

**ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОЕ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ
ОБОСНОВАНИЕ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ
ЧУМАКОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

**GEOLOGICAL AND FEASIBILITY STUDY
OF DEVELOPMENT OPTIONS
FOR THE CHUMAKOVSKOYE FIELD**

Шерстюченко Евгений Николаевич

мастер по добыче нефти и газа.

ООО «НК «Приазовнефть»

sherstuchenko@priazovneft.ru

Аннотация. В статье приведено геолого-промысловое и технико-экономическое обоснование вариантов разработки Чумаковского месторождения. Построены геологические и емкостные модели Чумаковского месторождения, осуществлён прогноз основных показателей разработки, доказана экономическая эффективность рентабельной разработки месторождения с применением заводнения.

Ключевые слова: подсчёт запасов нефти и растворённого газа; анализ текущего состояния и эффективности применяемой технологии разработки; обоснование принятой методики прогноза технологических показателей разработки; обоснование выделения эксплуатационных объектов; обоснование расчётных вариантов разработки; технологические показатели вариантов разработки; экономическая оценка вариантов разработки.

Sherstyuchenko Evgeniy Nikolaevich

Master in oil and gas production

LLC «Oil Company «Priazovneft»

sherstuchenko@priazovneft.ru

Annotation. The article provides a geological and feasibility study of development options for the Chumakovskoye field. Geological and capacitive models of the Chumakovskoye field were built, the forecast of the main development indicators was carried out, the economic efficiency of profitable field development using waterflooding was proved.

Keywords: oil and dissolved gas reserves calculation; analysis of the current state and effectiveness of the applied development technology; justification of the adopted method of forecasting technological indicators of development; justification for the allocation of operational facilities; justification of design options for development; technological indicators of development options; economic evaluation of development options.

Общие сведения о месторождении

Результаты поискового бурения, проведённого в 2002–2005 году на Губернаторской, Свистельниковской и Войсковой площадях осевой части Темрюкской синклинали, указывают на низкий коэффициент нефтезаполнения чокракских коллекторов криптодиапировых поднятий Свистельниковского дистального конуса выноса. Наиболее вероятной причиной низкого КНГ является отсутствие эффективной покрышки вследствие дизъюнктивной дислоцированности чокрак-сарматских отложений.

При оценке дальнейших перспектив нефтегазоносности антиклинальных объектов осевой части Темрюкской синклинали одним из ключевых поисковых критериев становится флюидодинамическая закрытость ловушки. С этой точки зрения первоочередным объектом бурения было выбрано Чумаковское поднятие, представляющее пологую, малоамплитудную складку, характеризующуюся ненарушенностью как целевых чокракских, так и перекрывающих караган-сарматских отложений. Это позволяло предполагать для поднятия наличие эффективной покрышки и, следовательно, сохранность залежи.

В 2005 году на Чумаковском поднятии, выявленном по сейсмическим данным, пробурена поисковая скважина № 1, вскрывшая в пачке IIIO нижнего чокрака высокодебитную залежь нефти. С использованием скважин на площади выполнена высокоразрешающая скважинно-наземная электроразведка методом ВП, позволившая детализировать строение залежи. В 2006 пробурена разведочная скважина № 2, позволившая уточнить границы залежи и оперативно уточнить запасы углеводородов.

Открытие Чумаковского месторождения позволило рассматривать Лимано-Плавневую зону осевой части Темрюкской синклинали как приоритетное нефтепоисковое направление на лицензионной территории и активизировало геолого-геофизические работы на прилегающих к Чумаковской структуре поднятиях.

По административному делению Чумаковское месторождение (рис. 1) расположено на территории Темрюкского района Краснодарского края, в 140 км северо-западнее краевого центра. Ближайшими крупными населёнными пунктами к месторождению является портовый город Темрюк, расположенный в устье реки Кубани, и станция Курчанская.



Рисунок 1 – Обзорная карта района работ

Подсчёт запасов нефти и растворённого газа

Впервые оперативный подсчёт запасов нефти и растворённого газа по Чумаковскому месторождению выполнен на 01.01.2006 г. после бурения и получения нефти из пачки III0 в скважине № 1. Начальные запасы нефти по категории С₁ составили 1398,5 / 629,3 тыс. тонн (балансовые / извлекаемые), растворённого газа 201,3 млн м³, по категории С₂: нефти – 2601,3 / 1170,6 тыс. тонн, растворённого газа – 374,3 млн м³.

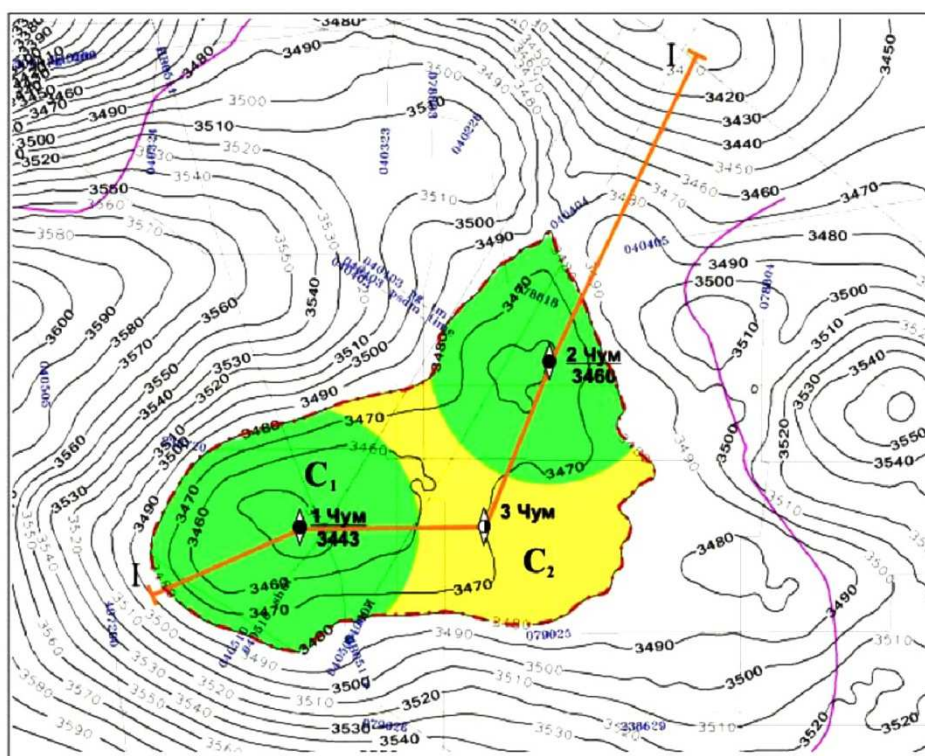
В 2006 году на площади пробурена скважина № 2 Чумаковская. При освоении пачки III₀ получен промышленный приток нефти и растворённого газа. По результатам бурения и освоения скважины № 2 проведён повторный оперативный подсчёт запасов УВ на 21.08.2006 г.

С учётом бурения скважины № 2 Чумаковской и переинтерпретации материалов сейсморазведки 3D проведено уточнение структурной карты пачки III₀ чокракского яруса, выполнен прогноз распространения коллекторов и определение эффективных толщин в межскважинном и окоскважинном пространстве.

Площадь подсчёта запасов категории C₁ соответствует радиусу дренажа 750 м вокруг скважин №№ 1 и 2.

В качестве геолого-геофизической основы при подсчёте запасов по залежи пачки III₀ использованы:

- подсчётный план, составленный на основе структурной карты (рис. 2) по кровле продуктивной пачки III₀ и карты эффективных нефтенасыщенных толщин;
- результаты интерпретации материалов ГИС, лабораторные исследования керна и нефтей.



Условные обозначения

 Изогипсы кровли пачки III ₀	 Линия сейсмогеологического и сейсмического разрезов I-I
 Контур распространения коллекторов пачки III ₀	 040322 – Линия временного сейсмического разреза 2Д
 Линия ВНК: 1-внешний контур; 2-внутренний контур	 1 Чум 3443 Номер скважины, индекс площади Абсолютная отметка кровли пачки III ₀
 Линии равных эффективных толщин пачки III ₀	 1 2 Скважины: 1- давшая приток нефти; 2 - в бурении
 Линии равных эффективных нефтенасыщенных толщин пачки III ₀	 C ₁ C ₂ Поле запасов нефти категории C ₁ и C ₂

Рисунок 2 – Структурная карта кровли пачки III₀ Чумаковского месторождения

Анализ результатов гидродинамических исследований скважин и пластов, результатов пробной эксплуатации, характеристики режимов эксплуатации и динамики продуктивности скважин

Поисковая скважина № 1 площади Чумаковская закончена бурением и опробована в ноябре 2005 года. В результате опробования получен промышленный приток

углеводородов, и скважина введена в пробную эксплуатацию. В процессе опробования скважины проводились гидродинамические исследования методами установившихся отборов и снятием кривой восстановления давления. В апреле 2006 года режимные исследования были повторены. В июне 2006 года закончена бурением и опробована разведочная скважина № 2 Чумаковская. В процессе опробования скважины также проводились гидродинамические исследования методами установившихся отборов и снятием кривой восстановления давления. В июле 2006 года проведено гидропрослушивание в целях определения гидродинамической связи между скважинами №№ 1 и 2 и определения фильтрационных параметров пласта. В октябре 2006 года в скважине № 2 выполнен замер пластового давления.

В таблице 1 приведены все данные исследований скважин методом установившихся отборов. Для определения коэффициента продуктивности и снятия индикаторных диаграмм использовались штуцера диаметром от 6 до 10 мм в прямой и обратной последовательности. Скважина № 1 исследовалась на штуцерах от 6 до 10 мм, значения депрессий изменялись в пределах от 1,8 до 3,6 МПа. Скважина № 2 исследовалась на штуцерах от 7 до 10 мм, значения депрессий изменялись в пределах от 3,5 до 6,2 МПа. Для обеих скважин характерна прямолинейная зависимость между дебитом и депрессией на пласт.

Коэффициент продуктивности по скважине № 1 изменялся в пределах от 138 до 165 м³/сут.·МПа. Наибольшие значения коэффициента продуктивности соответствовали значению штуцера 10 мм. Коэффициент продуктивности по скважине № 2 изменялся в пределах от 80 до 85 м³/сут.·МПа, значения депрессий изменялись в пределах от 3,5 до 6,2 МПа. Наибольшие значения коэффициента продуктивности соответствовали значению штуцера 7 мм. При последующих исследованиях в скважине № 1 определялся коэффициент продуктивности только на одном режиме, и основное внимание уделялось снятию кривой восстановления давления и определению текущего пластового давления.

При всех исследованиях определялись характеристики пласта – коэффициенты проницаемости, гидропроводности и пьезопроводности, оценивалась величина скин-фактора призабойной зоны пласта. На рисунке 3 представлена кривая восстановления давления по скважине № 1 Чумаковская по результатам исследований, выполненных в апреле 2016 года. Проницаемость пласта по результатам гидродинамических исследований варьирует в пределах 0,069–0,263 мкм², а величина скин-фактора от 1,4–1,6 по скважине № 1 до минус 1,6 по скважине № 2. Коэффициент гидропроводности изменяется от 1,023 до 6,4 мкм²·м/МПа·с, коэффициент пьезопроводности – от 0,134 до 0,509 м²/с.

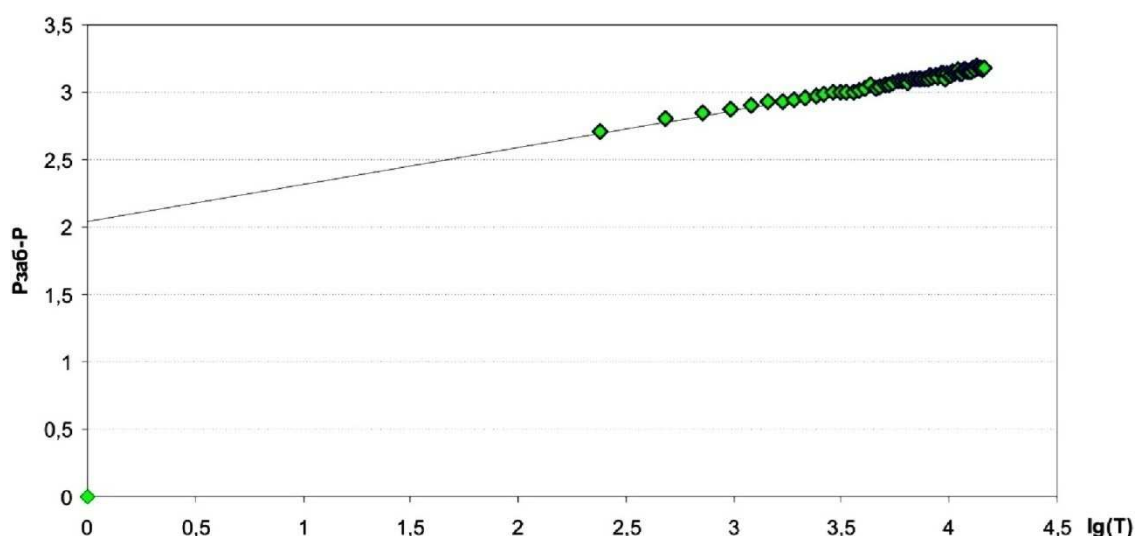


Рисунок 3 – Кривая восстановления давления по скважине № 1 Чумаковская

Результаты гидропрослушивания пласта по схеме скважина № 1 возмущающая и скважина № 2 реагирующая позволили оценить параметры пласта в межскважинной зоне.

Таблица 1 – Результаты исследования скважин и пластов Чумаковского месторождения

Диаметр штуцера, мм	Дебит нефти, м ³ /сут.	Дебит жидкости, м ³ /сут.	Дебит газа, м ³ /с	Пластовое давление, МПа	Забойное давление, МПа	Обводнённость продукции, %	Депрессия, МПа	Коэффициент продуктивности, м ³ /сут.·МПа	Газовый фактор, м ³ /м ³
скважина № 1 Чумаковская									
6,2	250,4	250,4	73691		59,3	0	1,81	138,5	294,3
7,3	410,4	410,4	117787		58,6	0	2,48	165,8	287,0
8,3	483,6	483,6	128186		58,07	0	3,04	158,8	265,1
9,1	564,0	564,0	–		57,5	0	3,60	156,5	
8,3	459,6	459,6	127109		58,0	0	3,07	149,5	276,6
7,3	411,2	411,2	107188		58,4	0	2,68	153,3	260,7
6,2	281,6	281,6	73386		59,2	0	1,95	144,7	260,6
0,0	–	–	–	61,11	60,8	0	–		
6,2	296,0	296,0	76650		59,2	0	1,91	155,2	259,0
10,0	540,0	540,0	248711		50,728	0	3,54	152,7	460,6
0,0				54,27					
10,0	485,0	485,0	264429		47,4	0	2,93	165,8	545,2
0,0				50,33					
скважина № 2 Чумаковская									
7	300,8	300,8	68055		48,26	0	3,5	85,7	226,2
8	362,8	362,8	83500		47,4	0	4,4	83,4	230,2
10	501,6	501,6	128900		45,5	0	6,2	80,6	257,0
0	–	–	–	51,76	51,7		–		
9	424,8	424,8	106600		46,9	0	4,8	88,1	250,9

Проницаемость пласта по заключению равна $0,354 \text{ мкм}^2$, величина гидропроводности существенно не изменилась – $6,46 \text{ мкм}^2/\text{МПа}\cdot\text{с}$, пьезопроводность увеличилась до $7,6 \text{ м}^2/\text{с}$. Кроме того, выявлено наличие границ пласта, для достоверного определения которых требуется остановка обеих скважин на 2–4 суток.

Результаты гидродинамических исследований свидетельствуют о дренировании обеими скважинами одной залежи нефти и высоких фильтрационных характеристиках продуктивного горизонта.

Анализ текущего состояния и эффективности применяемой технологии разработки

В пробной эксплуатации скважины №№ 1 и 2 Чумаковские находятся до настоящего времени. Скважины эксплуатируются фонтанным способом с высокими устьевыми давлениями. Воды в продукции скважин практически нет. Никаких осложнений в работе скважин до настоящего времени не выявлено. Работа скважин №№ 1 и 2 характеризуется устойчивой работой практически на одном режиме – 10 и 7 мм соответственно.

В период пробной эксплуатации дебит скважин по нефти не превышал 434 тонн/сут. в начальный период при стабильном газовом факторе. В последующем, по мере снижения пластового давления, дебит нефти постепенно снижался и к настоящему времени не превышает 330 тонн/сут. по скважине № 1 и 210 тонн/сут. по скважине № 2. В последние месяцы отмечается увеличение газового фактора по скважине № 1 в среднем до значений 600–650 $\text{м}^3/\text{т}$, что вызывает сомнение в достоверности определения давления насыщения или результатов разгазирования при исследовании глубинных проб продукции.

При проведении гидродинамических исследований регулярно контролировались пластовая температура и пластовое давление в залежи. Пластовая температура колебалась в незначительных пределах 121–122 °С.

Изменение пластового давления в условиях замкнутой залежи является основным показателем, определяющим и правильность определения подсчётных параметров на ранней стадии проектирования и возможность надёжного прогноза последующей разработки залежи. Пластовое давление в скважине замерялось регулярно (через каждые 3–4 месяца). Близость значений пластового давления позволяет замерять его величину при той же периодичности по одной из них. Использовался глубинный геликсный манометр МГН-2-600.

Для анализа динамики пластового давления все замеры были приведены к одной плоскости – 3453,5 м (абсолютная отметка середины фильтра в скважине № 1 Чумаковская).

Упругий режим разработки залежи при неизменной температуре пласта предполагает чёткую прямолинейную зависимость между отборами углеводородов и пластовым давлением, т.е. предполагает определённую добычу нефти на единицу снижения пластового давления.

В целях подтверждения этого довода на рисунке 4 показана зависимость пластового давления от суммарного отбора жидкости (в связи с отсутствием воды в продукции в качестве второй координаты использована суммарная добыча нефти) по продуктивному горизонту. Пластовое давление соответствует замеренному при исследовании скважин, накопленная добыча нефти приведена на тот же период. В связи с тем, что текущее пластовое давление не достигло давления насыщения, изменение объёмного коэффициента нефти от давления не учитывалось.

Фактические точки отражают динамику работы скважин – равномерное снижение давления по мере отбора продукции. Интерпретация фактической кривой проведена по прямолинейной и экспоненциальной зависимости. Следует отметить, что по кривой утверждённые извлекаемые запасы (1360 тыс. тонн) не подтверждаются при работе залежи на естественном режиме эксплуатации (упругий режим разработки, переходящий в режим растворённого газа). За счёт собственных энергетических ресурсов из пласта можно извлечь 500–650 тыс. тонн нефти, которые отбираются при пластовом давлении, по экспоненциальной зависимости равном 17,0 МПа, что является условием фонтанирования скважин на чистой нефти.

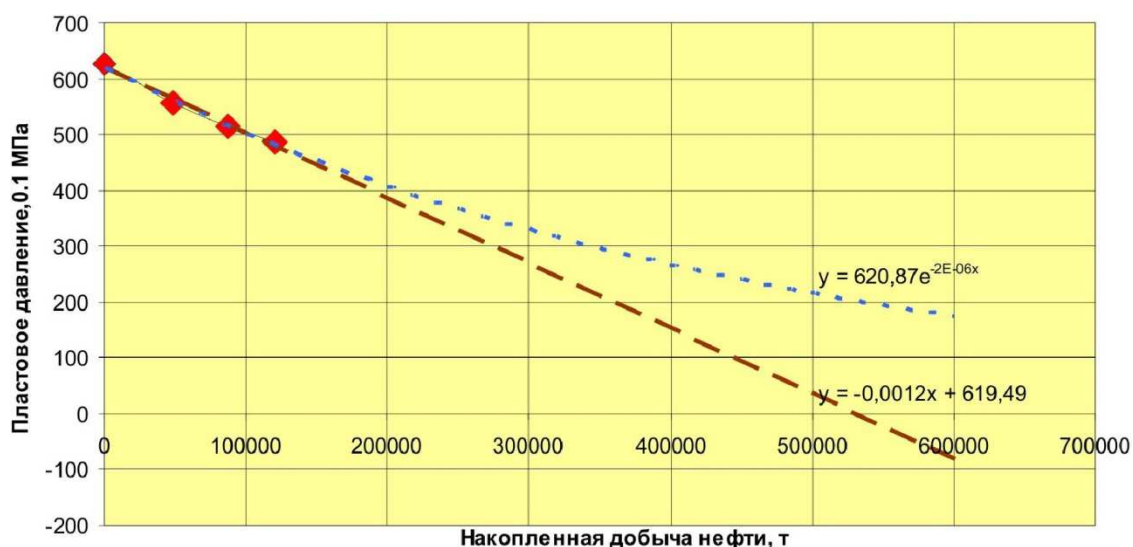


Рисунок 4 – Зависимость накопленной добычи нефти от пластового давления Чумаковского месторождения

На рисунке 5 представлено сопоставление динамики добычи нефти и пластового давления по наиболее выработанным месторождениям Сладковско-Морозовского нефтегазоносного района. Чумаковское месторождение по извлекаемым запасам всех представленных залежей наиболее близко к крупным месторождениям – Морозовскому и Западно-Беликовскому.

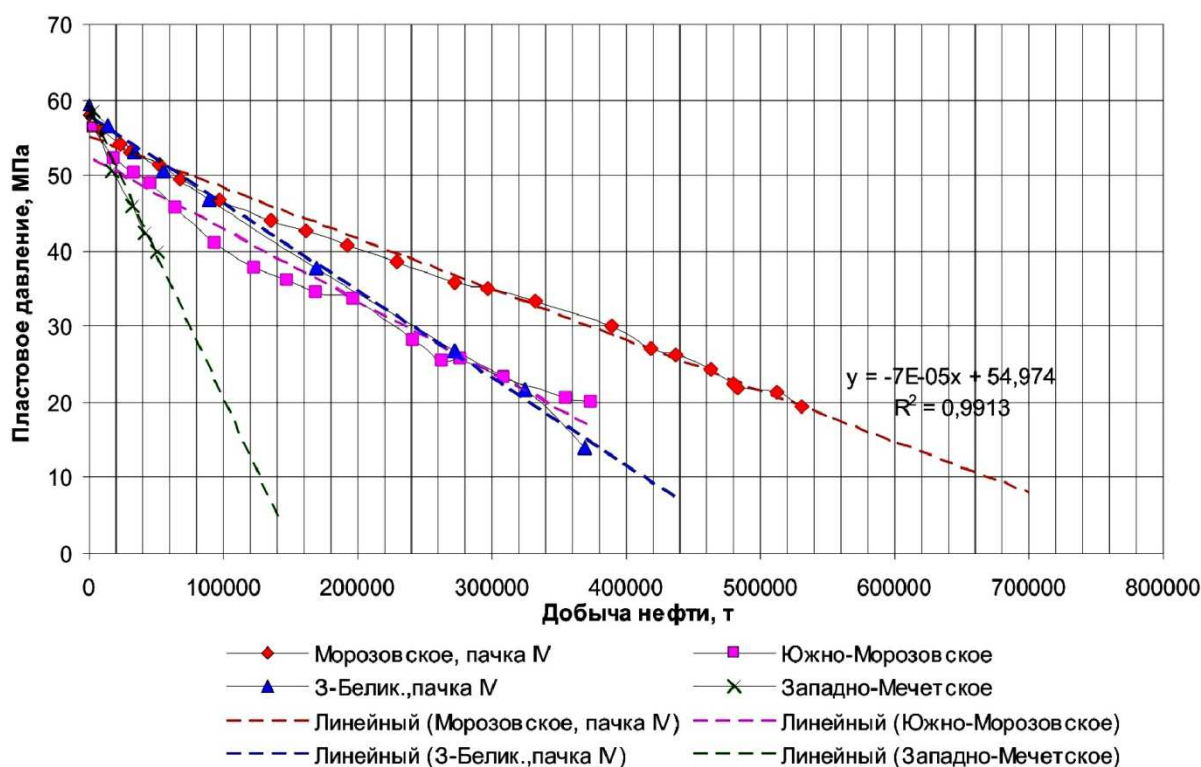


Рисунок 5 – Сопоставление динамики добычи нефти и пластового давления по Морозовскому, Южно-Морозовскому и Западно-Беликовскому месторождения

Этот анализ приводит к следующему выводу – извлекаемые запасы нефти месторождения только за счёт собственных запасов энергии выработать не представляется возможным.

Наибольшим по извлекаемым запасам нефти является IV пачка Морозовского месторождения, где при пластовом давлении 15,0 МПа достигнута добыча 540 тыс. тонн на естественном (упругом, переходящем в режим растворённого газа) режиме.

Извлекаемые запасы Южно-Морозовского и IV пачки Западно-Беликовского месторождений несколько уступают запасам Морозовского месторождения. По Южно-Морозовскому месторождению добыто 430 тыс. тонн нефти и по IV пачке Западно-Беликовского месторождения извлечено 460 тыс. тонн нефти.

Чумаковское месторождение по характеру поведения зависимостей практически совпадает с Морозовским месторождением.

Другой характерной зависимостью работы аналогичных залежей является зависимость удельных отборов нефти, приходящихся на единицу падения пластового давления. На рисунке 6 приведена такая зависимость по IV пачке Морозовского месторождения, а на рисунке 7 такая же зависимость по Чумаковскому месторождению.

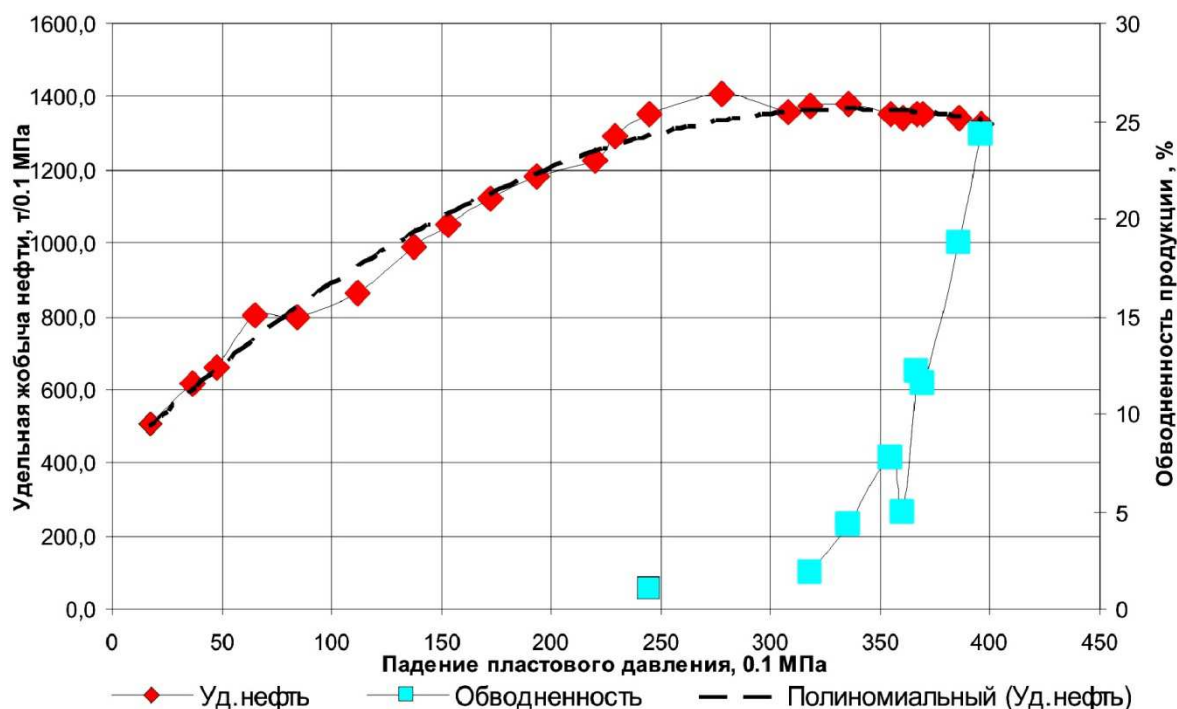


Рисунок 6 – Зависимость удельной добычи нефти на 1 атм. от падения пластового давления по Морозовскому месторождения (пачка IV)

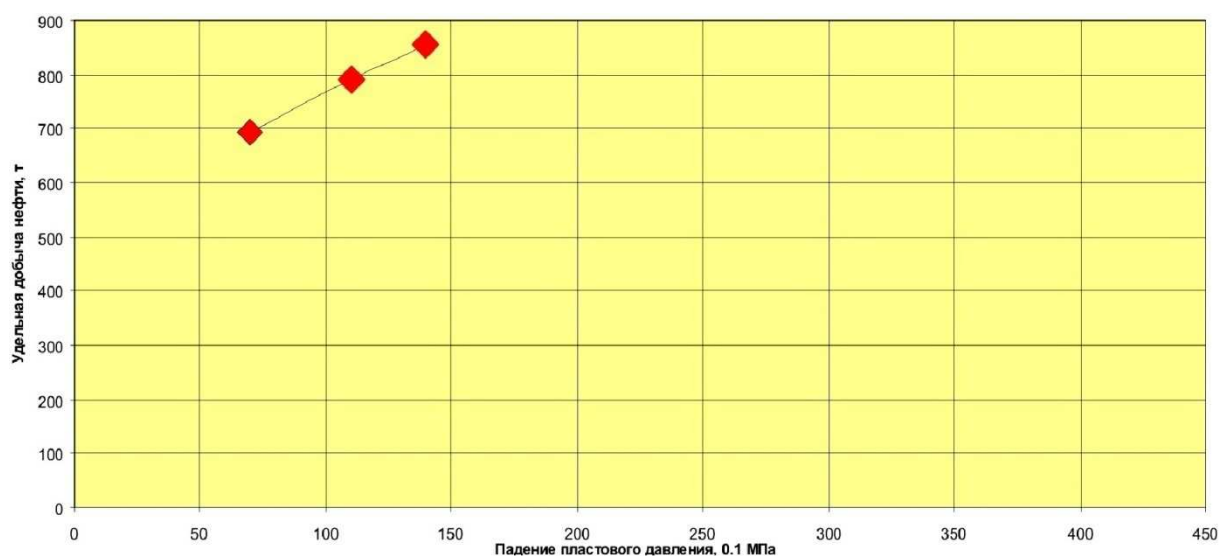


Рисунок 7 – Зависимость удельной добычи нефти на 1 атм. падения пластового давления по Чумаковскому месторождению

Начальные точки зависимостей практически совпадают, однако значения удельных отборов нефти по Морозовскому месторождению к моменту падения пластового

давления на 15,0 МПа уже выше (более 1000 тонн), чем по Чумаковскому (870 тонн). Такой факт объясняется только режимам работы скважин – по Морозовскому месторождению в начальный момент скважины эксплуатировались на щадящих режимах, не превышавших 7–8 мм. В этом случае депрессионная воронка успевала охватывать всю залежь углеводородов, и дренировался весь нефтенасыщенный объём залежи. Более того, по Западно-Беликовскому месторождению характеристика отборов нефти от падения пластового давления за короткий период разработки залежи нефти IV пачки не отклонилась от прямолинейной зависимости, что связано только с интенсивными отборами.

Залежь нефти в пачке III₀ чокрака миоценовых отложений, открытая в новом нефтегазоносном районе, является по геолого-физическим свойствам коллекторов и насыщающих флюидов аналогичной месторождениям Сладковско-Морозовского участка.

Уникальное аномально высокое пластовое давление, почти вдвое превышающее гидростатическое на глубинах 3000–3500 м исключают традиционные как методы подсчёта запасов, так и подходы к разработке таких месторождений. Большие глубины и АВПД позволяют выполнить подсчёт запасов углеводородов практически только по результатам интерпретации сейсмических данных, которые, несмотря на ускоренное развитие, не могут надёжно оценить границы залежей, развитие или уменьшение песчаных тел небольшой толщины (менее 10 м) внутри залежи, наличие водонасыщенной области и даже начальную нефтенасыщенность коллектора в условиях слабоминерализованных вод чокракских отложений.

Аномально высокое пластовое давление привнесло дополнительные осложнения в процесс разработки литологически и тектонически замкнутых залежей нефти. Во-первых, технически невозможно применение традиционного заводнения для поддержания пластового давления в начальный период разработки месторождений из-за больших значений давления, объёмных коэффициентов нефти (1,8–3,5) и отсутствия фонда скважин на начальном этапе разработки. Во-вторых, отсутствие достоверных данных о режиме работы залежей до момента падения пластового давления на 10,0–15,0 МПа и запасах не позволяют своевременно организовать систему ППД.

Обоснование принятой методики прогноза технологических показателей разработки

Способы схематизации пластов и методы расчёта технологических показателей разработки

Выбор методики расчёта технологических показателей обосновывается, исходя из степени изученности месторождения, геологического строения пластов, типа коллекторов, их фильтрационных характеристик, неоднородности, режимов эксплуатации залежи, стадий и возможных вариантов разработки, размеров залежи, физико-химических свойств коллекторов и насыщающих их флюидов, накопленного опыта разработки месторождений подобного типа и т.д. Для повышения качества расчётов, надёжности и точности прогнозирования процесса нефтеизвлечения на всех стадиях проектирования было использовано современное программное обеспечение по геолого-технологическому моделированию процесса разработки залежей нефти и газа «EclipseOffice» компании «GeoQuest». Используемое при моделировании горизонта III₀ Чумаковского месторождения программное обеспечение «Eclipse 100» является трёхкомпонентной моделью смешивающегося вытеснения.

Построение цифровой геологической и фильтрационной моделей объекта как основы для проектирования разработки

Построение трёхмерной геологической модели производилось согласно «Регламенту по созданию ПДГТМ нефтяных и газовых месторождений» (РД 153-39.0-047-00). Использовались программные продукты «GeoFrame», «Petrel».

Данные сейсморазведки использовались для выделения тектонических нарушений, палеотектонического анализа и для построения структурных карт.

В построении геолого-гидродинамической модели Чумаковского месторождения участвовали 2 эксплуатационные скважины.

Создание геологической модели пласта III₀ Чумаковского месторождения началось с корректировки и уточнения структурных поверхностей с использованием данных сейсморазведки, а также материалов бурения вертикальных скважин, их испытания и фациального анализа. Была проведена детальная корреляция продуктивного горизонта III₀, по результатам которой были построены схемы корреляции. На основании вышеизложенного были построены схематические геолого-геофизические профиля, схематические литолого-фациальные карты, построены карты по геологической кровле пласта III₀, карты по кровле коллектора, карты эффективных толщин и карты пористости.

Фильтрационная модель является инструментом для исследования самых разнообразных вопросов на конкретной залежи с помощью численных расчётов на компьютере. Цифровая фильтрационная модель представляет объект в виде двухмерной или трёхмерной сетки ячеек, каждая из которых характеризуется набором идентификаторов и параметров, как и в геологической модели, но дополнительно включает динамические характеристики пластовых процессов и промысловые данные по скважинам. Это данные о конструкции скважин, годовые данные о дебитах (расходах) фаз, режиме работы, данные о пластовом и забойном давлении, ГТМ.

Фильтрационное моделирование горизонта III₀ Чумаковского месторождения выполнено с помощью расчётной программы «Eclipse 100», которая реализует численное решение системы уравнений, описывающих фильтрацию пластовых флюидов и закачиваемых агентов в пласте с учётом их взаимодействия с породой, межфазных явлений и фазовых переходов.

При построении сетки модели Чумаковского месторождения руководствовались следующими принципами:

- обеспечение учёта всех крупномасштабных деталей строения пласта (неоднородность, слоистость, выклинивания, сбросы);
- для обеспечения точности расчётов геометрические размеры ячейки сетки фильтрационной модели обеспечивали размещение между скважинами не менее 3–5 ячеек.

Данные условия предусмотрены «Регламентом по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газовых месторождений» (РД 153-39.0-047-00).

Геологическая сетка модели месторождения выполнена по методике геометрии угловой точки и имеет размеры: по X – 104 ячеек, по Y – 86 ячеек и по Z – 60 ячеек. Общее число ячеек модели пласта III₀ Чумаковского месторождения составляет 536640 ячеек. Геометрические размеры одной ячейки по X – 50 м, по Y – 50 м, по Z изменяются в пределах от 0,02 до 0,20 м.

Расхождение балансовых запасов нефти модели горизонта III₀ Чумаковского месторождения не превышает 3 % (табл. 2).

Таблица 2 – Сопоставление запасов и средних параметров модели пласта III₀ Чумаковского месторождения с утверждёнными

Пласт		Коэффициент пористости	Коэффициент нефтенасыщенности	Пересчётный коэффициент	Плотность нефти, г/см ³	Начальные балансовые запасы нефти, тыс. тонн
III ₀	Утверждённые	0,237	0,772	0,585	0,802	3023,1
	Модель	0,229	0,772	0,585	0,802	3109,3
	Расхождение, %	3,4	0	0	0	2,9

Используемая математическая модель позволяет выполнить гидродинамические расчёты, учитывающие ряд факторов, определяющих картину фильтрации: многопластовый характер эксплуатационных объектов, зональную и слоистую неоднородность пластов, их линзовидность и прерывистость, интерференцию скважин, характер перемещения пластовых флюидов при различном порядке ввода и отключения сква-

жин и т.п. Решение задачи извлечения нефти с учётом перечисленных факторов обеспечивается проведением многократных расчётов представленной модели.

Поскольку залежь III₀ Чумаковского месторождения характеризуется наличием двух флюидов в пласте (нефть, насыщенная растворённым газом, и пластовая вода) и давление в пласте в процессе разработки может опуститься ниже давления насыщения, при моделировании процессов вытеснения нефти водой в данной модели использовалась трёхфазная математическая модель «чёрная нефть». Численное решение процессов фильтрации вязкой жидкости в пористой среде реализуется полностью неявным методом (Fully Implicit Solution Type).

Разрез модели залежи III₀ приведён на рисунке 8.

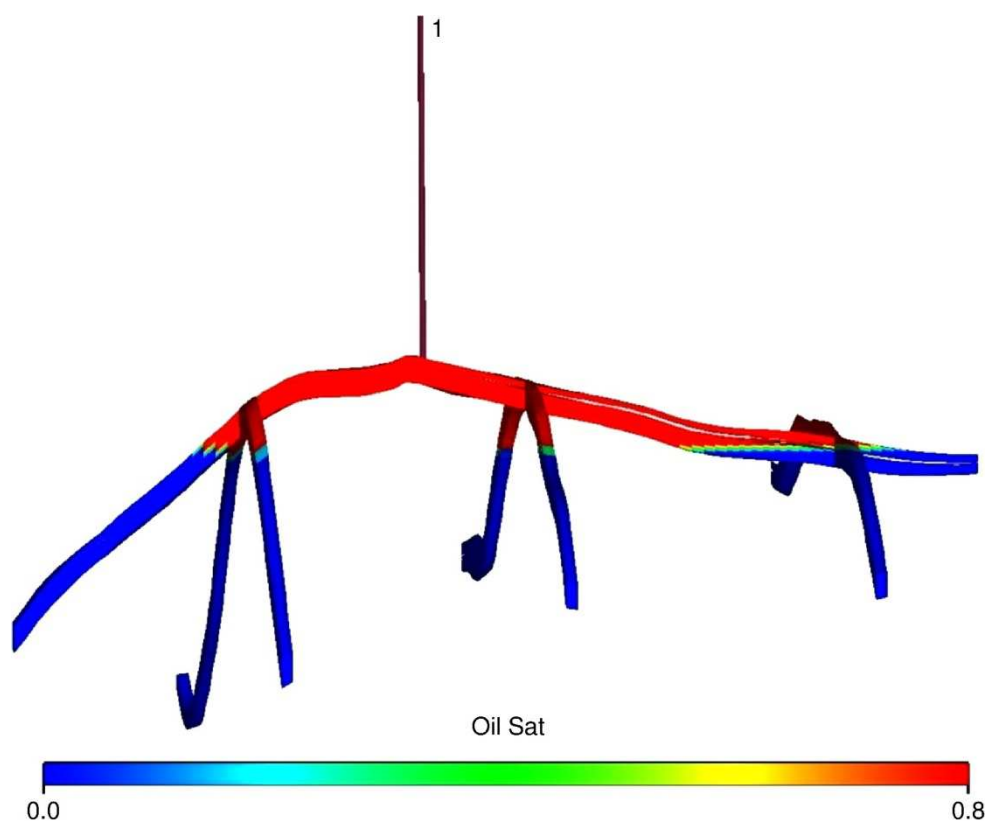


Рисунок 8 – Разрез модели залежи III₀ Чумаковского месторождения

Измерение характеристик пластов для создания моделей

Создание компьютерных геологических и фильтрационных моделей, адекватных реальному строению объектов и обеспечивающих оптимальность разработки, предъявляет повышенные требования к системе измерений геологических, геофизических, гидродинамических и промысловых характеристик. Данные о геологическом строении и характеристиках залежи, физико-химических свойствах флюидов и параметры добывающих и нагнетательных скважин, используемые в моделировании, уточнялись в процессе создания модели.

Исходная информация для создания математических моделей

В процессе построения математической фильтрационной модели была предоставлена достоверная информация в виде цифрового куба свойств. Также была предоставлена информация об истории разработки пласта III₀ Чумаковского месторождения с 17 ноября 2015 года по 1 октября 2016 года и информация о положении, траектории, конструкции и перфорации всех скважин. Проницаемость пород построена с учётом гидродинамических исследований керна данного месторождения.

Также при составлении гидродинамической модели пласта III₀ Чумаковского месторождения и расчёте технологических показателей предшествующего периода раз-

работки были согласованы показатели разработки с динамикой разбуривания скважин, добычи нефти, закачки воды, пластовых и забойных давлений, обводнённости продукции скважин и газовых факторов. В результате чего математическая модель, используемая для прогноза коэффициента нефтеизвлечения и технологических показателей, идентифицируется с реальными параметрами пласта по данным истории разработки месторождения.

Обработка и интерпретация исходных данных

В процессе идентификации истории разработки пласта уточнялись следующие параметры расчётной модели:

- геологические запасы нефти;
- проницаемость и гидропроводность пласта;
- коэффициенты продуктивности и приёмистости;
- функции модифицированных фазовых проницаемостей.

Значения параметров физических свойств флюидов и коллектора, используемые в PVT секции при моделировании залежи III₀ Чумаковского месторождения, сведены в таблицу 3.

Таблица 3 – Физические свойства флюидов и коллектора, используемые в PVT секции при моделировании пласта III₀ Чумаковского месторождения

№№ n/n	Показатель	Газ	Нефть	Вода	Порода
1	Плотность, кг/м ³	0,7663	802	1010	–
2	Вязкость, мПа · с	–	данные о дифференциальном разгазировании	0,5	–
3	Сжимаемость, 1/атм.	–	данные о дифференциальном разгазировании	4,35 · 10 ⁻⁵	4,50 · 10 ⁻⁵
4	Объёмный коэффициент, ед.	–	данные о дифференциальном разгазировании	–	–
5	Газовый фактор, м ³ /т	–	данные о дифференциальном разгазировании	–	–
6	Давление насыщения, МПа	–	21,4	–	–

Цифровая фильтрационная модель дополнительно включает в себя:

- значения относительных фазовых проницаемостей для отдельных участков месторождения;
- зависимости капиллярных давлений от насыщенности;
- данные PVT;
- массив скважин, который содержит интервалы перфорации, радиус скважины, коэффициенты продуктивности (приёмистости), сведения об ОПЗ, РИР, ГРП и др., охватывающие весь срок разработки объекта.

Аналитическая законтурная водоносная область не задавалась. В модели явно задана законтурная водоносная зона. В процессе воспроизведения существующей истории разработки добыча на месторождении моделировалась на основании существующей геологической модели. Фильтрационная модель корректировалась итеративным способом до тех пор, пока не оказался возможным процесс воспроизведения фактического распределения давления и многофазовое течение флюидов.

В процессе адаптации использован максимум всей имеющейся информации.

При адаптации геолого-гидродинамической модели пласта III₀ Чумаковского месторождения особое внимание было уделено построению модифицированных функций фазовых проницаемостей. Фазовые проницаемости подбирались путём идентифика-

ции с реальными параметрами пласта по данным истории разработки Чумаковского месторождения. Характеристика модифицированных фазовых проницаемостей залежи III₀ Чумаковского месторождения представлены на рисунках 9 и 10.

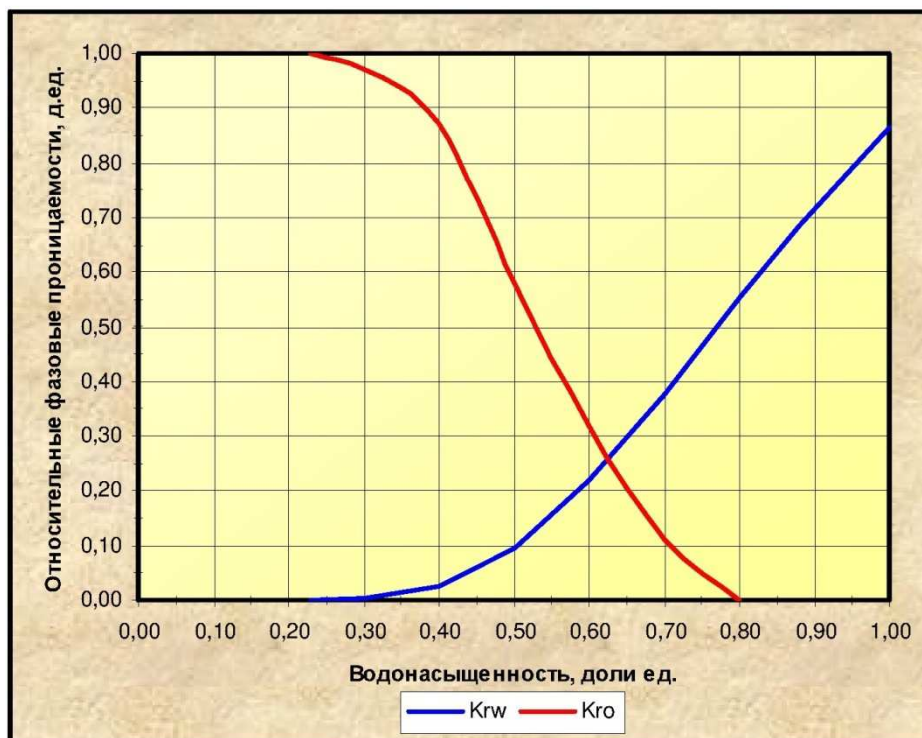


Рисунок 9 – Характеристика модифицированных фазовых проницаемостей в системе «нефть – вода» пласта III₀ Чумаковского месторождения

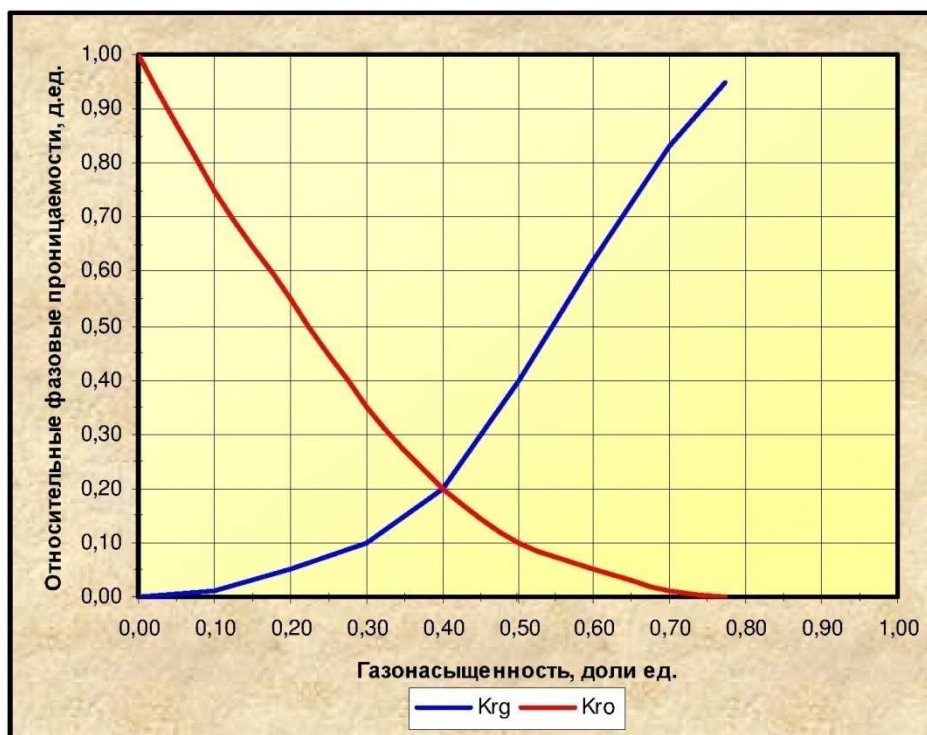


Рисунок 10 – Характеристика модифицированных фазовых проницаемостей в системе «нефть – газ» пласта III₀ Чумаковского месторождения

На рисунках 11 и 12 представлено распределение нефтенасыщенности в залежи III₀ Чумаковского месторождения на начало разработки и на 1 октября 2016 года со-

ответственно. Адаптация модели производилась по истории разработки залежи III₀ Чумаковского месторождения с 17 ноября 2015 года по 1 октября 2016 года. Сопоставление фактических и расчётных технологических показателей истории разработки залежи III₀ Чумаковского месторождения представлено на рисунке 13.

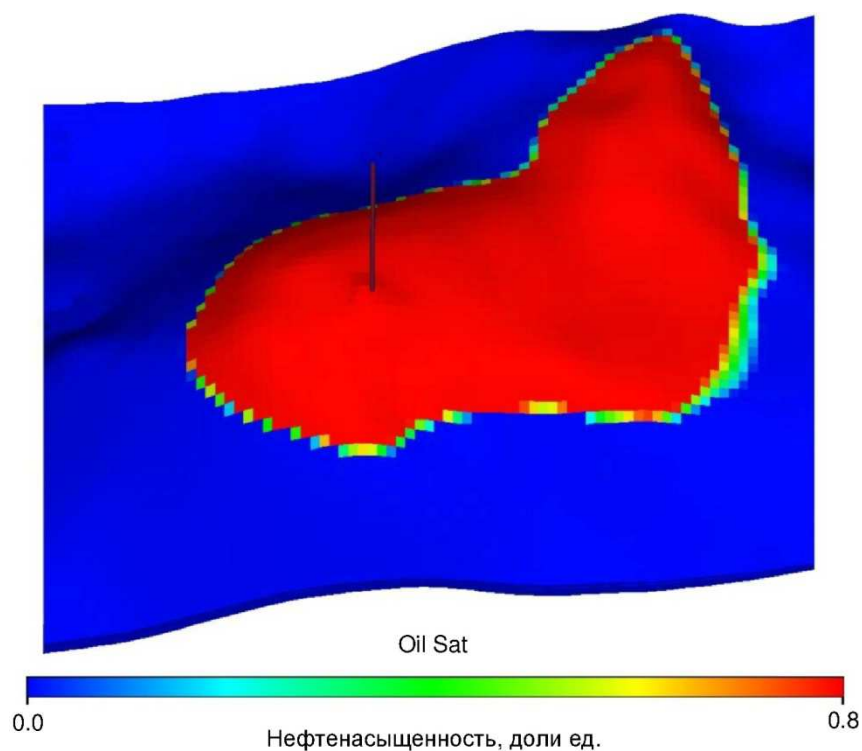


Рисунок 11 – Распределение нефтенасыщенности в залежи III₀ Чумаковского месторождения на начало разработки

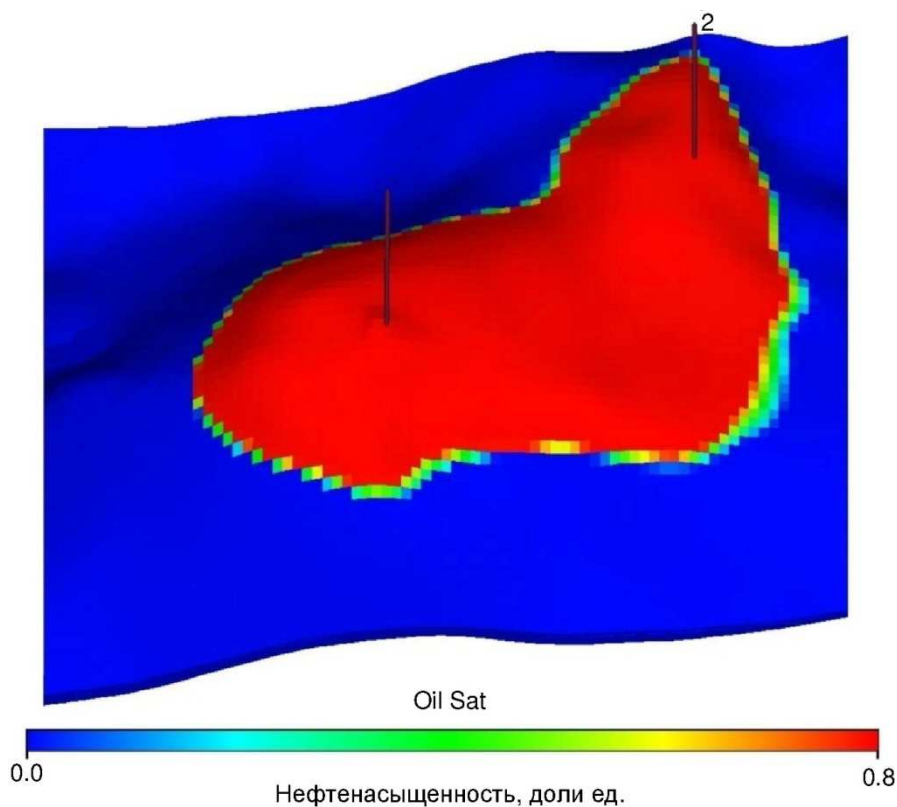


Рисунок 12 – Распределение нефтенасыщенности в залежи III₀ Чумаковского месторождения на 1 октября 2016 года

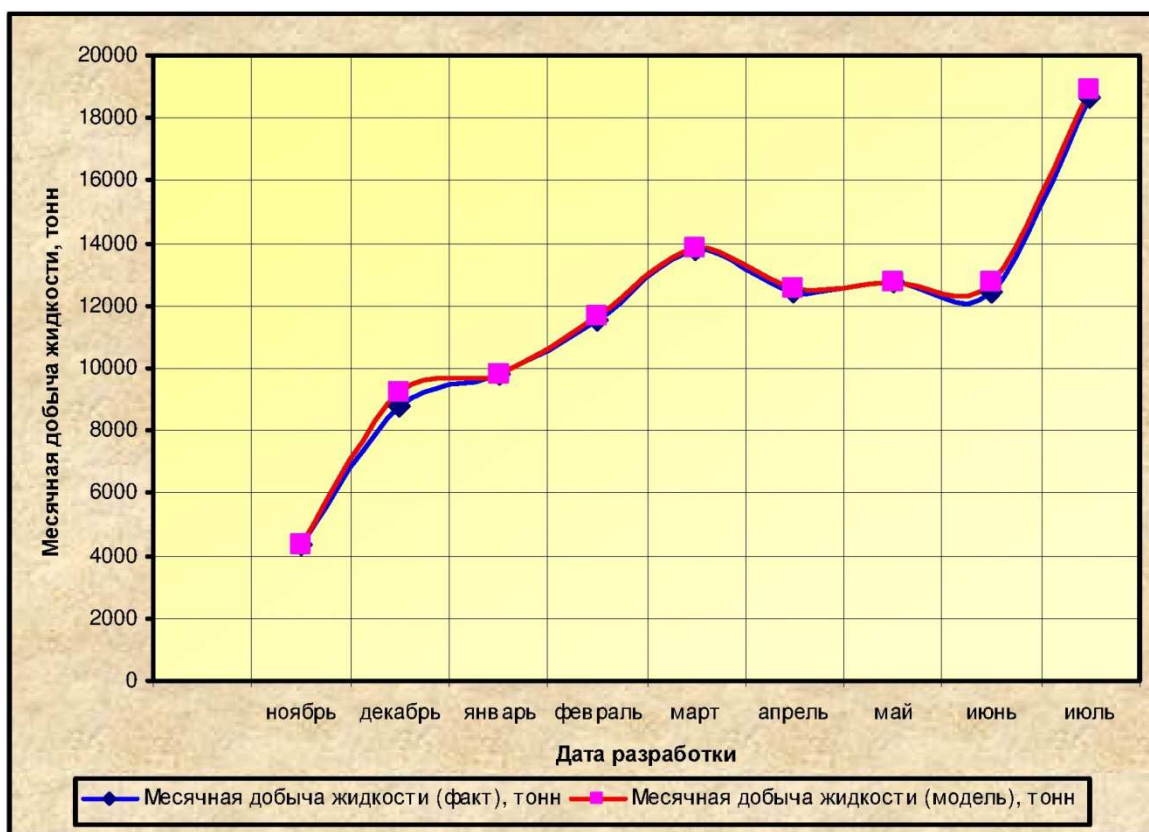


Рисунок 13 – Сопоставление модельной и фактической годовой добычи жидкости по объекту III₀ Чумаковского месторождения

Обоснование выделения эксплуатационных объектов

В пределах Чумаковского месторождения в районе скважин №№ 1 и 2 выявлена единственная залежь углеводородов пластового типа, приуроченная к пачке III₀ чокракского яруса миоценовых отложений. В этой связи данный пласт и рассматривается как единственный эксплуатационный объект.

Исходные геолого-физические характеристики пласта III₀ чокракских миоценовых отложений представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Геолого-геофизическая характеристика пласта III₀ Чумаковского месторождения

Параметры	пласт III ₀
1	2
Средняя глубина залегания, м	– 3460
Тип залежи	пластово-сводовая тектонически и литологически экранированная
Тип коллектора	терригенный, поровый
Площадь нефтеносности, тыс. м ²	4535
Средняя общая толщина, м	8,8
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	8,8
Пористость, %	0,237
Средняя начальная нефтенасыщенность, доли ед.	0,77
Остаточная нефтенасыщенность, доли ед.	0,13
Проницаемость, мкм ²	230
Коэффициент песчанности, доли ед.	1
Коэффициент расчленённости, ед.	2,5

Продолжение таблицы 4

Начальная пластовая температура, °С	120
Начальное пластовое давление, МПа	61,5
Вязкость нефти в пластовых условиях, МПа·с	0,3
Плотность нефти в поверхностных условиях, кг/м ³	790
Абсолютная отметка ВНК, м	-3480
Объёмный коэффициент нефти, доли ед.	1,8
Содержание серы в нефти, %	отсутствует
Содержание парафина в нефти, %	0,3
Давление насыщения нефти газом, МПа	21,3
Газосодержание нефти, м ³ /т	320
Вязкость воды в пластовых условиях, МПа·с	0,5
Плотность воды в пластовых условиях, кг/м ³	1010
Средняя продуктивность, ×10 м ³ /(сут.·МПа)	160

Обоснование технологий и рабочих агентов для воздействия на пласт

По результатам пробной эксплуатации скважин №№ 1 и 2 Чумаковского месторождения можно уверенно предполагать на возможность извлечения из залежи не более 600–700 тыс. тонн нефти на естественном режиме разработки не обеспечивает утверждённой нефтеотдачи 0,45. Геолого-физические особенности позволяют организовать систему заводнения для поддержания пластового давления только после снижения пластового давления в залежи до гидростатических значений. В связи с возможными потерями в добыче нефти и нефтеотдаче на режиме растворённого газа по месторождению предусматривается организация ППД путём закачки воды, но для этого необходимо бурение как минимум одной дополнительной скважины.

Учитывая высокую стоимость скважин, аномально высокое пластовое давление и отсутствие источников водоснабжения, организация заводнения будет капиталоемкой.

Обоснование расчётных вариантов разработки

В настоящее время залежь дренируется двумя скважинами. Как показал анализ, выработка запасов данными скважинами на существующих режимах за счёт собственных энергетических ресурсов пласта будет длиться до 2017 года, причём с 2019 года эксплуатация залежи будет осуществляться на режиме растворённого газа. Этот вариант является базовым. Во втором варианте предусматривается бурение и ввод дополнительной разведочной скважины № 3 и разработка залежи тремя скважинами на естественном режиме.

Третий вариант предусматривает после отработки скважины № 3 на нефть перевод её на закачку воды. По этому варианту будет осуществляться поддержание пластового давления выше давления насыщения и вытеснение нефти водой.

Для увеличения коэффициента охвата пласта вытеснением рассмотрен четвёртый вариант, предполагающий дополнительное бурение и ввод двух нагнетательных скважин в 2019 году.

Основные исходные характеристики расчётных вариантов разработки представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Основные исходные характеристики расчётных вариантов разработки пласта III₀ Чумаковского месторождения

Характеристики	Варианты			
	1	2	3	4
1	2	3	4	5
Режим разработки	упругий, с режимом растворённого газа		упруговодонапорный	
Количество скважин	2	3	3	5
Плотность сетки скважин, га/скв.	226	150	150	90

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4	5
Коэффициент охвата процессом вытеснения, доли ед.	0	0	0,63	0,66
Коэффициент использования фонда скважин, доли ед.	0,99	0,99	0,99	0,99
Принятый коэффициент компенсации отбора закачкой	0	0	100	120
Давление нагнетания на устье нагнетательных скважин, МПа	0	0	9,0	9,0

Технологические показатели вариантов разработки

Выполненный анализ разработки нефтяной залежи свидетельствует об упругом режиме работы залежи и начале режима растворённого газа в зоне дренирования запасов нефти скважиной № 1. Увеличение газового фактора по указанной скважине вдвое по сравнению с первоначальным возможно связано с системой учёта газа или с неточностями при определении давления насыщения нефти газом при выполненных исследованиях глубинных проб по обоим скважинам. Расчёты по определению технологических показателей разработки залежи выполнены на двух уровнях.

На первом уровне предполагалось продолжение работы существующих скважин на существующих технологических режимах – скважина № 1 на штуцере 10 мм и скважина № 2 на 7 мм штуцере. На основе динамики изменения технологических показателей работы скважин выполнена экстраполяция производительности и буферных давлений по обоим скважинам по экспоненциальной зависимости. Данный вариант представляет собой вариант 1 (базовый). Во втором варианте предложено бурение разведочной скважины № 3. Входной дебит новой скважины определён равным 250 тонн/сут. с динамикой падения по экспоненциальному закону, определённому по первым двум скважинам.

Динамика изменения пластового давления в зависимости от отборов жидкости из пласта свидетельствует о падении пластового давления в залежи до 15–18 МПа к сентябрю 2017 года. Это давление является критическим по условиям фонтанирования скважин. Для обеспечения фонтанирования скважин № 1 и 2 и вытеснения остаточных запасов нефти рекомендуется к сентябрю 2017 года организовать систему поддержания пластового давления посредством закачки воды в пробуренную скважину № 3. Данный вариант является 3 расчётным вариантом разработки. Закачка воды в пласт предусматривается в объёмах, компенсирующих текущие отборы пластовых флюидов по залежи и поддержание пластового давления на уровне 34,0 МПа.

В связи с тем, что месторождение находится в разведке к проектированию приняты все запасы, утверждённые по категории C_1 (2112 тыс. тонн геологические и 950,5 тыс. тонн извлекаемые) и по категории C_2 (всего 910,9 тыс. тонн геологические и 409,9 тыс. тонн извлекаемые). Таким образом, к проектированию приняты запасы 3023 тыс. тонн геологические и 1360 тыс. тонн извлекаемые.

На втором уровне выполнена проверка технологических решений по созданной и адаптированной к истории разработки залежи геолого-технологической модели месторождения. По первым двум вариантам разработки, предполагающим выработку запасов нефти на естественном режиме обеспечивается достижение КИН только 0,264 к концу 2021 года, при этом пластовое давление снижается до 20,0 МПа к 2020 году и не падает в последующем. Суммарный отбор нефти по вариантам не превышает 700 тыс. тонн.

По варианту 3 ввод скважины № 3 под закачку осуществляется при достижении пластового давления 34,0 МПа и обеспечивает стабильное давление по залежи и вытеснение нефти к забоям двух оставшихся скважин. К концу 2014 года обеспечивается достижение утверждённого КИН – 0,45, а к концу разработки коэффициент нефтеизвлечения достигает величины 0,513.

По варианту 4 в 2019 году предлагается пробурить и ввести в эксплуатацию 2 нагнетательные скважины для увеличения коэффициента охвата пластов вытеснением. По варианту достигается коэффициент нефтеизвлечения равный 0,535.

Для осуществления опытно-промышленной разработки Чумаковского месторождения предлагается 4 варианта, отличающихся количеством вводимых скважин и системой воздействия на пласт.

Технологические показатели разработки рекомендуемого варианта представлены в таблице 6.

В таблице 7 приведено сопоставление утверждённых и расчётных коэффициентов извлечения нефти (КИН) из недр.

Таблица 6 – Технологические показатели разработки рекомендуемого варианта

Показатели	Пачка III ₀ чокракских отложений
Плотность сетки добывающих + нагнетательных скважин, ×104 м ² /скв.	150
Проектный уровень добычи нефти, тыс. тонн	240
Темп отбора при проектном уровне, %	17,6
Год выхода на проектный уровень	2017
Продолжительность проектного уровня, годы	1
Проектный уровень добычи жидкости, тыс. тонн	244
Проектный уровень добычи попутного газа, млн нм ³	77
Проектный уровень закачки воды, тыс. м ³	237
Фонд скважин за весь срок разработки, всего	3
в том числе добывающих	2
нагнетательных	1
Накопленная добыча нефти с начала разработки, тыс. тонн	1551
Конечный коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,513
Средняя обводнённость к концу разработки, %	99

Таблица 7 – Сопоставление утверждённых и расчётных коэффициентов извлечения нефти (КИН) из недр

Пласт	Категория запасов	КИН, утверждённый в ЦКЗ РФ, доли ед.	Варианты	Коэффициент вытеснения, доли ед.	Коэффициент охвата вытеснением	Коэффициент охвата заводнением	КИН
чокрак III ₀	C ₁ и C ₂	0,45	1	истощение	истощение		
			2	истощение	истощение		
			3	0,83	0,63	0,98	0,513
			4	0,83	0,67	0,98	0,535

На рисунке 14 представлены графики текущей нефтеотдачи по вариантам разработки.

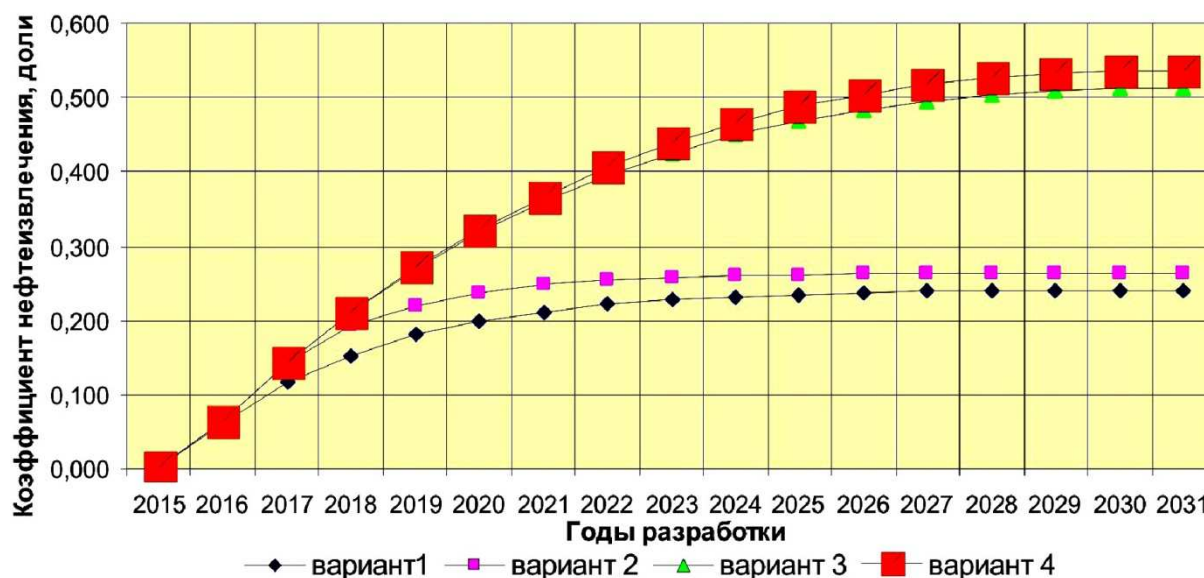


Рисунок 14 – Динамика нефтеотдачи по вариантам разработки Чумаковского месторождения

**Экономическая оценка вариантов разработки
и обоснование рекомендуемого варианта**

Сопоставление основных технико-экономических показателей вариантов разработки залежи приведено в таблице 8 и на рисунке 15.

Таблица 8 – Сопоставление основных технико-экономических показателей вариантов разработки Чумаковского месторождения

Показатели	Варианты			
	1	2	3	4
1	2	3	4	5
Проектный уровень добычи нефти, тыс. тонн/год	172,5	241,3	241,3	241,3
Год выхода на проектный уровень добычи	2016	2017	2017	2017
Продолжительность проектного уровня	1	1	1	1
Накопленная добыча нефти, тыс. тонн				
за 5 лет	588	707	950	961
за 10 лет	698	779	1405	1463
за 15 лет			1536	1603
за проектный срок	709	783	1538	1605
за рентабельный период	709	779	1525	1577
с начала разработки	722	795	1551	1618
Коэффициент нефтеотдачи, доли ед.				
за проектный срок	0,239	0,263	0,513	0,535
за рентабельный период	0,239	0,262	0,509	0,526
Накопленная добыча жидкости, тыс. тонн				
за 5 лет	594	713	1051	1071
за 10 лет	705	786	2236	2475
за 15 лет			3421	3895
за проектный срок	716	790	3658	4179
с начала разработки	729	803	3670	4192
Обводнённость к концу разработки, %	1,0	1,0	99,2	99,3
Закачка воды за проектный срок, тыс. м ³	–	–	3246	4351
Фонд скважин добывающих / нагнетательных	2/–	2/–	2/1	2/3
Количество вводимых скважин	1	1	3	5
добывающих	1	1	2	2
нагнетательных	–	–	1	3
новых скважин	1	1	2	4
Капитальные вложения, млн руб.				
за 5 лет	335	444	588	952
за проектный срок	335	444	588	952
Потребность в дополнительном финансировании (капитал риска), млн руб.	–	–	–	–
Эксплуатационные затраты с учётом амортизационных отчислений, млн руб.				
за 5 лет	1748	2110	2795	2895
за 10 лет	2264	2593	4530	4948
за 15 лет			5417	6051
за проектный срок	2385	2721	5508	6179

Продолжение таблицы 8

1	2	3	4	5
Себестоимость добычи 1 тонны нефти, руб.				
за 5 лет	2971	2987	2941	3011
за 10 лет	3245	3329	3223	3381
за 15 лет			3527	3774
за проектный срок	3364	3476	3581	3848
Чистый доход (ЧД) за проектный срок, млн руб.	1668	1701	3428	3129
Чистый дисконтированный доход (ЧДД), млн руб.				
за 5 лет	1179	1378	1789	1525
за 10 лет	1342	1465	2423	2211
за 15 лет			2481	2258
за проектный срок	1347	1454	2465	2238
за рентабельный период	1347	1467	2488	2276
Срок разработки, лет	12	12	16	16
Срок рентабельной эксплуатации скважин, лет	12	10	14	13
Внутренняя норма доходности, %	–	–	–	–
Индекс доходности инвестиций, ед.	5,4	4,6	5,6	3,7
Индекс доходности затрат, ед.	1,55	1,50	1,53	1,44
Срок окупаемости, лет				
простой	в течение года			
с дисконтом				
Бюджетная эффективность (ЧДДБ), млн руб.				
за 5 лет	2750	3307	4269	4259
за 10 лет	3066	3522	5556	5665
за 15 лет			5768	5895
за проектный срок	3087	3532	5771	5898

Как видно из представленных данных, разработка месторождения характеризуется довольно высокой экономической эффективностью: значения чистого дохода и чистого дисконтированного дохода положительны, значения индексов доходности дисконтированных затрат более 1 и равны 1,44–1,55, индексы доходности инвестиций 3,7–5,6.

Наименее рентабельна разработка месторождения по базовому варианту 1: значение ЧД и ЧДД в 1,1–1,8 раза ниже, чем в последующих вариантах. Коэффициент конечной нефтеотдачи на 2,4–29,6 % ниже, чем в вариантах 2–4.

Предлагаемое вариантом 2 увеличение числа эксплуатационных скважин до трёх позволяет увеличить в сравнении с вариантом 1 суммарный отбор нефти на 10,4 % и коэффициент нефтеизвлечения с 0,239 до 0,263. В сравнении с вариантом 1 значение ЧДД по варианту 2 увеличивается в 1,1 раза. Незначительно снижаются значения индекса доходности инвестиций (4,6) и индекса доходности затрат (1,50).

Последовательное улучшение экономической оценки месторождения наблюдается и по варианту 3. Вследствие существенного роста суммарного отбора нефти в сравнении с вариантом 2 в 2 раза ЧД и ЧДД по варианту 3 в сравнении с вариантом 2 возрастают в 2 и в 1,7 раза. Индекс доходности дисконтированных затрат повышается до 1,53, а индекс доходности инвестиций до 5,6.

Эффективность осуществления ППД, предлагаемого вариантом 3, подтверждается и расчётами: дополнительный ЧДД – 1011 млн руб., индекс доходности инвестиций – 8,72, внутренняя норма доходности – 149,8 %, что в 15 раз выше нормативной принятой в расчётах (10 %), капитальные вложения окупаются на второй год.

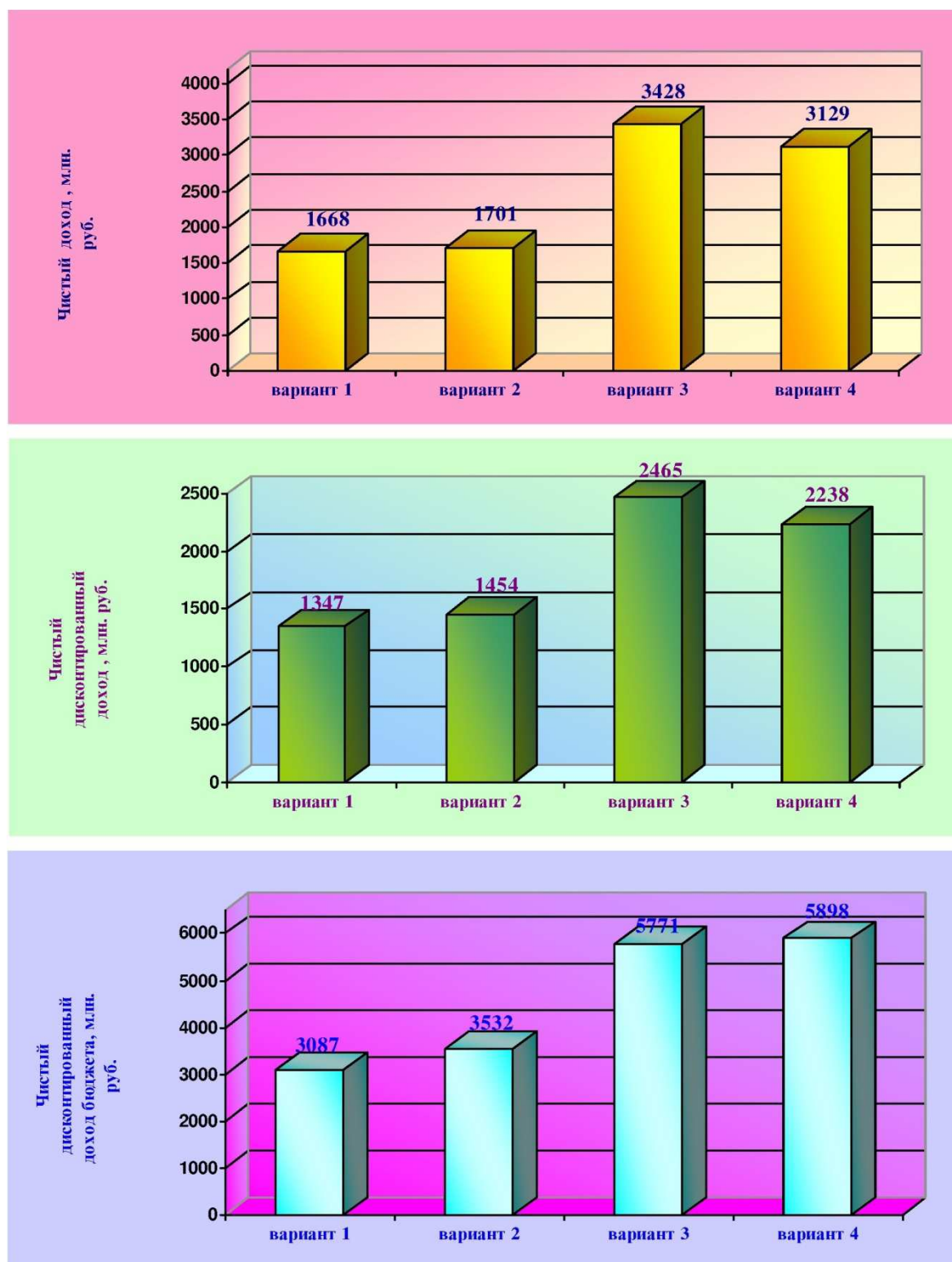


Рисунок 15 – Экономическая эффективность вариантов разработки месторождения

Последующее увеличение числа нагнетательных скважин до трёх за счёт бурения двух новых скважин, а также объёмов закачки воды до 322 тыс. м³ в год или на 36 % (вариант 4) не приводит к улучшению экономической оценки месторождения. Несмотря на рост в сравнении с вариантом 3 суммарного отбора нефти на 67 тыс. тонн (4,3 %), дополнительные капитальные вложения в сумме 364 млн руб. не окупаются. В сравнении с вариантом 3 ЧДД уменьшается на 226 млн руб., индекс доходности инвестиций менее 1 и равен 0,19. Всё это свидетельствует о нецелесообразности дополнительных в сравнении с вариантом 3 инвестиций.

Всё вышеперечисленное и, в первую очередь, значения ЧДД, позволяет рекомендовать к реализации вариант 3 разработки Чумаковского месторождения.

Технико-экономические показатели рекомендуемого варианта

За расчётный срок по варианту 3 разработки Чумаковского месторождения будет добыто 1538 тыс. тонн нефти и 489 млн м³ попутного газа. Коэффициент нефтеизвлечения равен 0,513. За рентабельный период – 1525 тыс. тонн и 485 млн м³, 0,509.

Для разработки месторождения потребуется 588 млн руб. капитальных вложений, в т.ч. в систему ППД – 134 млн руб.

Эксплуатационные расходы, рассчитанные по укрупнённой оценке, составят 5508 млн руб., в т.ч.:

- 1555 млн руб. – текущие производственные затраты;
- 3280 млн руб. – налоги;
- 673 млн руб. – амортизационные отчисления.

Чистый доход от реализации нефти и газа составит 3428 млн руб., чистый дисконтированный доход – 2465 млн руб. Индекс доходности затрат 1,53. В бюджет поступит 5771 млн руб. (ЧДДб).

Произведённое распределение валового продукта показало (рис. 16), что 15,6 % его расходуется на покрытие затрат по проекту, 60,1 % поступает в доход государства как в виде налогов и платежей из выручки 36,8 %, так и включаемых в себестоимость продукции (23,3 %).

На долю чистого дохода добывающей организации приходится 24,3 % потока наличности, что наряду со значениями других экономических критериев свидетельствует о высокой коммерческой эффективности проекта.

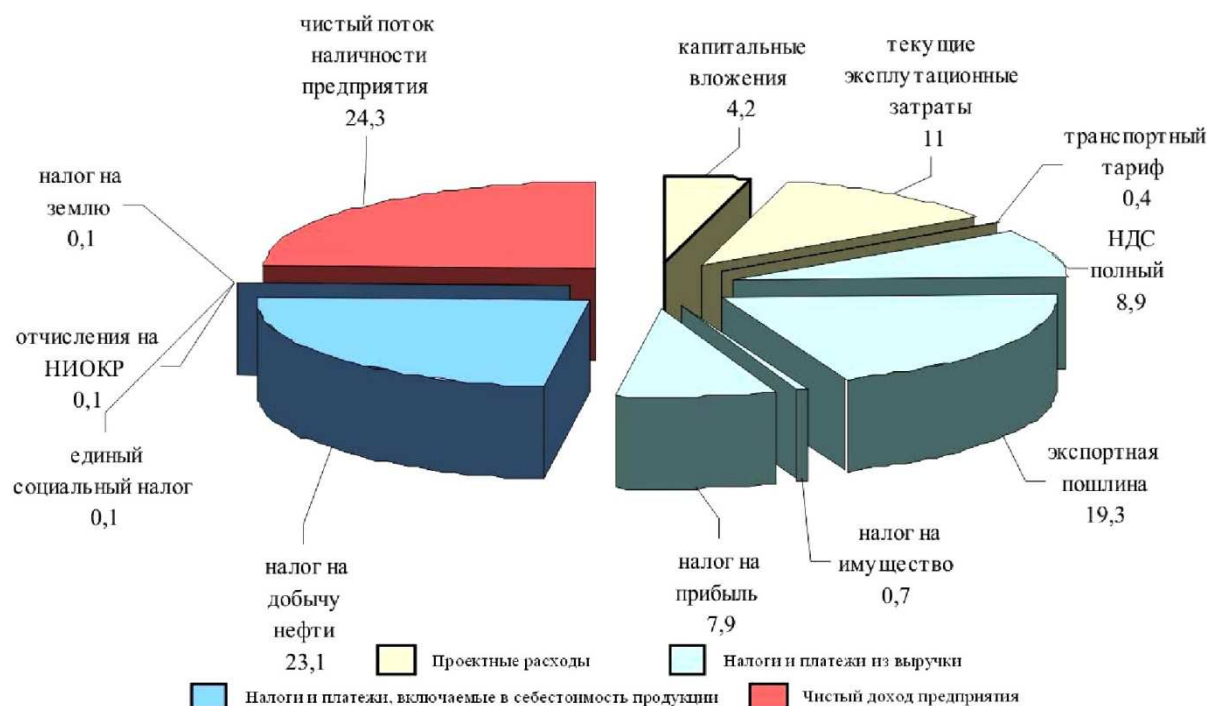


Рисунок 16 – Структура потока наличности

Расчёты показали, что при изменении нормы дисконта до 0,15 показатели эффективности снижаются: ЧДД до 2152 млн руб., ЧДДб до 5064 млн руб.

С учётом инфляции в 3 % годовых экономические показатели разработки повышаются: ЧДД – 2849 млн руб., доход бюджета (ЧДДб) увеличивается до 6073 млн руб. (при E = 0,10).

Анализ степени риска и чувствительности проекта к изменению технологических и экономических параметров

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

Наиболее важными причинами риска являются возможное снижение предполагаемого объёма производства и реализации продукции, рост материальных или иных затрат, повышение налогов, завышение принятых в расчётах закупочных цен, изменение величины прибыли на инвестированный капитал.

С целью учёта факторов неопределённости 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 расчётах использованы умеренно пессимистические прогнозы изменения объёма добычи нефти, цены на нефть и совокупных затрат (капитальных вложений и эксплуатационных расходов) на 10–20 %. Расчёты выполнены по варианту 3, рекомендуемому к реализации.

В таблице 9 представлена оценка чувствительности проекта к различным изменениям технологических и экономических параметров.

Таблица 9 – Чувствительность проекта к изменениям технико-экономических показателей

Показатели	ЧДД, млн руб.	ИДД	ИДДз, ед.
Базовые значения	2465	5,6	1,53
Извлекаемые запасы (добыча нефти и газа)			
–20 %	1810	4,4	1,46
–10 %	2138	5	1,50
+10 %	2792	6,2	1,55
+20 %	3119	6,8	1,57
Капитальные вложения и эксплуатационные затраты			
–20 %	2647	6,3	1,59
–10 %	2556	5,9	1,56
+10 %	2374	5,2	1,50
+20 %	2282	4,9	1,47
Цена нефти и газа			
–20 %	1068	3,0	1,25
–10 %	1768	4,3	1,40
+10 %	3160	6,9	1,65
+20 %	3854	8,1	1,76

В таблице 10 приведены основные технико-экономические показатели рекомендуемого варианта.

Таблица 10 – Основные технико-экономические показатели рекомендуемого варианта

Показатели	Без учёта инфляции	С учётом инфляции
1	2	3
Добыча нефти, тыс. тонн	1538	
Добыча попутного газа (на продажу), млн м ³	489	
Цена нефти без налогов, руб./т	6219	6986
Капиталовложения, млн руб.	588	602

Продолжение таблицы 10

1	2	3
Эксплуатационные расходы, млн руб.		
полные	5508	5873
без амортизационных отчислений	4835	5186
без амортизационных отчислений и налогов	1555	1898
Себестоимость добычи нефти, руб./т	3581	3819
Внутренняя норма доходности, %	–	–
Чистый доход, млн руб.		
без дисконтирования	3428	4097
с дисконтированием E = 0,10	2465	2849
с дисконтированием E = 0,15	2152	2455
Период окупаемости, лет		
без дисконтирования	в течение года	
Максимальный финансовый риск, млн руб.,	–	–
Экономический предел, год	2019	2019
Поступления в федеральный и местный бюджеты, млн руб.		
без дисконтирования	8091	8641
с дисконтированием E = 0,10	5771	6073
с дисконтированием E = 0,15	5064	5299
Индекс доходности дисконтированных затрат		
E = 0,10	1,53	1,58
E = 0,15	1,52	1,57
Индекс доходности дисконтированных инвестиций		
E = 0,10	5,6	6,2
E = 0,15	5,1	5,6

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

Данные таблицы свидетельствуют о высокой устойчивости инвестиционного проекта по разработке Чумаковского месторождения: ЧДД остаётся положительным при всех принятых значениях отклонений основных факторов, минимальное значение индекса доходности затрат – 1,25, минимальное значение индекса доходности инвестиций – 3,0.

На основании изложенного можно сделать вывод о том, что инвестирование проекта разработки месторождения не сопряжено с риском.

К реализации рекомендуется разработка Чумаковского месторождения по варианту 3 с поддержанием пластового давления.

Литература:

1. Атяшева Е.П. Подсчёт запасов нефти по месторождениям «Роснефть-Краснодар-нефтегаз»: Западно-Мечётское и Западно-Беликовское. – М. : ООО «Геонефтегаз», 2002 (Фонды ООО «НПЭ»).
2. Дембицкий С.И., Шнурман Г.А., Брайловская А.А. Обоснование по данным ГИС параметров для подсчёта запасов углеводородов на Западно-Беликовской, Западно-Мечётской, Западно-Морозовской площадях. – Краснодар : КубГУ, 2002 (Фонды ООО «НПЭ»).
3. Новосёлова Л.Л. Обобщение геолого-геофизических материалов Западно-Беликовской площади, рекомендации по дальнейшим работам. – Краснодар : ООО «НПЭ», 2002 (Фонды ООО «НПЭ»).
4. Булатов А.И. [и др.]. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 603 с.

5. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин: в 4 томах. – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2012–2015. – Т. 1–4.
6. 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.
7. 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.
8. 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.
9. 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.
10. Попов В.В. [и др.]. Поиски, разведка и эксплуатация месторождений нефти и газа : учебное пособие. – Новочеркасск : ЮРГПУ (НПИ), 2015. – 322 с.
11. Попов В.В. [и др.]. Геофизические исследования и работы в скважинах : учебное пособие. – Новочеркасск : Лик, 2017. – 326 с.
12. Савенок О.В. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений : учебное пособие. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 203 с.
13. Савенок О.В., Арутюнян А.С., Шальская С.В. Интерпретация результатов гидродинамических исследований : учебное пособие. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2017. – 203 с.
14. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – М. : Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.
15. Савенок О.В., Ладенко А.А. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2019. – 267 с.
16. Абдуллаева Э.С. кызы. Повышение нефтеотдачи пласта путём восстановления проницаемости призабойной зоны скважин // Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 года): 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. 32–34.
17. Абдулхаков Р.Р., Захарова Е.Ф. Некоторые аспекты оценки ГТМ на нагнетательном фонде длительно эксплуатируемых объектов // Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 года): 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. 35–38.
18. Алефирова С.В. Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов месторождения Новое // Научный журнал Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2019. – № 1. – С. 31–57.
19. Захарченко Е.И., Захарченко Ю.И. Применение марковских моделей к анализу разработки нефтегазовых месторождений и оценке дебитов скважин // Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 года): 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. 170–172.
20. Кокарев М.О., Мирский А.В. Разработка технологии повышения нефтеотдачи пластов на поздней стадии эксплуатации месторождения // Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 года): в 5 томах : сборник статей; под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 2: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – С. 109–113.
21. Куренков В.В. Построение трёхмерной геологической модели на примере литологии Вынгапуровского месторождения // Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 года): в 5 томах : сборник статей; под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 1: Прогноз, поиск и разведка месторождений нефти и газа. Нефтегазопромысловая геология. Разведочная и промысловая геофизика. – С. 108–110.
22. Омельченко Н.Н., Иолчуев А.М. Савенок О.В. Вопросы безопасности и экологичности на Ключевом месторождении ООО «РН - Краснодарнефтегаз» // Актуальные вопросы охраны окружающей среды: сборник докладов Всероссийской научно-технической конференции (17–19 сентября 2018 года, Белгород). Секция 6: Экологическая безопасность. – Белгород : Издательство Белгородского государственного технологического университета, 2018. – С. 356–363.
23. Поварова Л.В., Яковина А.С., Даниелян Г.Г. Подсчёт запасов нефти и растворённого газа Ковалевского месторождения // Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 года): 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.

24. Соловьёва В.Н., Колбунов М.Г., Савенок О.В. Метод разработки нефтяных месторождений с взаимодействующими объектами // Журнал «Территория НЕФТЕГАЗ». – М. : Издательство ЗАО «Камелот Пабблишинг», 2012. – № 2 (февраль). – С. 62–69.

References:

1. Atasheva E.P. Calculation of oil reserves at Rosneft-Krasnodarneftegas fields: Zapadno-Mechetskoye and Zapadno-Belikovskoye. – M. : OOO Goneftegaz, 2002 (Funds of OOO NPE).
2. Dembitsky S.I., Shnurman G.A., Brailovskaya A.A. Justification based on GIS data of parameters for calculation of hydrocarbon reserves in Zapadno-Belikovskaya, Zapadno-Mechetskaya, Zapadno-Morozovskaya areas. – Krasnodar : Kuban State University, 2002 (Funds of LLC NPE).
3. Novoselova L.L. Summary of geological and geophysical materials of Zapadno-Belikovskaya area, recommendations for further work. – Krasnodar : LLC «NPE», 2002 (Funds of LLC «NPE»).
4. Bulatov A.I. [et al.]. Ecology in construction of oil and gas wells : textbook for university students. – Krasnodar : Prosveshchenie-South LLC, 2011. – 603 p.
5. Bulatov A.I., Savenok O.V. Overhaul of the oil and gas wells: in 4 volumes. – Krasnodar : Publishing House – South LLC, 2012–2015. – Т. 1–4.
6. Bulatov A.I., Savenok O.V. Workshop on the discipline «Completion of oil and gas wells»: in 4 volumes : manual. – Krasnodar : Publishing House – South, 2013–2014. – Т. 1–4.
7. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremiychuk R.S. Scientific bases and practice of oil and gas wells development. – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – 576 p.
8. Bulatov A.I., Kachmar Y.D., Savenok O.V., Yaremiychuk R.S. Development of the naphtha and gasvich sverdlovins. Science and practice : monograph. – Lviv : Spole, 2018. – 476 p.
9. Klimov V.V., Savenok O.V., Leshkovich N.M. Fundamentals of geophysical research during construction and operation of wells at oil and gas fields. – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – 274 p.
10. Popov V.V. [et al.]. Search, exploration and exploitation of oil and gas fields : textbook. – Novocherkassk : South Russian State Pedagogical University (NPI), 2015. – 322 p.
11. Popov V.V. [et al.]. Geophysical researches and works in wells: educational event. – Novocherkassk : Lik, 2017. – 326 p.
12. Savenok O.V. Theoretical bases of the oil and gas fields development : textbook. – Krasnodar : Prosveshchenie-South LLC, 2011. – 203 p.
13. Savenok O.V., Harutyunyan A.S., Shalskaya S.V. Interpretation of the results of hydrodynamic researches : textbook. – Krasnodar : Published by FSBEI «KubGTU», 2017. – 203 p.
14. Savenok O.V., Kachmar Y.D., Yaremiichuk R.S. Oil and gas engineering in well development. – M. : Infra-Engineering, 2019. – 548 p.
15. Savenok O.V., Ladenko A.A. Development of the oil and gas fields. – Krasnodar : Published by FGBOU VPO KubGTU, 2019. – 267 p.
16. Abdullaeva E.S. Kyzy. Elevation of oil recovery by restoring the permeability of the bottom-hole zone of wells // Bulatovskie readings: Proceedings of the II International Scientific and Practical Conference (March 31, 2018): in 7 volumes : a collection of articles, under the editorship of Dr. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2018. – Vol. 2 in 2 part: Development of oil and gas fields. – Part 1. – P. 32–34.
17. Abdulkhakov R.R., Zakharova E.F. Some aspects of the evaluation of GTM at the discharge fund of the objects under long-term operation // Bulatovskie readings: materials of the II International Scientific-Practical Conference (March 31, 2018): in 7 volumes : collection of articles; under the editorship of Dr. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2018. – Vol. 2 in 2 part: Development of oil and gas fields. – Part 1. – P. 35–38.
18. Alefirov S.V. Geological and physical characteristics of productive formations of the New field // Scientific journal of Science. Technique. Technologies (polytechnic bulletin). – Krasnodar : Publishing House – South, 2019. – № 1. – P. 31–57.
19. Zakharchenko E.I., Zakharchenko Y.I. Application of Markov models to the analysis of oil and gas field development and assessment of well production // Bulatov Readings: Mathematics of the II International Scientific and Practical Conference (March 31, 2018): in 7 volumes : collection of articles; under the editorship of Dr. O.V. Savenok, Professor. – Krasnodar : Publishing House – South, 2018. – Vol. 2 in 2 part: Development of oil and gas fields. – Part 1. – P. 170–172.
20. Kokarev M.O., Mirskiy A.V. Development of technology for enhanced oil recovery at the late stage of field operation // Bulatovskie readings: Proceedings of the I International Scientific and Practical Conference (March 31, 2017): in 5 volumes: collection of articles; under the editorship of Dr. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2017. – Vol. 2: Development of oil and gas fields. – P. 109–113.

21. Kurenkov V.V. Construction of a three-dimensional geological model on the example of lithology of the Vyngapurovskoye field // Bulatovskie readings: Proceedings of the I International Scientific and Practical Conference (March 31, 2017): in 5 volumes : a collection of articles, under the editorship of Dr. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2017. – Vol. 1: Forecast, prospecting and exploration of oil and gas fields. Oil and gas field geology. Exploration and field geophysics. – P. 108–110.

22. Omelchenko N.N., Iolchuev A.M. Savenok O.V. Safety and environmental issues at the Klyuchevoy oilfield of RN Krasnodarneftegaz LLC // Topical issues of environmental protection: collection of reports of the All-Russian Scientific and Technical Conference (September 17–19, 2018, Belgorod). Section 6: Environmental Safety. – Belgorod : Publishing house of Belgorod State Technological University, 2018. – P. 356–363.

23. Povarova L.V., Yakovina A.S., Danielyan G.G. Calculation of oil reserves and dissolved gas of the Kovalevskoye field // Bulatovskie readings: Proceedings of the II International scientific-practical conference (March 31, 2018): in 7 volumes : collection of articles; under the general editorship of Dr. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2018. – Vol. 2 in 2 part: Development of oil and gas fields. – Part 2 – P. 89–100.

24. Solovyova V.N., Kolbunov M.G., Savenok O.V. Method of development of oil fields with interacting objects // Journal «Territory of Neftegaz». – M. : Camelot Publishing House, 2012. – № 2 (February). – P. 62–69.