставление фактических и проектных показателей; проектирование разработки месторождения; выделение эксплуатационных объектов; технологические показатели вариантов разработки; выбор рекомендуемого варианта разработки.

Datsenko Elena Nikolaevna

Candidate of technical Sciences,
Associate Professor of oil and gas
engineering department named
after Professor G.T. Vartumyan,
Kuban state technological university
aldac@mail.ru

Orlova Inna Olegovna

Candidate of technical Sciences,
Associate Professor of oil and gas
engineering department
named after Professor G.T. Vartumyan,
Kuban state technological university
assoletta77@mail.ru

Avakimyan Natalya Nikolaevna

Candidate of technical Sciences,
Associate Professor of general
mathematicians department,
Kuban state technological university
avnatali@mail.ru

Annotation. The article describes the substantiation of the principal features of the implementation of industrial development of the lower cretaceous and upper cretaceous oil deposits, analyzes the reasons for the discrepancy between the actual and design development indicators, calculates the predictive technological indicators of the designed development options, makes a feasibility study of the choice of simultaneous-separate operation as a recommended development option. Considered four options for the development of the Ivanayskoye field and calculated the final coefficient of oil recovery for all options. A fourth development option is recommended for implementation. Calculated cost-effectiveness of simultaneous-separate operation, which demonstrates its effectiveness.

Keywords: field development status; stock development analysis; comparison of actual and project indicators; field development design; allocation of operational objects; technological indicators of development options; choice of the recommended development option.

Общие сведения о месторождении

Иванайское месторождение расположено на территории Грозненского и Гудермесского районов в 25–30 км к северо-востоку от г. Грозного.

Ближайшими населенными пунктами являются с. Толстой-Юрт, ст. Петропавловская, Ильинская, Горячеводская (рис. 1).

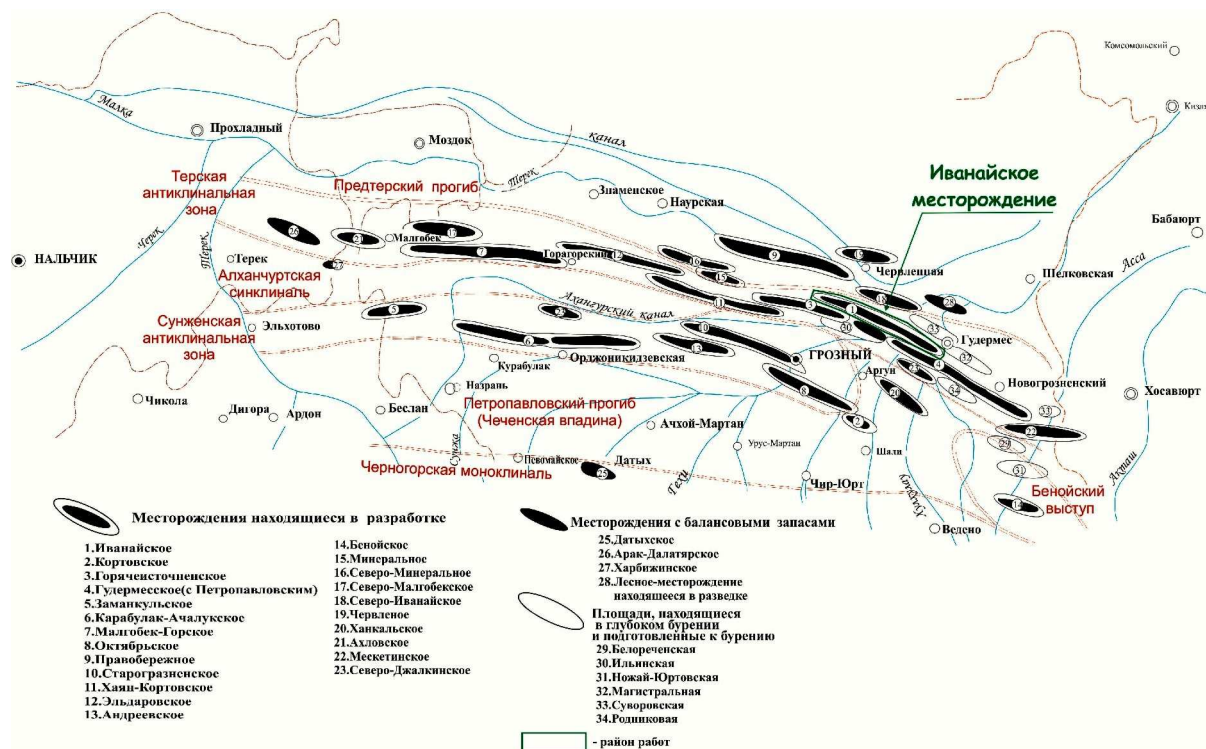


Рисунок 1 – Обзорная схема месторождений Чеченской Республики

Основные этапы проектирования разработки месторождения

Верхнемеловая залежь нефти

Залежь нефти в фораминиферовых и верхнемеловых отложениях Иванайского нефтяного месторождения открыта в 1966 году, когда на верхний мел была пробурена поисковая скважина № 34. Верхний мел при этом не был опробован из-за аварии, а при опробовании фораминиферовых отложений получен фонтан нефти с дебитом 1200 тонн/сут. В том же году залежь введена в эксплуатацию, причем ниже- и среднефораминиферовые отложения вместе с верхнемеловыми объединены в один эксплуатационный объект, так как они образуют единую залежь.

Следует отметить, что фораминиферо-верхнемеловую залежь принято называть для краткости просто верхнемеловой.

Первый проект пробной эксплуатации верхнемеловой залежи составлен в 1967 году, в 1969 году – уточненный проект пробной эксплуатации, а в 1971 году выполнена технологическая схема разработки и объект введен в промышленную разработку. В 1980 году на базе последних данных по эксплуатации скважин и реализации системы ППД выполнен анализ разработки залежи.

В 1992 году выполнен проект разработки верхнемеловой залежи нефти. В проекте отмечается, что верхнемеловая залежь нефти находится на завершающей стадии разработки. Она полностью обустроена и в значительной степени выработана, а сформированная система воздействия эффективна. В работе рассмотрены три варианта разработки, различающиеся, в основном, темпами отборов жидкости и объемами закачки воды. Рекомендован второй вариант, отличающийся от базового тем, что по мере обводнения (в среднем при 42 % воды в продукции) скважины переводятся на режим с ограниченным дебитом – 96 м³/сут. верхнемеловые и 74 м³/сут. фораминиферовые.

Основные характеристики рекомендованного варианта разработки следующие:

- действующий фонд скважин – 9 добывающих и 9 нагнетательных;
- плотность сетки добывающих скважин 210 га/скв.;

- поддержание пластового давления в залежи путем закачки воды с компенсацией отбора жидкости закачкой на уровне 200–400 % в 1993–1998 гг. и 60–80 % в 1999–2010 гг.;
- фонтанный способ эксплуатации скважин;
- проектный уровень добычи нефти – 200 тыс. тонн в 1993 году;
- начальный дебит скважин принят на уровне 300 м³/сут. жидкости в пластовых условиях для верхнего мела и 230 м³/сут. для фораминифер;
- выработка запасов снизу-вверх с переносом работающих интервалов перфорации при обводнении продукции скважин;
- срок разработки 39 лет (до 2031 года);
- средняя обводненность в конце срока разработки 92 %;
- накопленная добыча нефти к концу разработки 42234 тыс. тонн, конечный КИН 0,730;
- пластовое давление к концу разработки 46,7 МПа.

Проектный документ на разработку верхнемеловой залежи нефти Иванайского месторождения, составленный в 1992 году, практически с первого года проектирования не выполнялся. Массовое выбытие добывающих и нагнетательных скважин из эксплуатации в 1992–1998 гг. привело к резкому сокращению добычи нефти и отсутствию компенсации отбираемой жидкости закачкой.

Нижнемеловая залежь нефти

Единственным утвержденным проектным документом на разработку нижнемеловой залежи нефти является проект пробной эксплуатации, выполненный в 1988 году. Сведения об утверждении и соответствующий протокол защиты проекта отсутствуют. Ранее эксплуатация залежи осуществлялась в соответствии с индивидуальными планами пробной эксплуатации скважин.

В работе отмечено, что на момент проектирования залежь находилась в разведке, фонд скважин очень незначителен и система разработки не определена. Проект пробной эксплуатации составлен на период с 1988 по 1991 гг., т.е. срок его действия давно истек.

На момент составления документа на залежи в бурении находились две разведочные скважины. Проектом в период пробной эксплуатации предусматривалось бурение еще двух разведочных и двух оценочных скважин. Скважины должны были быть пробурены в сводовой части залежи в 1988–1992 гг., причем из них четыре добывающие и две нагнетательные. Рекомендован фонтанный режим эксплуатации скважин, при котором забойное давление не должно опускаться ниже 30 МПа, и дебиты составлять – 60–65 тонн/сут. При этом в конце проектного срока обводненность должна составлять 72 %, что обеспечивало бы устойчивое фонтанирование скважин. Годовой отбор нефти в 1988–1991 гг. должен был возрасти с 40 до 75 тыс. тонн, доля воды – до 2 %. В работе отмечалась необходимость организации системы ППД и недостаточность сведений о залежи для проектирования такой системы на момент составления документа. К концу пробной эксплуатации ставилась задача формирования основного фонда скважин и подготовки информации для проектирования разработки.

Фактически две скважины, которые находились на момент составления проекта в бурении, притоков нефти не дали, в связи с чем, не состоялось бурение еще двух разведочных скважин. Из двух же оценочных скважин продуктивные отложения вскрыла только одна. Невыполнение проектных показателей по фонду скважин не позволило увеличить темп отбора нефти, годовая добыча в 1988–1991 гг. оставалась на уровне 45–49 тыс. тонн.

Месторождение в целом

Последний проектный документ был принят в 2012 году «Дополнение к проекту разработки Иванайского месторождения».

ЦКР Роснедра нефтяная секция постановила:

Проектные уровни:

- добычи нефти, тыс. тонн – 67,0;
- добычи жидкости, тыс. тонн – 311,5;

- закачка воды, тыс. м³ – 221,9;
- добыча растворенного газа, млн м³ – 25,9;
- использование растворенного газа, % – 95,0.

Выделение двух объектов разработки – пласт К₂, К₁;

- разработка объекта К₁ на естественном режиме, разработка объекта К₂ с заводнением;
- общий фонд скважин – 49, в т.ч. добывающих – 7, нагнетательных – 3, ликвидированных – 39;
- фонд действующих скважин – 7, в т.ч. добывающих – 4, нагнетательных – 3;
- бурение бокового ствола – 1 скважино-операция;
- достижение КИН (по категории АВС) – 0,723.

Характеристика текущего состояния разработки месторождения в целом

Иванайское месторождение введено в разработку в 1966 году.

Месторождение состоит из двух объектов разработки – верхнемеловой и нижнемеловой залежи. Всего пробурено 49 скважин, из них 44 добывающих и 5 нагнетательных.

Общий фонд скважин составляет 49 скважин из них 3 добывающих и 3 нагнетательных, в консервации – 1, наблюдательных – 2, ликвидированных – 40. Структура фонда скважин представлена в таблице 4.1.

С начала разработки по месторождению отобрано 41357,0 тыс. тонн нефти или 99,0 % от НИЗ и 45363,3 тыс. тонн жидкости. Текущий коэффициент нефтеизвлечения – 0,716.

Динамика фактических показателей приведена на рисунке 2.

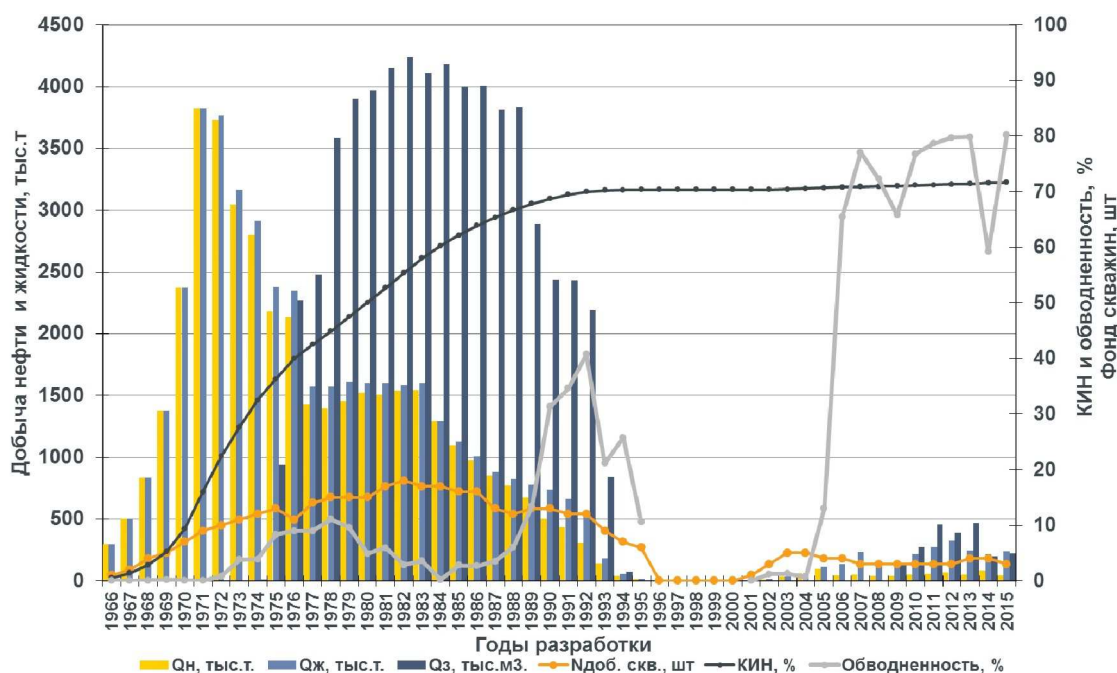


Рисунок 2 – Основные показатели истории разработки Иванайского месторождения

По состоянию на 01.01.2016 г. фактическая накопленная добыча нефти составляет 41357 тыс. тонн, по проекту – 41344,6 тыс. тонн; накопленная добыча жидкости по факту составляет 45363,3 тыс. тонн, по проекту – 45267,3 тыс. тонн. Текущий коэффициент нефтеизвлечения по проекту – 0,716, по факту – 0,716.

В период 2012–2015 гг. отклонение фактических уровней добычи от проектных составило 1,1–29,6 % соответственно при допустимом отклонении 30–40 %.

В 2016 году отклонение составило 73 % при допустимом 30 %. Данное отклонение связано со снижением уровней добычи нефти по скважинам №№ 34 и 101 по причине роста обводненности.

Характеристика фонда скважин Иванайского месторождения по состоянию на 01.01.2016 г. приведена в таблице 1.

Отраслевые научные и прикладные исследования: Науки о земле

Таблица 1 – Характеристика фонда скважин Иванайского месторождения по состоянию на 01.01.2016 г.

Наименование	Характеристика фонда скважин	Объекты / продуктивные пласты		Месторождение в целом
		K ₂	K ₁	
Фонд добывающих нефтяных скважин	Пробурено	31	13	44
	Возвращены с других объектов / продуктивных пластов (приобщение)	8		
	Переведены из других категорий			
	Нагнетательные в отработке на нефть			
	Всего	39	13	44
	в том числе:			
	действующие	2	1	3
	из них фонтанные	2	1	3
	ЭЦН			
	ШГН			
	газлифт			
	бездействующие			
	в освоении после бурения			
	в консервации	1		
	переведены под закачку	5		
	переведены на другие объекты (приобщение)		8	
	переведены в другие категории	1	1	
в ожидании ликвидации				
ликвидированные	30	3		
Фонд нагнетательных скважин	Пробурено	5		5
	Возвращены с других объектов / продуктивных пластов (приобщение)			
	Переведены из других категорий			
	Переведены из добывающих	5		5
	Всего	10		10
	в том числе: под закачкой	3		3
	в том числе: газа			
	бездействующие			
	в освоении после бурения			
	в консервации			
	в отработке на нефть			
	переведены на другие объекты (приобщение)			
	переведены в другие категории			
в ожидании ликвидации				
ликвидированные	7		7	
Фонд контрольных скважин	Пробурено			
	Переведены из других категорий	1	1	2
	Всего			
	в том числе:			
	наблюдательные	1	1	2
пьезометрические				

Текущее состояние разработки эксплуатационного объекта

Верхнемеловая залежь

Залежь нефти в фораминиферовых и верхнемеловых отложениях Иванайского нефтяного месторождения открыта в 1966 году, когда на верхнемеловую залежь нефти была пробурена поисковая скважина № 34.

Период 1966–1971 гг. характеризуется интенсивным разбуриванием залежи и быстрым ростом добычи нефти. В этот период был выполнен проект пробной эксплуатации (1967 г.) и уточненный проект (1969 г.), подсчет запасов (1970 г.) и составленная на его основе технологическая схема разработки (1971 г.).

За данный период времени в эксплуатацию введены 9 добывающих скважин (№№ 34, 35, 39, 178, 40, 46, 52, 43 и 49). Средние дебиты скважин по нефти доходили до уровня 1100–1200 тонн/сут. Среднегодовая обводненность добываемой продукции не превышала 1 %.

Высокие темпы разбуривания залежи и высокие отборы нефти привели к резкому снижению пластового давления. К концу 1971 года пластовое давление снизилось от начального (73,1 МПа) до 49,3 МПа (давления приведены к а.о. – 3900 м). В этом же году был установлен максимальный отбор нефти – 3824,2 тыс. тонн.

Последующий период с 1972 по 1978 гг. характеризуется снижением добычи нефти, несмотря на ввод новых 13 добывающих скважин (№№ 48, 41, 55, 61, 64, 57, 58, 73, 59, 65, 76, 63 и 83). При этом произошло увеличение обводненности скважин с 0,8 % в 1972 году до 11,1 % в 1978 году. Увеличение обводнения происходило как по ранее введенным скважинам, так и по вновь вводимым.

Притоки воды в период эксплуатации характерны для скважин, интервалы перфорации, которых расположены на 300–600 м выше положения ВНК. В связи со значительным снижением пластового давления было принято решение об организации на залежи системы ППД. С этой целью в 1974 году под закачку воды переводится добывающая скважина № 64, а в последующие годы до конца данного периода под закачку переводятся еще 5 добывающих скважин (№№ 73, 178, 57, 58 и 76). Кроме того, были пробурены 3 нагнетательные скважины (№№ 67, 78 и 81). Приемистость нагнетательных скважин колебалась от 816,7 до 1432,7 м³/сут. при устьевых давлениях нагнетания 17,0–18,5 МПа.

Всего на верхнемеловой залежи нефти Иванайского месторождения перебивало в эксплуатации 38 добывающих скважин и 15 нагнетательных скважин.

Общий фонд скважин составляет 47 скважин, из них 3 добывающих, 3 нагнетательных, 39 ликвидированных, 1 наблюдательная, 1 скважина в консервации, 10 скважин возвращено с других горизонтов и 6 скважин переведены из добывающих под закачку.

С начала разработки отобрано 40817,0 тыс. тонн нефти и 44500,3 тыс. тонн жидкости. Текущий КИН составляет 0,726, отбор от НИЗ – 99,6 %.

Годовая добыча нефти за 2015 год составила 44,8 тыс. тонн, средний дебит скважин по нефти – 65,1 тонн/сут., по жидкости – 251,2 тонн/сут., обводненность продукции – 74,1 %.

Годовая закачка воды за 2015 год составила 219,6 тыс. м³, накопленная закачка воды с начала разработки составила 62453,4 тыс. м³.

Динамика фактических показателей приведена на рисунке 3.

Начальное пластовое давление оценено путем интерполяции зависимости пластового давления от накопленной добычи жидкости и равно 73,1 МПа (пластовое давление приведено к гипсометрической отметке – 3900 м).

С 1968 года на залежи осуществлялись регулярные исследования по определению текущего пластового давления. За период с 1967 по 1991 гг. исследованиями было охвачено 85 % фонда скважин. Значения замеров давления по скважинам и среднегодовые значения в целом по залежи, приведенные к единой гипсометрической отметке – 3900 м, отражены на рисунке 6.

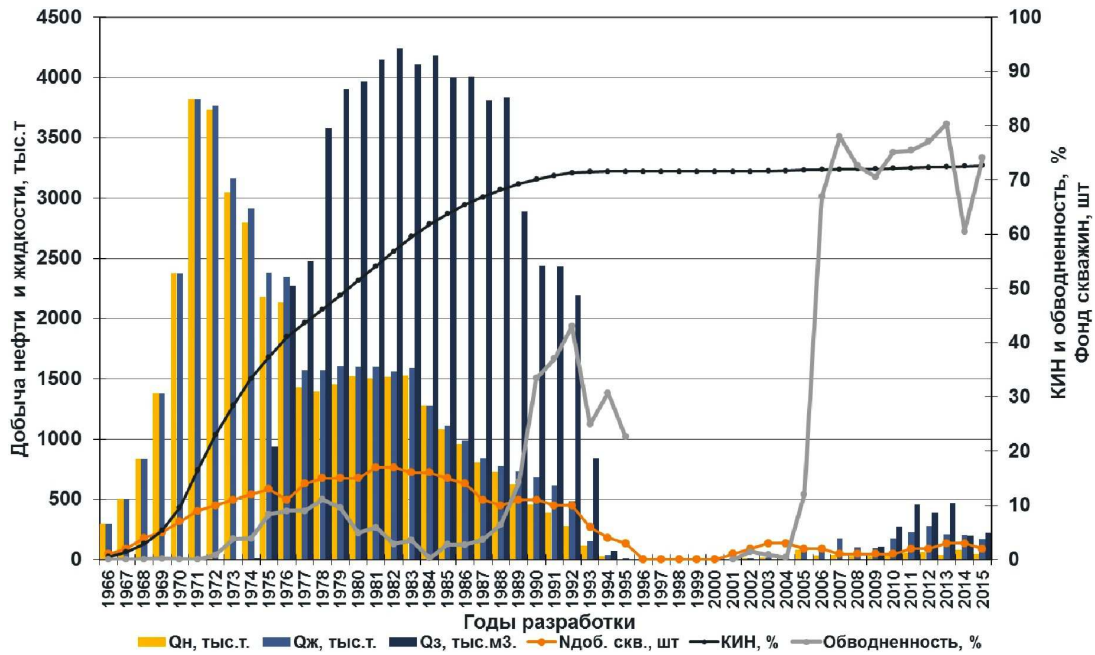


Рисунок 3 – Основные показатели истории разработки верхнемеловой залежи Иванайского месторождения

На рисунках 4 и 5 отображены карты накопленных и текущих отборов соответственно.

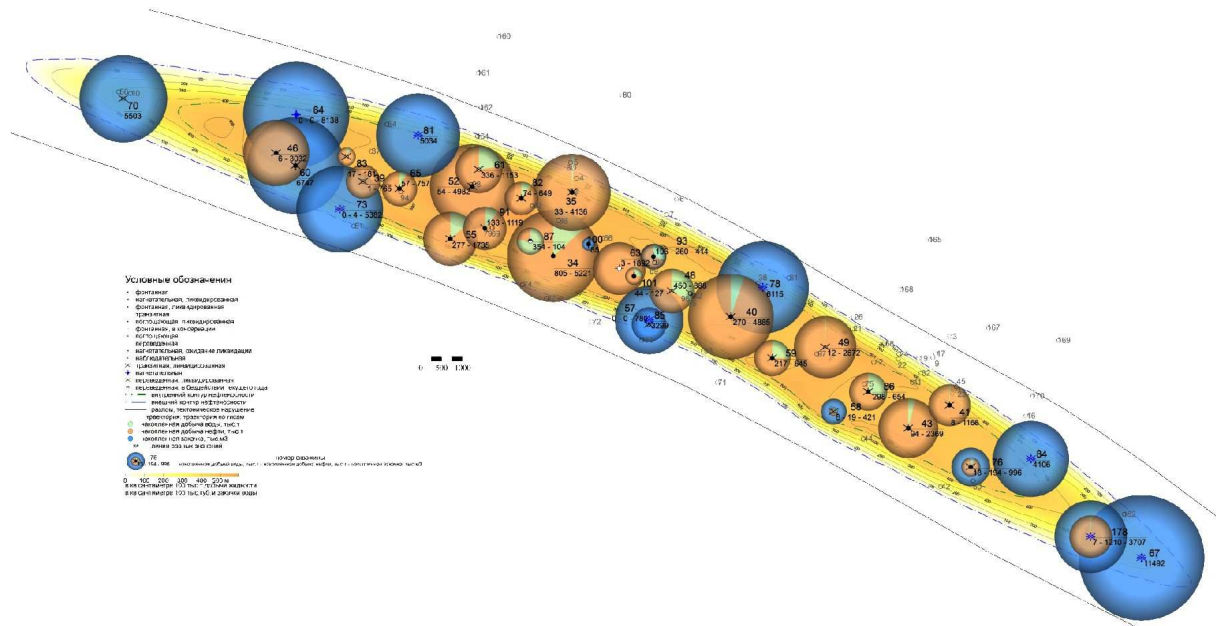


Рисунок 4 – Карта накопленных отборов верхнемеловой залежи по состоянию на 01.01.2016 г.

В течение первых восьми лет эксплуатации пластовое давление в среднем снижалось на 5 МПа в год, достигнув в 1973 году величины 37,1 МПа (на а.о. – 3900 м). В сложившихся условиях было принято решение об организации на залежи системы ППД.

Начавшаяся закачка воды, осуществляемая параллельно с регулированием отборов жидкости, уже с 1974 года привели к снижению темпа падения пластового давления до 2 МПа в год. В 1976 году давление в залежи достигло минимальной величины – 31,8 МПа, что очень близко к величине давления насыщения (29,6 МПа). Но уже с 1977 года давление в залежи стало восстанавливаться, увеличиваясь ежегодно на 0,5–1,0 МПа. За период с 1974 по 1991 гг. давление в залежи выросло с 35,1 до 44,0 МПа, закачка воды составила 57732,0 тыс. м³, а добыча жидкости – 66593,2 тыс. м³ в пласто-

вых условиях. Таким образом, при компенсации отбора закачкой равной 86,7 %, пластовое давление повысилось на 8,9 МПа с момента начала закачки воды. На начальном периоде разработки залежи – до начала закачки воды (1974 г.) удельный отбор нефти, приходящийся на 1 МПа снижения пластового давления, составлял 1200,2 тыс. м³/МПа в пластовых условиях или 448,4 тыс. тонн/МПа в поверхностных условиях. С прекращением закачки пластовое давление в залежи стало вновь снижаться.

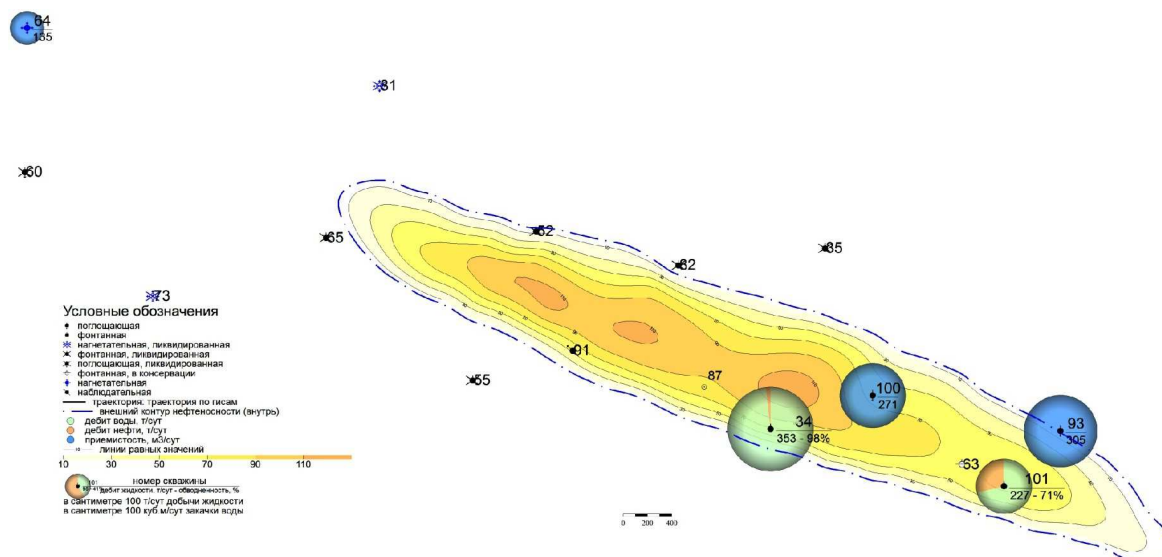


Рисунок 5 – Карта текущих отборов верхнемеловой залежи по состоянию на 01.01.2016 г.

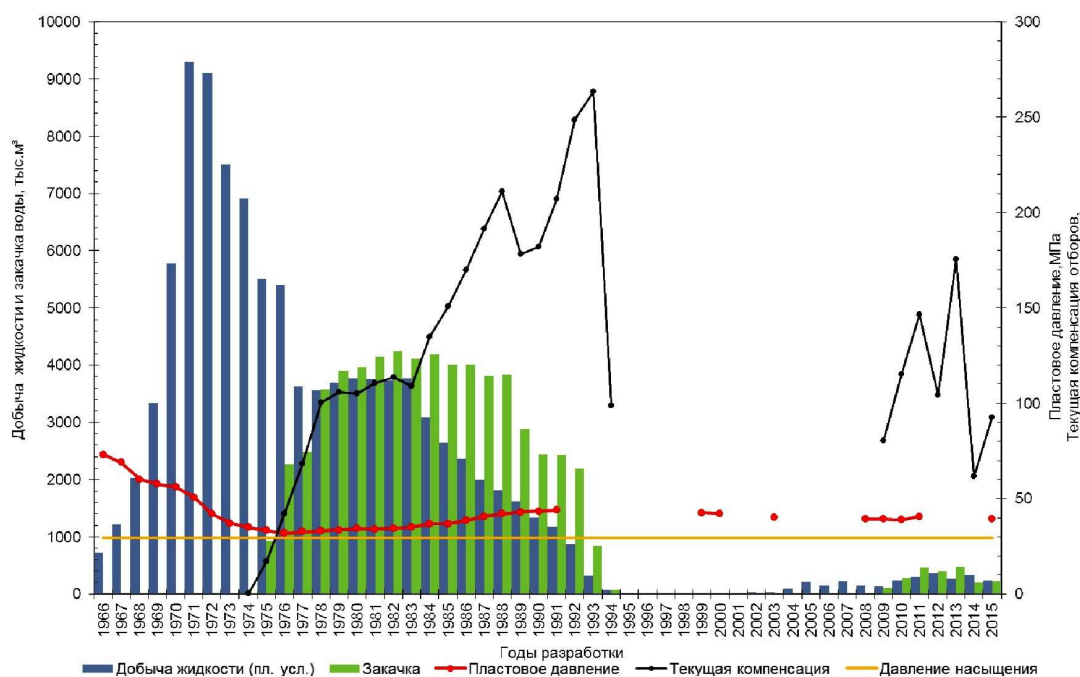


Рисунок 6 – Динамика показателей энергетического состояния верхнемеловой залежи

В 2010 году в залежь началась закачка попутно добываемой воды с месторождения в 2 скважины №№ 64 и 60.

На данный момент закачка воды идет в 3 скважины (№№ 64, 93 и 100). Текущее пластовое давление на 01.01.2016 г. равно 39,5 МПа. Остаточный запас упругой энергии пластовых систем (на начало прогнозного периода) составляет 9,9 МПа.

Нижнемеловая залежь

Первая поисковая скважина на нижнемеловые отложения (скважина № 55) была заложена в 1970 году. В 1971–72 гг. начаты бурением скважины №№ 41, 57, 58, 61 и 64. Однако ни одна из этих скважин не вскрыла нижнемеловые отложения.

Из 11 скважин, запроектированных на нижнемеловые отложения, добурена до чокракских отложений 1 скважина (скважина № 75), до фораминиферовых отложений – 1 скважина (скважина № 100), дошли до верхнемеловых отложений 3 скважины (№№ 63, 92 и 95), нижнемеловые отложения вскрыли 6 скважин (№№ 60, 87, 94, 96, 97 и 101), ликвидировано 5 скважин (№№ 75, 100, 95, 94 и 97).

Аптские отложения были вскрыты пробуренной в 1977 году поисковой скважиной № 60. Однако при опробовании скважины притока нефти получено не было, в связи с чем она была переведена под нагнетание на отложения верхнего мела. Также на верхнемеловую залежь переведена (по техническим причинам) завершённая в 1978 году поисковая скважина № 63.

Приток нефти впервые получен из поисковой скважины № 87 в 1981 году при испытании в интервале 4469–4525 м, когда на 5-мм штуцере был получен фонтан безводной нефти с дебитом 56 тонн/сут. В январе 1982 года скважина введена в эксплуатацию.

В 80-е годы были пробурены 3 поисковые (№№ 92, 95 и 96) и 2 разведочные скважины (№№ 94 и 97). Скважина № 92 и ее дублер скважина № 95 ликвидированы по техническим причинам в 1984–1985 гг. При опробовании скважин №№ 94 и 97 в 1988–1989 гг. притоков жидкости не получено, вследствие чего они ликвидированы по геологическим причинам.

В июне 1985 года в сводовой части структуры заложена поисковая скважина № 96. При испытании скважины в интервале 4469–4525 м получен фонтан нефти с дебитом 56 тонн/сут. на 5-мм штуцере. Скважина находится в эксплуатации с 1986 года.

Таким образом, всего на нижнемеловую залежь пробурено 13 скважин (№№ 39, 60, 64, 65, 70, 76, 83, 87, 91, 94, 96, 97 и 101), 2 скважины ликвидированы (№№ 94 и 97), 9 скважин переведены на верхнемеловые отложения (№№ 39, 60, 64, 65, 70, 76, 83, 91 и 87), 1 наблюдательная (скважина № 96), 1 скважина находится в эксплуатации (скважина № 101).

На нижнемеловой залежи нефти Иванайского месторождения перебивало в эксплуатации 3 скважины, из которых по скважине № 96 годовая добыча нефти достигала значений 21,3–26,3 тыс. тонн, по скважине № 87 – 11,6–26,3 тыс. тонн и по скважине № 101 – 2,6–7,1 тыс. тонн.

С начала разработки отобрано 540,0 тыс. тонн нефти и 863,0 тыс. тонн жидкости. Текущий КИН – 0,351, отбор от НИЗ – 70,2 %.

Годовая добыча нефти за 2015 год составила 2,5 тыс. тонн, средний дебит скважин по нефти – 9,7 тонн/сут., по жидкости – 232,4 т/сут, обводненность продукции – 96,2 %.

Динамика фактических показателей приведена на рисунке 7.

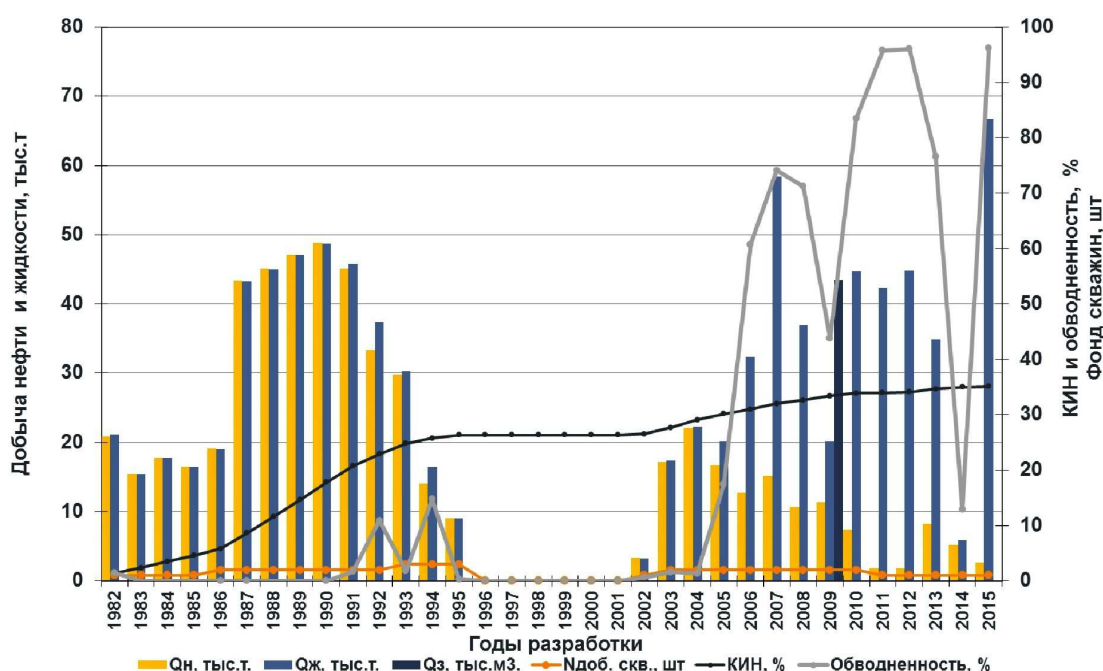


Рисунок 7 – Основные показатели истории разработки нижнемеловой залежи Иванайского месторождения

На рисунках 8 и 9 отображены карты накопленных и текущих отборов соответственно.

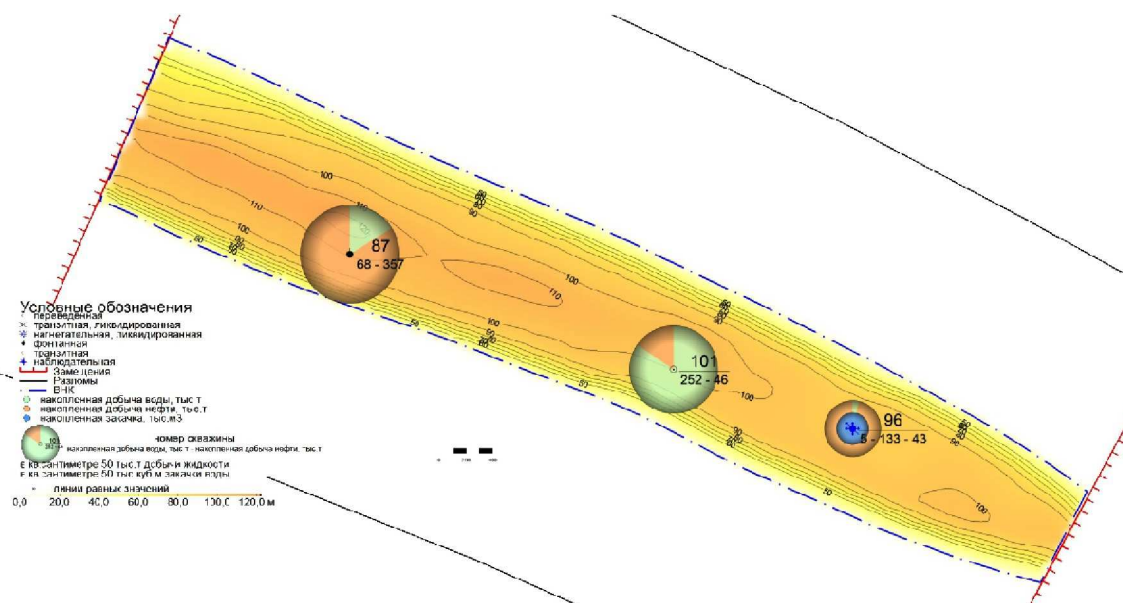


Рисунок 8 – Карта накопленных отборов нижнемеловой залежи по состоянию на 01.01.2016 г.

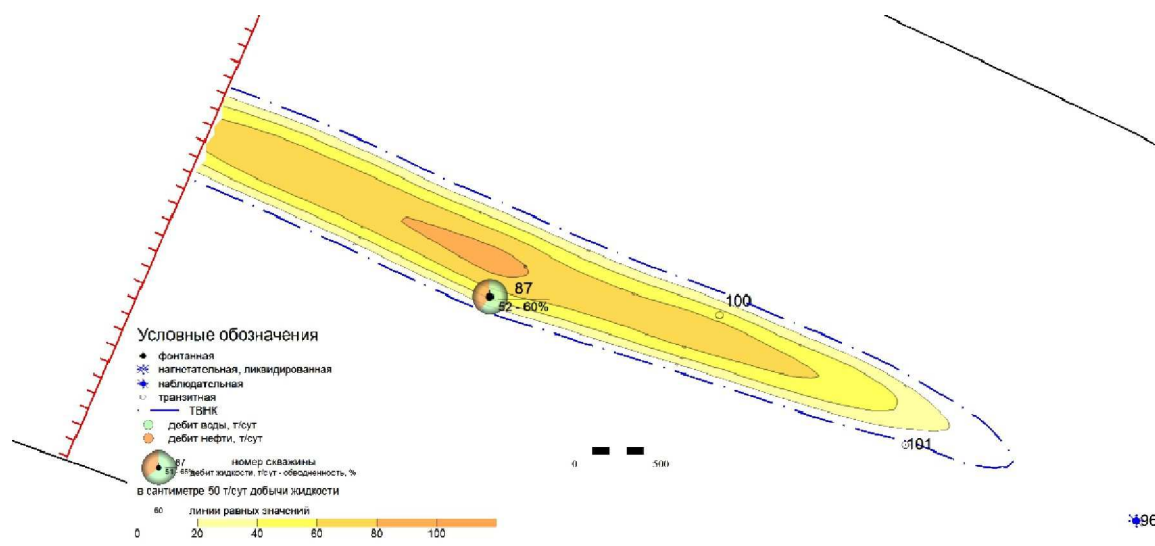


Рисунок 9 – Карта текущих отборов нижнемеловой залежи по состоянию на 01.01.2016 г.

Источниками информации о пластовом давлении являются сведения, полученные в процессе бурения и при пробной эксплуатации скважин. Эти источники дают различные представления о характере поведения пластового давления и его начальной величине.

В процессе бурения пластовые давления определялись двумя способами: по замерам при спуске пластоиспытателей и расчетным путем по плотности промывочной жидкости. При спуске пластоиспытателей пластовые давления замерялись глубинными манометрами и принимались только те данные, где была получена качественная запись кривой восстановления давления. Начальное пластовое давление, полученное соответственно по замерам и по плотности жидкости, на а.о. 4450 м получено равным 55,0 МПа. Для гидродинамических расчетов принимается начальное пластовое давление, приведенное к середине этажа нефтеносности с а.о. 4680 м, – 57,0 МПа. Таким образом, начальный запас упругой энергии пластовых систем над давлением насыщения (28,7 МПа) составляет 28,3 МПа.

Текущее пластовое давление на 01.01.2016 г. равно 44,0 МПа. Остаточный запас упругой энергии пластовых систем аптской залежи нефти Иванайского месторождения (на начало прогнозного периода) составляет 14,8 МПа.

Величины буферных давлений по скважинам обеспечивают сохранение фонтанного способа добычи нефти и весь комплекс внутрипромыслового транспорта добываемой продукции.

Анализ выработки запасов

Верхнемеловая залежь

По состоянию на 01.01.2016 г. дренирование запасов нефти верхнемеловой залежи нефти осуществлялось при двух режимных состояниях: при использовании природного упругого режима пластовых систем и искусственного водонапорного режима с нагнетанием воды в пласт. При этом:

- за истекший период достигнут высокий коэффициент нефтеизвлечения, составляющий 99,5 % от утвержденного коэффициента и принятого на баланс;
- применяемой системой разработки залежи обеспечено сохранение текущего пластового давления, превышающего давление насыщения на 33 % (запас упругой энергии залежи над давлением насыщения составляет 9,9 МПа);
- распределение выработки запасов нефти по фонду добывающих скважин указывает на обеспечение относительно равномерных условий дренирования запасов по площади залежи;
- в 2015 году дренирование остаточных запасов нефти осуществлялось двумя добывающими скважинами, расположенными в присводовой части залежи, что отвечает требованиям эффективной довыработки остаточных запасов нефти, тем более в условиях большого запаса упругой энергии залежи.

После проведения анализа показателей разработки текущий ВНК был определен на а.о. 3962 м на 01.01.2016 г. Геологические запасы нефти в заводненном объеме составляют 55914 тыс. тонн. На названную дату из залежи извлечено 40817 тыс. тонн, тогда величина нефтеотдачи в заводненном объеме составит 0,730. Таким образом, остаточные извлекаемые запасы нефти составляют 182 тыс. тонн.

Нижнемеловая залежь

По состоянию на 01.01.2016 г. дренирование запасов нефти осуществлялось на замкнуто-упруговодонапорном режиме с использованием запаса упругой энергии над давлением насыщения.

В течение первых четырех лет разработки в эксплуатации находилась 1 скважина № 87 с общим годовым отбором нефти 15,4–20,8 тыс. тонн, в 1986 году введена в разработку скважина № 96 и годовая добыча нефти была доведена до 48,8 тыс. тонн (1990 г.), что составляло темп отбора от утвержденных извлекаемых запасов нефти 6,5 % и средний дебит нефти одной добывающей скважины 70,1 тонн/сут. Вся история отличается практически безводной добычей нефти. Наблюдаемая обводненность добываемой продукции за период с 1992 по 1994 гг. была связана в основном с прорывами пластовой воды верхнемеловых отложений по заколонным перетокам.

По состоянию на 01.01.2016 г. в эксплуатации находится скважина № 87 со средним дебитом по нефти 9,7 тонн/сут. Годовая (за 2015 год) добыча нефти составила 2,5 тыс. тонн и суммарная добыча нефти – 540 тыс. тонн. Текущий КИН составляет 0,351 и степень выработки извлекаемых запасов нефти – 70,2 %. Максимальный темп отбора запасов нефти был достигнут в 1990 году – 49,0 тыс. тонн.

Анализ основных технологических показателей истории разработки залежи нефти нижнемеловых отложений Иванайского месторождения показал на высокую эффективность процесса выработки запасов нефти даже без применения методов искусственного воздействия на продуктивные пласты.

Сопоставление фактических и проектных показателей

По состоянию на 01.01.2016 г. по верхнемеловой залежи фактическая накопленная добыча нефти составляет 40817 тыс. тонн, по проекту – 41344,6 тыс. тонн. Накопленная добыча жидкости по факту – 44500,3 тыс. тонн, по проекту – 44392,8 тыс. тонн. Текущий коэффициент нефтеизвлечения по проекту – 0,726, по факту – 0,726.

В период 2012–2015 гг. отклонение фактических уровней добычи от проектных составило 0,8–25,6 % соответственно, при допустимом отклонении 30–40 %.

По состоянию на 01.01.2016 г. по нижнемеловой залежи фактическая накопленная добыча нефти составляет 540,0 тыс. тонн, по проекту – 528,4 тыс. тонн. Накопленная добыча жидкости по факту – 863,0 тыс. тонн, по проекту – 874,5 тыс. тонн. Текущий коэффициент нефтеизвлечения по проекту – 0,351, по факту – 0,344.

В период 2012–2015 гг. отклонение фактических уровней добычи от проектных составило 10–440 % соответственно, при допустимом отклонении 30–40 %. Данное расхождение связано с ремонтными работами, проводимыми по скважинам №№ 101 и 87, в результате которых произошло увеличение добычи нефти. Данное превышение не значительно повлияло на уровни добычи по месторождению в целом.

Выделение эксплуатационных объектов

На Иванайском месторождении разведочным бурением вскрыты отложения от четвертичного до нижнемелового возраста.

По данным ГИС, результатам опробования скважин на приток и пробной эксплуатации промышленно-нефтедержащие коллекторы установлены в отложениях миоценового (чокракская залежь), верхнемелового и нижнемелового возрастов.

Залежи нефти нижнемеловых, верхнемеловых и миоценовых отложений по своей геологической характеристике представляют собой самостоятельные эксплуатационные объекты с самостоятельной сеткой добывающих скважин.

Геолого-физическая характеристика объектов разработки приведена в таблице 2.

Таблица 2 – Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов

Параметры	K2 верхний мел	K1 нижний мел
Средняя глубина залегания кровли, м	4230	4600
Абсолютная отметка ВНК, м	–4900	–4850
Тип залежи	массивная, пластово-сводовая	массивная, пластово-сводовая
Тип коллектора	каверново-трещинный	микрокаверново-трещинный
Площадь нефтегазоносности, тыс. м ²	69387	9100
Средняя общая толщина, м	368	83,5
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	368	83,5
Коэффициент пористости, доли ед.	0,0051	0,0074
Коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли ед.	0,85	0,7
Проницаемость, мкм ²	0,036	0,02
Коэффициент песчанистости, доли ед.	1	1
Расчлененность, ед.	1	1
Начальная пластовая температура, °С	159	162
Начальное пластовое давление, МПа	73,1	57
Вязкость нефти в пластовых условиях, МПа·с	0,199	0,232
Плотность нефти в пластовых условиях, г/см ³	0,582	0,585
Плотность нефти в поверхностных условиях, г/см ³	0,815	0,814
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,98	2,08
Содержание серы в нефти, %	0,14	0,08
Содержание парафина в нефти, %	6,45	4,7
Давление насыщения нефти газом, МПа	29,6	29,2
Газосодержание, м ³ /т	387,7	398
Вязкость воды в пластовых условиях, МПа·с		0,2
Плотность воды в поверхностных условиях, г/см ³		0,94
Сжимаемость нефти, 1/МПа·10 ⁻⁴	47,1	23,9
Коэффициент вытеснения (водой), доли ед.	0,84	0,71
Коэффициент продуктивности, м ³ /сут·МПа	48	6,84

Технологические показатели вариантов разработки и выбор рекомендуемого варианта разработки

На Иванайском месторождении выделено два объекта разработки: верхнемеловой K₂ и нижнемеловой K₁.

По объекту К₂ рассмотрено 4 варианта разработки и по объекту К₁ рассмотрено 2 варианта разработки.

Объект К₂

Базовый вариант. Сложившаяся система разработки, доработка залежи действующим фондом скважин (№№ 34 и 101), закачка в залежь попутно добываемой воды через 3 скважины (№№ 64, 93 и 100).

Фонд добывающих скважин – 2, нагнетательных – 3.

Накопленная добыча нефти за проектный период – 13 тыс. тонн.

Расчетный срок разработки составит 6 лет.

Достижение КИН – 0,727; Квыт – 0,84; Кохв – 0,865; ПСС – 147,6 Га.

Вариант 1. В дополнение к базовому варианту планируется РИР обводнивших интервалов и перфорация прикровельной части в скважине № 34. Запланированный дебит нефти составит 30 тонн/сут., обводненность 40 %.

Фонд добывающих скважин – 2, нагнетательных – 3.

Накопленная добыча нефти за проектный период – 53 тыс. тонн.

Расчетный срок разработки составит 14 лет.

Достижение КИН – 0,727; Квыт – 0,84; Кохв – 0,865; ПСС – 147,6 Га.

Вариант 2. В дополнение к первому варианту планируется ПВЛГ скважины № 102 (пробуренной на нижний мел в 2025 году) в середине 2052 года после выработки запасов нижнемеловой залежи. Запланированный дебит нефти составит 80 тонн/сут., обводненность 20 %.

Фонд добывающих скважин – 3, нагнетательных – 3.

Накопленная добыча нефти за проектный период – 182 тыс. тонн.

Расчетный срок разработки составит 47 лет.

Достижение КИН – 0,730; Квыт – 0,84; Кохв – 0,869; ПСС – 144,6 Га.

Вариант 3 (рекомендуемый). В дополнение к первому варианту планируется совместная эксплуатация скважины № 102 с нижним мелом в 2025 году.

Запланированный дебит нефти составит 80 тонн/сут., обводненность 20 %.

Фонд добывающих скважин – 3, нагнетательных – 3.

Накопленная добыча нефти за проектный период – 182 тыс. тонн.

Расчетный срок разработки составит 20 лет.

Достижение КИН – 0,730; Квыт – 0,84; Кохв – 0,869; ПСС – 144,6 Га.

Объект К₁

Базовый вариант. Сложившаяся система разработка, доработка залежи действующим фондом скважин (скважина № 87).

Фонд добывающих скважин – 1.

Накопленная добыча нефти за проектный период – 29 тыс. тонн.

Расчетный срок разработки составит 13 лет.

Достижение КИН – 0,370; Квыт – 0,71; Кохв – 0,521; ПСС – 303,3 Га.

Вариант 2 (рекомендуемый). В дополнение к базовому варианту планируется бурение новой добывающей скважины (скважина № 102) в 2025 году. Запланированный дебит нефти составит 30 тонн/сут., обводненность 20 %.

Фонд добывающих скважин – 2.

Накопленная добыча нефти за проектный период – 229 тыс. тонн.

Расчетный срок разработки составит 36 лет.

Достижение КИН – 0,370; Квыт – 0,71; Кохв – 0,521; ПСС – 227,5 Га.

По месторождению в целом рассмотрено 4 варианта разработки.

Базовый вариант. Включает базовый вариант по верхнемеловой залежи и базовый вариант по нижнемеловой залежи.

Фонд добывающих скважин – 3, нагнетательных – 3.

Накопленная добыча нефти за проектный период – 42 тыс. тонн.

Расчетный срок разработки составит 13 лет.

Достижение КИН – 0,717.

Вариант 1. Включает вариант 1 по верхнемеловой залежи и базовый вариант по нижнемеловой залежи.

Фонд добывающих скважин – 3, нагнетательных – 3.

Накопленная добыча нефти за проектный период – 82 тыс. тонн.

Расчетный срок разработки составит 14 лет.

Достижение КИН – 0,718.

Вариант 2. Включает вариант 2 по верхнемеловой залежи и вариант 1 по нижнемеловой залежи.

Фонд добывающих скважин – 4, нагнетательных – 3.

Накопленная добыча нефти за проектный период – 411 тыс. тонн.

Расчетный срок разработки составит 47 лет.

Достижение КИН – 0,723.

Вариант 3. Включает вариант 3 по верхнемеловой залежи и вариант 1 по нижнемеловой залежи.

Фонд добывающих скважин – 4, нагнетательных – 3.

Накопленная добыча нефти за проектный период – 411 тыс. тонн.

Расчетный срок разработки составит 36 лет.

Достижение КИН – 0,723.

Схемы размещения скважин и планируемые ГТМ по верхнемеловой и нижнемеловой залежам по вариантам представлены на рисунках 10 и 11 соответственно.

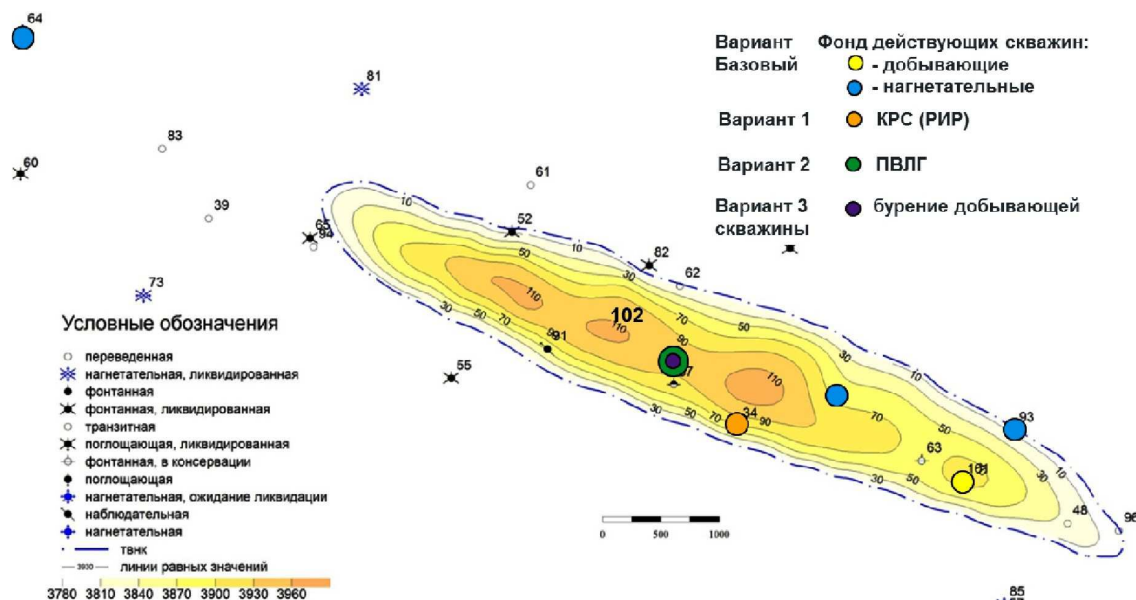


Рисунок 10 – Схема размещения скважин и планируемые ГТМ верхнемеловой залежи

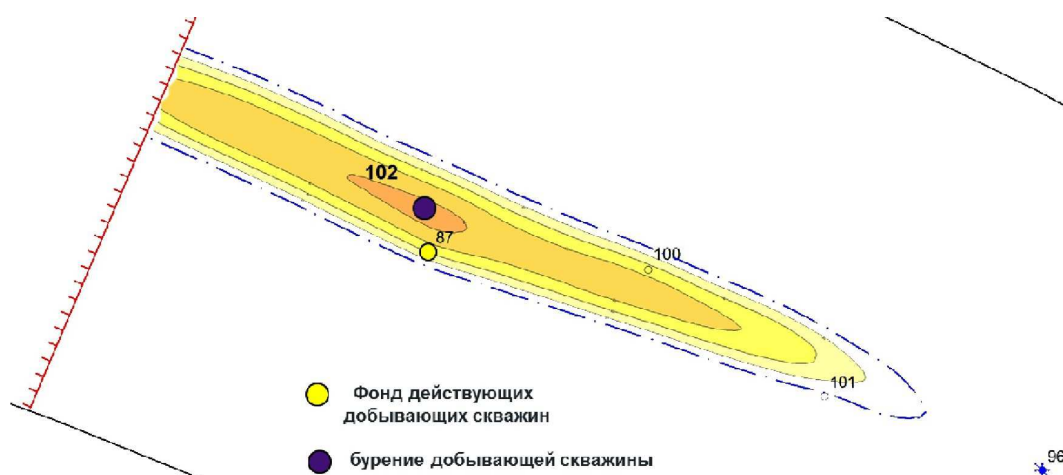


Рисунок 11 – Схема размещения скважин и планируемые ГТМ нижнемеловой залежи

Сопоставление динамики добычи нефти и КИН по вариантам разработки верхнемеловой и нижнемеловой залежи представлено на рисунках 12 и 13.

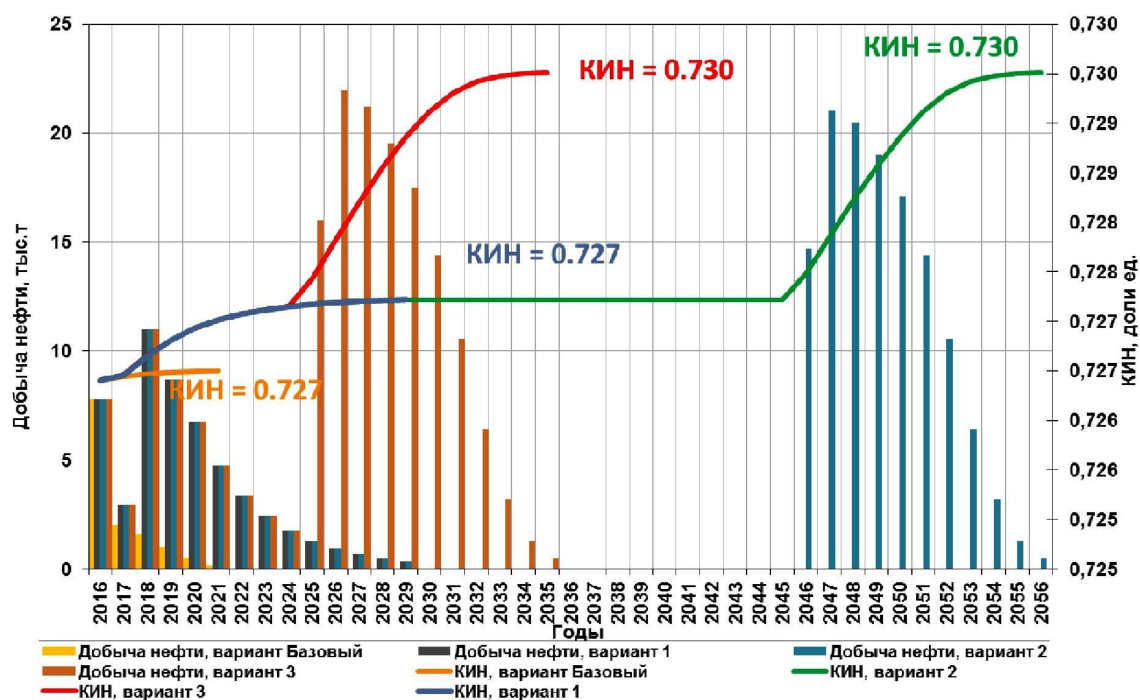


Рисунок 12 – Сопоставление добычи нефти и КИН по вариантам разработки верхнемеловой залежи

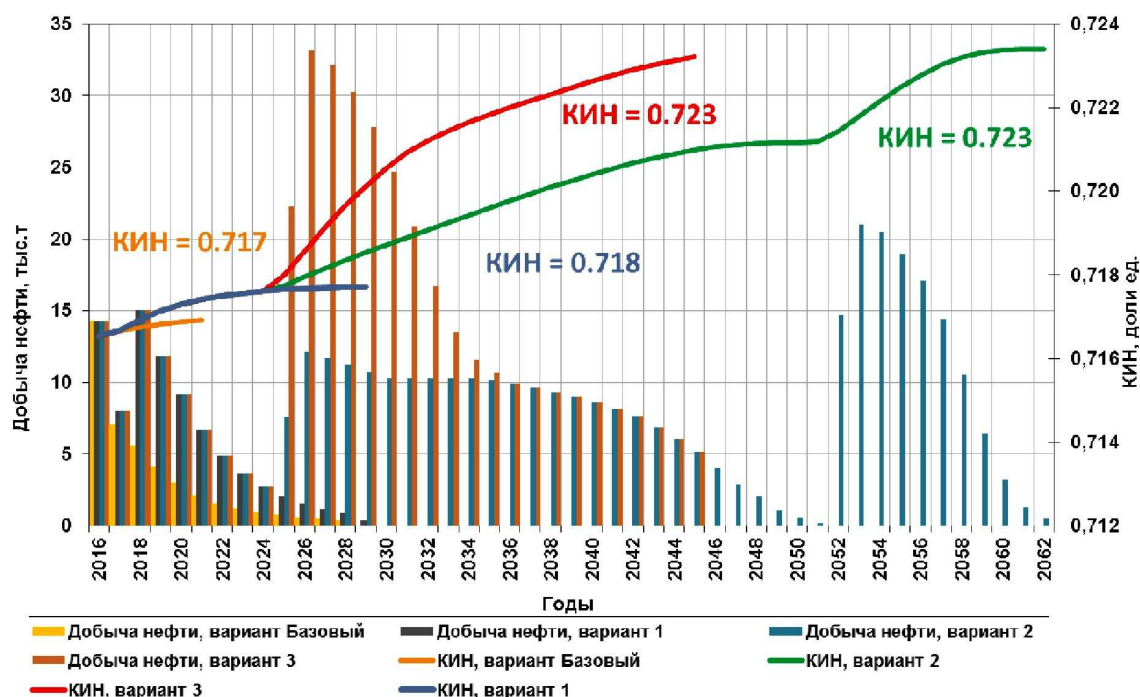


Рисунок 13 – Сопоставление добычи нефти и КИН по вариантам разработки нижнемеловой залежи

Выполнение показателей разработки месторождения, согласно положениям действующего законодательства, кроме уровня добычи нефти, не регламентируются и устанавливаются в соответствии с фактически достигаемыми.

Технико-экономический анализ вариантов разработки

Целью экономической оценки Иванаевского месторождения является выбор экономически эффективного варианта разработки, позволяющего осуществить наиболее полное извлечение имеющихся запасов нефти при высоких экономических результатах.

Экономические показатели разработки определены по годам, этапам разработки, а также в целом за проектный срок.

Экономические показатели

Выручка от реализации нефти и газа рассчитана исходя из прогнозных цен, рекомендуемых для оценки инвестиционных проектов на 2016–2019 гг.

Финансирование проекта предполагается осуществить за счет собственных средств инвестора, не привлекая заемный капитал.

Оценка вариантов произведена по следующим показателям эффективности инвестиционного проекта (ИП):

1. Чистый доход (ЧД) и чистый дисконтированный доход (ЧДД) – накопленная за расчетный срок сумма прибыли от реализации углеводородов и амортизационных отчислений, уменьшенная на величину капиталовложений, направленных на освоение месторождения, приведенная к начальному году по ставке дисконта 10 и 15 %.

2. Внутренняя норма рентабельности (ВНР) представляет собой значение дисконта, при котором величина суммарного потока наличности за расчетный период равна нулю. IRR не может быть вычислена в следующих ситуациях: все значения годового потока наличности отрицательны, все значения годового потока наличности положительны.

3. Срок окупаемости инвестиций (без дисконтирования денежного потока и с дисконтированием) определяется количеством лет, по истечении которых начальные отрицательные значения накопленной денежной наличности (ЧД или ЧДД) полностью компенсируются последующими ее положительными значениями.

4. Индекс доходности дисконтированных инвестиций (ИДД) – отношение суммарных дисконтированных чистых поступлений (прибыли от реализации продукции и амортизационных отчислений) к суммарному дисконтированному объему капитальных вложений. Если $ИДД > 1$ проект эффективен, при $ИДД < 1$ проект разработки нерентабелен.

5. Индекс доходности дисконтированных затрат (ИДДз) – отношение суммы дисконтированных денежных притоков (выручки от реализации продукции) к сумме дисконтированных денежных оттоков (эксплуатационные расходы + налог на имущество + налог на прибыль + капитальные вложения).

ИДДз характеризует степень доходности разработки месторождения по рассмотренным вариантам с учетом имеющихся на начало проектирования основных производственных фондов.

В статье определяется коммерческая эффективность, в которой учитываются финансовые последствия его осуществления для инвестора, реализующего ИП, в предположении, что он производит все необходимые затраты и пользуется всеми его результатами.

Экономическая эффективность оценивается для «проекта в целом», т.е. с точки зрения единственного участника, реализующего проект за счет собственных средств. По этой причине показатели эффективности определяются на основании денежных потоков только от инвестиционной и операционной деятельности. Учет финансовой деятельности (вложение акционерного капитала и привлеченных средств, эмиссия долговых ценных бумаг, возврат и обслуживание займов, выплата дивидендов по акциям и т.п.) является предметом отдельного анализа и не входит в задачи данной работы.

Расчет произведен в текущих рыночных ценах на услуги, материальные и трудовые ресурсы.

Ввиду неопределенности прогноза внутренней рублевой и внешней инфляции, валютного курса рубля, изменения во времени цен на продукцию (нефть) и материальные ресурсы, уровня средней заработной платы, а также ставок рефинансирования ЦБ РФ расчеты денежных потоков по вариантам разработки выполнены в постоянных ценах.

За экономический предел (рентабельный срок) разработки месторождения принят период от начала реализации проекта до момента, когда величина накопленного дисконтированного денежного потока (ЧДД) после достижения положительного значения начинает уменьшаться.

В силу того, что проект не предусматривает расходов из бюджета, эффективность участия бюджета в реализации проекта разработки месторождения (бюджетная эффективность) определена по показателю чистого дисконтированного дохода бюджета (ДДБ).

В основе оценки бюджетной эффективности лежат налоговые поступления в консолидированный бюджет (федеральный бюджет, бюджет субъектов Федерации, регионов и местные бюджеты совместно).

К притокам средств для расчета бюджетной эффективности отнесены поступления от налогов, пошлин, сборов и отчислений во внебюджетные фонды, установленные действующим законодательством.

Технико-экономическое обоснование выбора рекомендуемого варианта разработки

При разработке по базовому варианту чистый дисконтированный (при ставке дисконта 15 %) доход (убыток) недропользователя составит минус 20 млн руб., в бюджет государства с учетом дисконта будет перечислено 206 млн руб.

При разработке по варианту 1 чистый дисконтированный (при ставке дисконта 15 %) доход (убыток) недропользователя составит минус 14 млн руб., в бюджет государства с учетом дисконта будет перечислено 387 млн руб.

При разработке по варианту 2 чистый дисконтированный (при ставке дисконта 15 %) доход (убыток) недропользователя составит минус 122 млн руб., в бюджет государства с учетом дисконта будет перечислено 534 млн руб.

При разработке по варианту 3 чистый дисконтированный (при ставке дисконта 15 %) доход недропользователя составит 104 млн руб., в бюджет государства с учетом дисконта будет перечислено 764 млн руб.

К реализации рекомендуется вариант 3, обеспечивающий наибольшую выработку запасов при положительном доходе недропользователя.

Для разработки Иवानайского месторождения капитальных вложений потребуется 1 255 млн руб. (без НДС).

Эксплуатационные расходы, рассчитанные по укрупненной оценке за проектный срок, составят 5 370 млн руб., в т.ч.:

- 2 035 млн руб. – текущие производственные затраты;
- 2 080 млн руб. – налоги и отчисления в себестоимости;
- 1 255 млн руб. – амортизационные отчисления.

Затраты на ликвидацию скважин (внереализационные расходы) по окончании срока разработки составят 21 780 тыс. руб.

Чистый доход от реализации нефти и газа составит 2 804 млн руб., чистый дисконтированный (при ставке дисконта 15 %) доход 104 млн руб. В бюджет поступит с учетом дисконта 764 млн руб. (ЧДДб).

Анализ чувствительности проекта

Функционированию добывающего предприятия, как и любого другого, в рыночной среде присущ определенный риск – вероятность убытков или недополучения доходов, предусмотренных проектом.

Наиболее важными причинами риска являются возможный рост материальных или иных затрат, повышение налогов, завышение принятых в расчетах закупочных цен, изменение величины прибыли на инвестированный капитал.

С целью учета факторов неопределенности и риска и оценки устойчивости проекта использован метод вариации параметров, т.е. осуществлена проверка чувствительности критериев оценки эффективности проекта к изменению основных параметров-факторов.

В расчетах использованы умеренно пессимистические прогнозы изменения объема добычи газа, цены на газ и совокупных затрат (капитальных вложений и эксплуатационных расходов).

Расчеты выполнены по 3 варианту, рекомендуемому к реализации.

На рисунке 14 и в таблице 3 представлена оценка чувствительности проекта к различным изменениям технологических и экономических параметров.

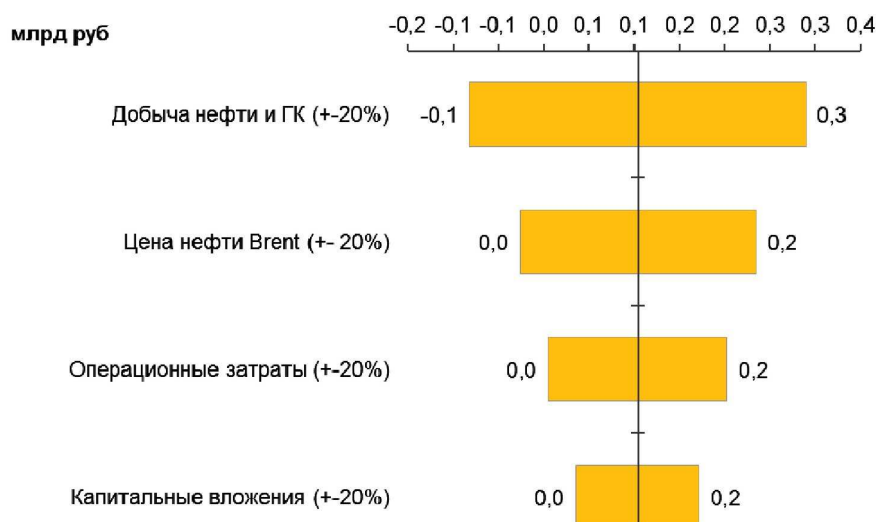


Рисунок 14 – Анализ чувствительности рекомендуемого варианта

Таблица 3 – Анализ чувствительности изменения ЧДД пользователя недр (млн руб.)

Показатели	Отклонение показателей (+ / -)		
	-20 %	0 %	20 %
Добыча нефти и ГК (+ / - 20 %)	-81,8	103,7	289,3
Цена нефти Brent (+ / - 20 %)	-26,6	103,7	233,8
Операционные затраты (+ / - 20 %)	5,1	103,7	202,2
Капитальные вложения (+ / - 20 %)	35,8	103,7	171,5

При оценке риска предполагалось, что изменения параметров происходят независимо друг от друга.

Данные рисунка 12 свидетельствуют о средней устойчивости инвестиционного проекта к изменению внешних факторов.

Литература:

1. Антониади Д.Г., Савенок О.В., Шостак Н.А. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений : учебное пособие. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 203 с.
2. Булатов А.И., Волощенко Е.Ю., Кусов Г.В., Савенок О.В. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 603 с.
3. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин в 4 томах. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012–2015. – Т. 1–4.
4. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин» в 4 томах : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013–2014. – Т. 1–4.
5. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 576 с.
6. Булатов А.И., Качмар Ю.Д., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Освоєння нафтових і газових свердловин. Наука і практика : монографія. – Львів : Сполом, 2018. – 476 с.
7. Климов В.В., Савенок О.В., Лешкович Н.М. Основы геофизических исследований при строительстве и эксплуатации скважин на нефтегазовых месторождениях. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 274 с.
8. Макутов Р.А., Доброскок Б.Е., Зайцев Ю.В. Одновременная раздельная эксплуатация многопластовых нефтяных месторождений. – М. : Недра, 1974. – 232 с.
9. Попов В.В., Богуш И.А., Третьяк А.Я., Савенок О.В., Лаврентьев А.В. Поиски, разведка и эксплуатация месторождений нефти и газа : учебное пособие. – Новочеркасск : ЮРГПУ (НПИ), 2015. – 322 с.
10. Попов В.В., Третьяк А.Я., Савенок О.В., Кусов Г.В., Швец В.В. Геофизические исследования и работы в скважинах : учебное пособие. – Новочеркасск : Лик, 2017. – 326 с.

11. Савенок О.В. Оптимизация функционирования эксплуатационной техники для повышения эффективности нефтепромысловых систем с осложненными условиями добычи. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013. – 336 с
12. Савенок О.В., Арутюнян А.С., Шальская С.В. Интерпретация результатов гидродинамических исследований : учебное пособие. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2017. – 203 с.
13. Афанасьев В.А., Бастриков С.Н., Попов В.А. Состояние, проблемы и перспективы развития на многопластовых месторождениях Западной Сибири одновременно-раздельной эксплуатации скважин УЭЦН // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – Тюмень : Издательство Тюменского индустриального университета, 2015. – № 1. – С. 19–25.
14. Афанасьев В.А., Захаров В.А., Захаров И.В., Матвеев С.Н., Цику Ю.К. Проблемы внедрения технологии одновременно-раздельной эксплуатации на многопластовых месторождениях России // Ежемесячный научно-технический и производственный журнал «Нефтяное хозяйство». – М. : ЗАО «Издательство «Нефтяное хозяйство», 2011. – № 7. – С. 94–97.
15. Баландин Л.Н., Грибенников О.А., Свиридова И.А. Текущее состояние работы добывающих скважин в зависимости от забойных давлений // Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 г.) в 7 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – Т. 2 в 2 ч.: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Ч. 1. – С. 65–69.
16. Березовский Д.А., Лаврентьев А.В., Савенок О.В., Кошелев А.Т. Разработка физико-химических моделей и методов прогнозирования состояния пород-коллекторов // Ежемесячный научно-технический и производственный журнал «Нефтяное хозяйство». – М. : ЗАО «Издательство «Нефтяное хозяйство», 2014. – № 9. – С. 84–86.
17. Вафин Р.В., Вафин Т.Р., Щекатурова И.Ш. Об опыте разработки совместно-разноименных пластов с применением технологии одновременно-раздельной эксплуатации // Научно-технический журнал «Нефтепромысловое дело». – М. : ВНИИОЭНГ, 2014. – № 8. – С. 5–11.
18. Гаджиев А.А. О перспективах доразработки низкопроницаемых зон // Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 г.) в 7 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – Т. 2 в 2 ч.: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Ч. 1. – С. 105–106.
19. Гарифов К.М. История и современное состояние техники и технологии ОРЭ пластов в ОАО «Татнефть» // Производственно-технический нефтегазовый журнал «Инженерная практика». – 2010. – № 1. – С. 19–29.
20. Ивановский В.Н. Одновременно-раздельная эксплуатация и «интеллектуализация» скважин: вчера, сегодня, завтра // Производственно-технический нефтегазовый журнал «Инженерная практика». – 2010. – № 1. – С. 4–15.
21. Поварова Л.В., Яковина А.С., Даниелян Г.Г. Подсчет запасов нефти и растворенного газа Ковалевского месторождения // Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 г.) в 7 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – Т. 2 в 2 ч.: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Ч. 2. – С. 89–100.
22. Соловьева В.Н., Колбунов М.Г., Савенок О.В. Метод разработки нефтяных месторождений с взаимодействующими объектами // Журнал «Территория НЕФТЕГАЗ». – М. : Издательство ЗАО «Камелот Паблишинг», 2012. – № 2 (февраль). – С. 62–69.
23. Тахаутдинов Ш.Ф., Ибрагимов Н.Г., Фадеев В.Г., Заббаров Р.Г., Ахметвалиев Р.Н., Тарифов К.М., Кадыров А.Х. Одновременно-раздельная эксплуатация двух пластов в ОАО «Татнефть» // Ежемесячный научно-технический и производственный журнал «Нефтяное хозяйство». – М. : ЗАО «Издательство «Нефтяное хозяйство», 2006. – № 3. – С. 58–61.
24. Цику Ю.К. Сургутнефтегаз: конструкции одновременно-раздельной и совместной добычи нефти // Научно-технический журнал «Нефтегазовая вертикаль». – 2013. – № 20. – С. 62–64.

References:

1. Antoniadi D.G., Savenok O.V., Shostak N.A. Theoretical bases of development of oil and gas fields : manual. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2011. – 203 p.
2. Bulatov A.I., Voloshchenko E.Yu., Kusov G.V., Savenok O.V. Ekologiya at construction of oil and gas wells : manual for students of higher education institutions. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2011. – 603 p.
3. Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repairs of oil and gas wells in 4 volumes. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2012–2015. – Т. 1–4.
4. Bulatov A.I., Savenok O.V. A workshop on discipline «Completion oil and gas wells» in 4 volumes : manual. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2013–2014. – Т. 1–4.
5. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremychuk R.S. Scientific bases and practice of development of oil and gas wells. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2016. – 576 p.

6. Bulatov A.I., Kachmar Yu.D., Savenok O.V., Yaremiychuk R.S. Osvoennya naftovy i gazovy sverdlovin. Science i practice : monograph. – Lviv : Spol, 2018. – 476 p.
7. Klimov V.V., Savenok O.V., Leshkovich N.M. Bases of geophysical surveys at construction and operation of wells on oil and gas fields. – Krasnodar : The publishing house is the South, 2016. – 274 p.
8. Maksutov R.A., Dobroskok B.E., Zaytsev Yu.V. Simultaneous separate operation of multi-bedded oil fields. – M. : Nedra, 1974. – 232 p.
9. Popov V.V., Bogush I.A., Tretiak A.Ya., Savenok O.V., Lavrentyev A.V. Search, reconnaissance and operation of oil and gas fields : manual. – Novochoerkassk : YuRGPU (NPI), 2015. – 322 p.
10. Popov V.V., Tretiak A.Ya., Savenok O.V., Kusov G.V., Shvets V.V. Geophysical researches and works in wells : manual. – Novochoerkassk : Lik, 2017. – 326 p.
11. Savenok O. V. Optimization of functioning of the operational equipment for increase in efficiency of oil-field systems with the complicated production conditions. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2013. – 336 with
12. Savenok O.V., Arutyunyan A.S., Shalskaya S.V. Interpretation of results of hydrodynamic researches : manual. – Krasnodar : Prod. FGBOOU WAUGH of «KubGTU», 2017. – 203 p.
13. Afanasyev V.A., Bastrikov S.N., Popov V.A. A state, problems and the prospects of development on multibedded fields of Western Siberia of simultaneous and separate operation of the UETsN wells // News of higher educational institutions. Oil and gas. – Tyumen : Publishing house of the Tyumen industrial university, 2015. – № 1. – P. 19–25.
14. Afanasyev V.A., Zakharov V.A., Zakharov I.V., Matveev S.N., Tsik Yu.K. Problems of implementation of technology of simultaneous and separate operation on multibedded fields of Russia // the Monthly scientific and technical and production magazine «Neftyanoye Hozyaystvo». – M. : CJSC Neftyanoye hozyaystvo Publishing House, 2011. – № 7. – P. 94–97.
15. Balangding L.N., Gribennikov O.A., Sviridova I.A. Current state of work of production wells depending on bottomhole pressure // Bulatovsky readings: materials II of the International scientific and practical conference (on March 31, 2018) in 7 volumes : the collection of articles / under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2018. – T. 2 in 2 h: Development of oil and gas fields. – Part 1. – P. 65–69.
16. Berezovsky D.A., Lavrentyev A.V., Savenok O.V., Koshelev A.T. Development of physical and chemical models and methods of forecasting of a condition of breeds collectors // Monthly scientific and technical and production magazine «Neftyanoye Hozyaystvo». – M. : CJSC Neftyanoye hozyaystvo Publishing House, 2014. – № 9. – C. 84–86.
17. Vafin R.V., Vafin T.R., Shchekaturova I.Sh. About experience of development of joint and heteronymic layers with use of technology of simultaneous and separate operation // the Scientific and technical magazine «Neftepromyslovoye Delo». – M. : VNIIOENG, 2014. – № 8. – P. 5–11.
18. Gadzhiyev A.A. About the prospects of further development of low-permeability zones // Bulatovsky readings: materials II of the International scientific and practical conference (on March 31, 2018) in 7 volumes : the collection of articles / under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2018. – T. 2 in 2 h: Development of oil and gas fields. – Part 1. – P. 105–106.
19. Garifov K.M. History and the current state of the equipment and ORE technology of layers in JSC Tatneft // the Technological oil and gas magazine «Inzhenernaya Prak-tika». – 2010. – № 1. – P. 19–29.
20. Ivanovski V.N. Simultaneous and separate operation and «intellectualization» of wells: yesterday, today, tomorrow // Technological oil and gas magazine «Inzhe-nernaya Praktika». – 2010. – № 1. – P. 4–15.
21. Povarova L.V., Yakovina A. S., Daniyelyan G.G. Calculation of reserves of oil and the dissolved Kowalewski's gas the field // Bulatovsky readings: materials II of the International scientific and practical conference (on March 31, 2018) in 7 volumes : the collection of articles / under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2018. – T. 2 in 2 h: Development of oil and gas fields. – Part 2. – P. 89–100.
22. Solovyova V.N., Kolbunov M.G., Savenok O.V. A method of development of oil fields with the interacting objects // the Territoriya NEFTEGAZ Magazine. – M. : CJSC Camelot Publishing publishing house, 2012. – № 2 (February). – P. 62–69.
23. Takhautdinov Sh.F., Ibragimov N.G., Fadeyev V.G., Zabbarov R.G., Akhmetvaliyev R.N., Tariffs K.M., Kadyrov A.H. Simultaneous and separate operation of two layers in JSC Tatneft // the Monthly scientific and technical and production magazine «Neftyanoye Ho-zyaystvo». – M. : CJSC Neftyanoye hozyaystvo Publishing House, 2006. – № 3. – P. 58–61.
24. Tsiku Yu.K. Surgutneftegas: designs of simultaneous and separate and joint oil production // Scientific and technical magazine «Neftegazovaya Vertikal». – 2013. – № 20. – P. 62–64.