

УДК 622.276.41

**ПЕРСПЕКТИВЫ ДОРАЗРАБОТКИ
КОРТОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ С ПРИМЕНЕНИЕМ
ТЕХНОЛОГИИ ЗАКАЧКИ ГАЗА ВЫСОКОГО ДАВЛЕНИЯ**

**PROSPECTS FOR FURTHER DEVELOPMENT
OF THE KORTOVSKOYE FIELD USING HIGH-PRESSURE GAS
INJECTION TECHNOLOGY**

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 приведена геолого-физическая характеристика месторождения, выполнен анализ состояния разработки и проанализировано сопоставление проектных и фактических показателей разработки. Выполнен анализ выработки запасов нефти эксплуатационного объекта. Приведён анализ геолого-технических мероприятий с определением их технологической эффективности. Установлено, что в настоящее время энергетическая ситуация на месторождении неудовлетворительная. Для устранения определённых рисков по уровню добываемой нефти и наиболее полной выработки остаточных извлекаемых запасов необходимо предусмотреть организацию системы ППД с целью рациональной разработки месторождения. Для интенсификации процесса разработки также необходимо уплотнить сетки добывающих скважин и провести ряд геолого-технических мероприятий.

Ключевые слова: характеристика состояния разработки месторождения; анализ структуры фонда скважин; анализ текущего состояния разработки месторождения; анализ энергетического состояния объекта разработки; анализ выработки запасов нефти чокракских отложений; применение методов интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи пластов; рекомендации по эксплуатации объекта.

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 presents the geological and physical characteristics of the field, analyzes the development status and analyzes the design and actual development indicators. The analysis of the development of oil reserves of an operational object is performed. The analysis of geological and technical measures with the definition of their technological efficiency. It is established that at present the energy situation in the field is unsatisfactory. To eliminate certain risks in terms of the level of oil produced and the most complete production of residual recoverable reserves, it is necessary to provide for the organization of the reservoir pressure maintenance system in order to develop the field rationally. To intensify the development process, it is also necessary to compact the grids of production wells and carry out a number of geological and technical measures.

Keywords: a characteristic of the state of development of the field; analysis of the well stock structure; analysis of the current status of field development; analysis of the energy state of the object of development; analysis of the development of oil reserves Chokrak deposits; the use of methods for the intensification of oil production and enhanced oil recovery; recommendations for the operation of the object.

Общие сведения о месторождении

В административном отношении Кортовское месторождение расположено на территории Шалинского района Чеченской республики, в 10 км к востоку от г. Грозного (рис. 1). По территории месторождения проходит федеральная автомагистраль Ростов – Баку, связывающая месторождение с г. Грозным и другими населёнными пунктами.

В орографическом отношении район месторождения является восточным окончанием Ново-Грозненского хребта, который включает в себя три возвышенности. Кортовское месторождение расположено в пределах двух из них.

Рельеф одной возвышенности характеризуется гладкими очертаниями. Наиболее высокая отметка 233,5 м. Рельеф другой представляет собой плоскогорье с наивысшей отметкой 238,7 м.

Гидрографическая сеть представлена рекой Аргун. На территории месторождения берега реки крутые обрывистые.

Залежь нефти пласта XXIII чокракского возраста приурочена к восточной части антиклинальной складки. В целом структура представляет собой антиклинальную складку, осложнённую многочисленными нарушениями. Ось складки протягивается с северо-запада на юго-восток. Складка имеет ассиметричное строение. Южное крыло крутое, а северное – пологое. Южное крыло складки осложнено разрывом надвигового типа. Амплитуда тектонического нарушения изменяется от 50 до 450 м.

Тектоника Кортовского участка несколько более сложная по сравнению с западной частью структуры. В районе реки Аргун складка погружается на юго-восток под углом 8°.

В присводовой части установлено наличие надвига, плоскость которого падает под углом 75° к северу, а затем с глубиной она выполаживается, и углы падения снижаются до 15–20°. Северное пологое крыло (углы падения 8–10°) надвинуто на крутое южное.

По данным бурения скважины № 8 и результатам испытания скважин №№ 51, 55 и 23 проводится разрыв. Северная часть периклинали надвинута на южную. Амплитуда разрыва колеблется в пределах 30–35 м.

Таким образом, складка представляет собой довольно сложно построенную структуру, осложнённую тектоническими нарушениями (рис. 2 и 3).

Основные этапы проектирования разработки Кортовского месторождения

Кортовское нефтяное месторождение было открыто в 1957 году по результатам поисково-разведочного бурения. Промышленный приток нефти был получен из XXIII пласта чокракского горизонта в скважине № 5.

История проектирования месторождения насчитывает 16 документов.

На первых этапах разработку Кортовского месторождения предусматривалось осуществлять с применением законтурного заводнения пласта. Однако закачка воды в условиях месторождения ввиду практического отсутствия приёмистости нагнетательных скважин не реализовывалась. Скважины эксплуатировались на естественном режиме истощения.

Для увеличения нефтеотдачи XXIII пласта Кортовского месторождения было предложено осуществлять закачку углеводородного газа высокого давления. Нагнетание газа под высоким давлением началось в 1978 году и продолжалось до 1992 года. В период с 1995 по 2003 гг. месторождение находилось в бездействии. За всю историю разработки месторождения рассматривались варианты воздействия на пласт, различающиеся сетками скважин и объёмами нагнетаемого агента.

Расстояние между рядами скважин принималось с учётом того, что эффективность вытеснения нефти до прорыва газа увеличивается с ростом длины участка вытеснения.

Были применены следующие системы размещения скважин – очаговая (сетка скважин 1000×600 м, плотность сетки скважин (ПСС) – 60 га/скв.); площадная (сетка скважин 600×600 м, ПСС – 36 га/скв.); избирательная.

Первоначально закачка газа осуществлялась в верхнюю часть залежи с размещение рядов эксплуатационных скважин в пониженных участках. Затем были рассмотрены варианты очаговой и площадной закачки сухого и обогащенного газа при площадной системе размещения скважин. В качестве наиболее эффективного был принят вариант с площадным нагнетанием обогащённого газа.

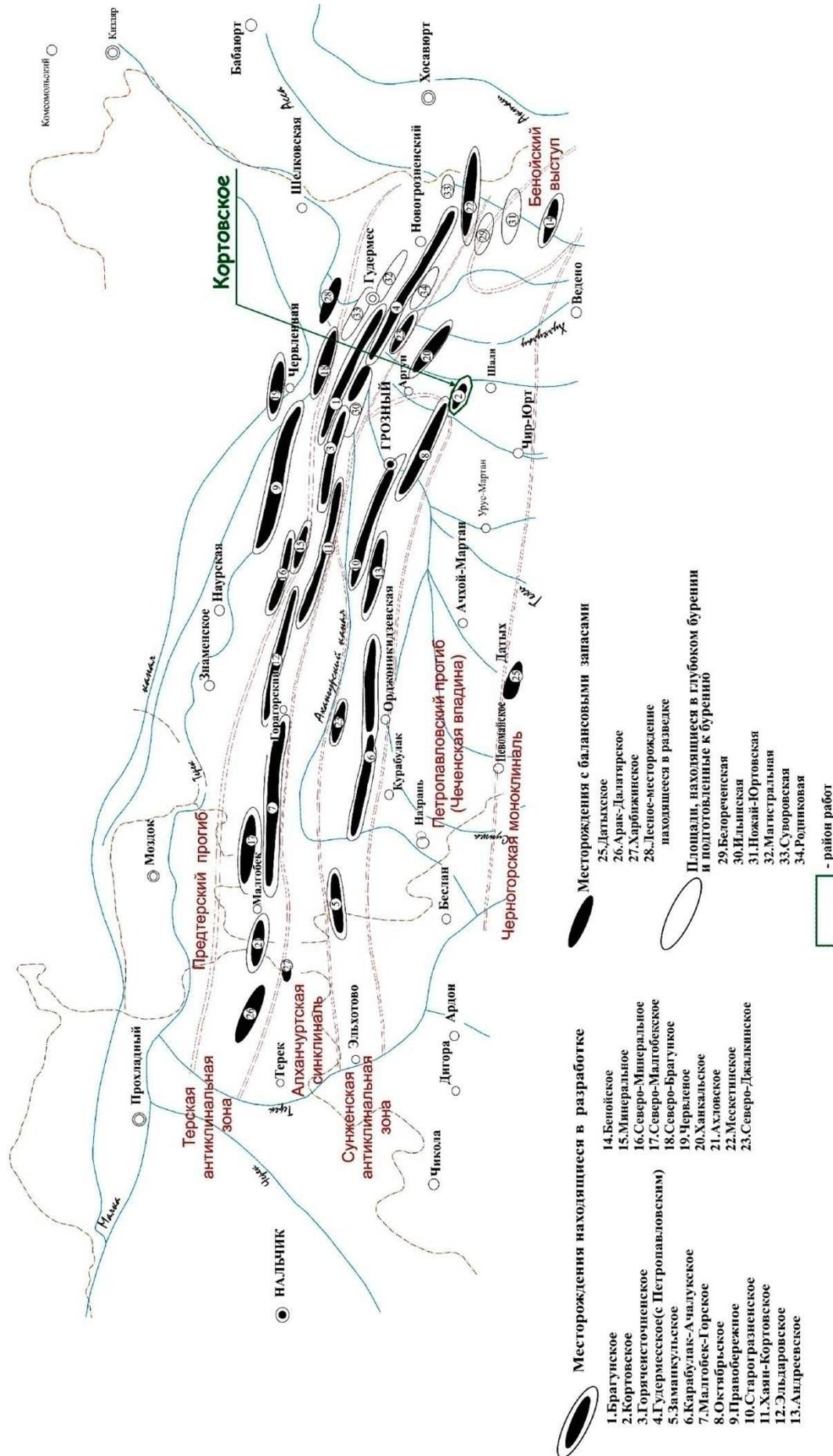


Рисунок 1 – Обзорная схема района работ

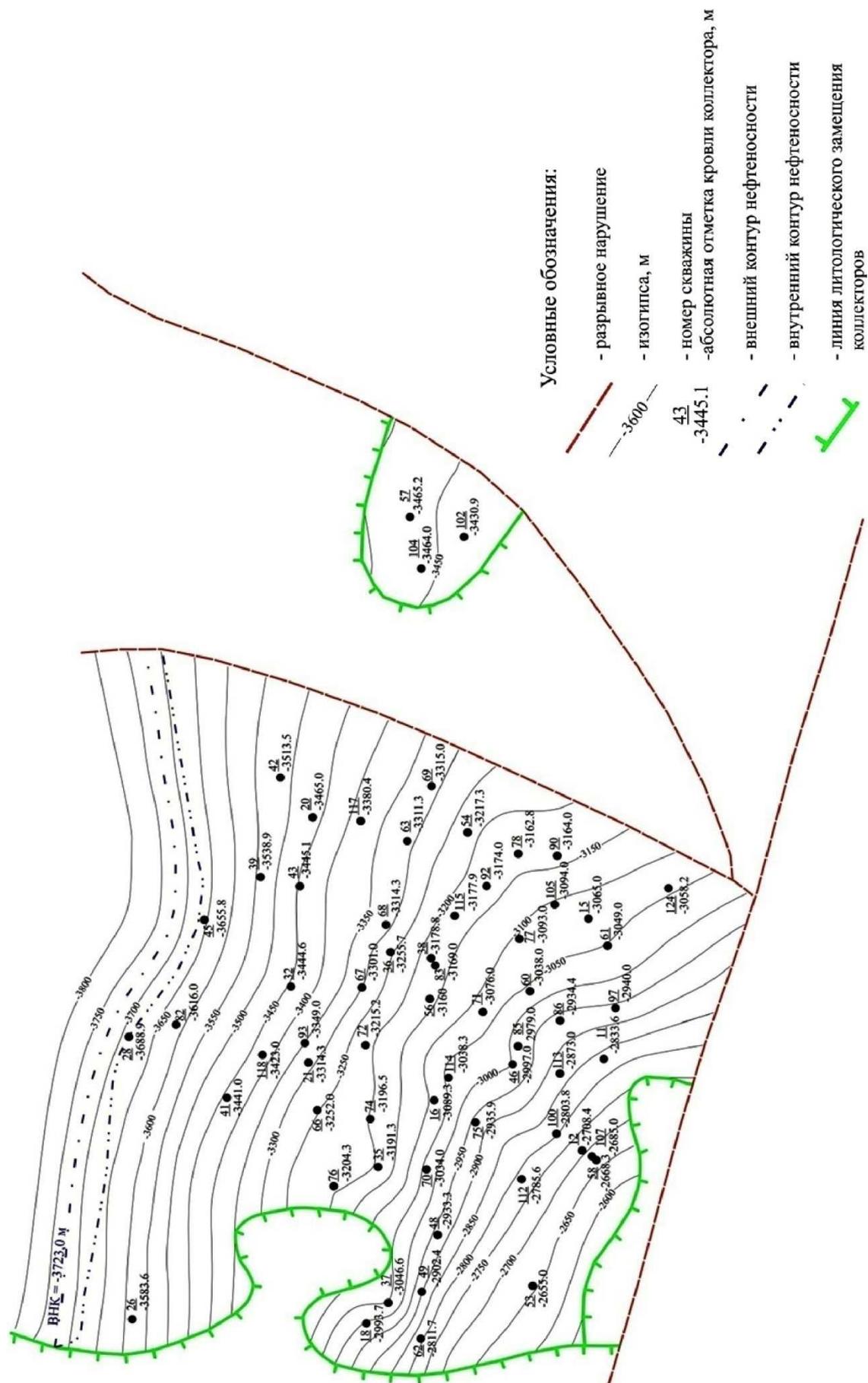


Рисунок 3 – Структурная карта кровли XXIII пласта чокракских отложений

В 2015 году был выполнен «Технологический проект разработки Кортковского нефтяного месторождения». На месторождении предполагалось выделение одного объекта разработки, доработка которого осуществлялась существующим фондом скважин (с проведением комплекса ГТМ на скважинах), также предполагалось бурение двенадцати добывающих скважин; система разработка – избирательное размещение скважин с очаговой закачкой газа высокого давления. Достижение КИН – 0,455; $K_{охв}$ – 0,583; $K_{выт}$ – 0,780.

Характеристика состояния разработки месторождения в целом

По состоянию на 01.01.2017 г. фактическая накопленная добыча нефти составляет 5069 тыс. тонн. Накопленная добыча жидкости – 5227,5 тыс. тонн. Текущий коэффициент нефтеизвлечения равен 0,185 при утверждённом 0,186.

Динамика технологических показателей разработки чокракских отложений Кортковского месторождения показана на рисунке 4.

Разработка чокракских отложений Кортковского месторождения началась в 1957 году запуском в добычу скважины № 5. Исторически на месторождении обозначаются два временных периода массового ввода новых скважин в добычу.

Первый период с 1959 по 1974 гг. с пиком ввода в 1965 году, когда было введено 6 скважин. Пик добычи нефти за первый временной период был достигнут в 1969 году, и составил 156 тыс. тонн, при этом обводнённость продукции составила 6 %.

Второй период массового разбуривания осуществлялся с 1980 по 1992 гг. с пиком в 1985-1986 гг., когда из бурения вводилось по 6 скважин в год. Во время второго временного периода в связи с проведением закачки газа также вводились в работу и газонагнетательные скважины. Благодаря закачке газа высокого давления пик добычи нефти за второй временной период стал максимальным за всю историю разработки месторождения, он был достигнут в 1989 году и составил 233 тыс. тонн, при этом обводнённость продукции составила около 1 %.

Закачка газа осуществлялась на месторождении с 1980 по 1994 гг., а с начала 1996 года разработка месторождения была прекращена. Начиная с 2006 года и по настоящее время, проводится ввод месторождения из бездействия периода 1997–2005 гг. Проводятся мероприятия по вводу скважин из бездействия, часто осложнённое плохим техническим состоянием скважин. Также проводятся операции по оптимизации насосного оборудования, работы по перфорации и реперфорации, ОПЗ горячей нефтью. В 2013 году достигнута добыча нефти 108 тыс. тонн, что соответствует периоду 1972–1973 гг. Начиная с 2014 года, происходит падение добычи нефти с 88 до 57 тыс. тонн в 2016 году. Небольшая доля воды в добываемой продукции присутствует, но незначительна и достигла 2,6 % в 2016 году.

Максимальное значение среднегодового дебита нефти чокракских отложений Кортковского месторождения составило 29,6 тонн/сут., на четвёртый год разработки первыми тремя добывающими скважинами. В дальнейшем наблюдается снижение дебитов нефти. С 1982 до 1990 гг. – повышение дебитов нефти (период закачки газа высокого давления), затем – постепенное снижение дебитов нефти до 5,2 тонн/сут. в 1996 году. В годы повторного ввода месторождения в разработку дебиты нефти изменялись с 7,5 тонн/сут. в 2006 году до 3,4 тонн/сут. в 2010 году. Благодаря оптимизации оборудования скважин, наблюдается увеличение дебитов до 4,5 тонн/сут. в 2011 году и 7 тонн/сут. в 2012 году, т.е. достигнут уровень дебитов 1994–1995 гг. при действующем фонде добывающих скважин, как в 1984–1985 гг. В последние два года наблюдается падение добычи нефти связанное с падением пластового давления.

Система ППД чокракских отложений Кортковского месторождения начала формироваться в 1980 году закачкой газа в скважины №№ 29, 59 и 107. Максимальная средняя приёмистость закачки газа в 1981 году составила 94,8 тыс. м³/сут.

Анализ структуры фонда скважин и показателей их эксплуатации

По состоянию на 01.01.2017 г. пробуренный фонд скважин на месторождении составляет 124 единицы: пробурено 48 разведочных и оценочных скважин, 74 добывающие скважины и 2 нагнетательные.

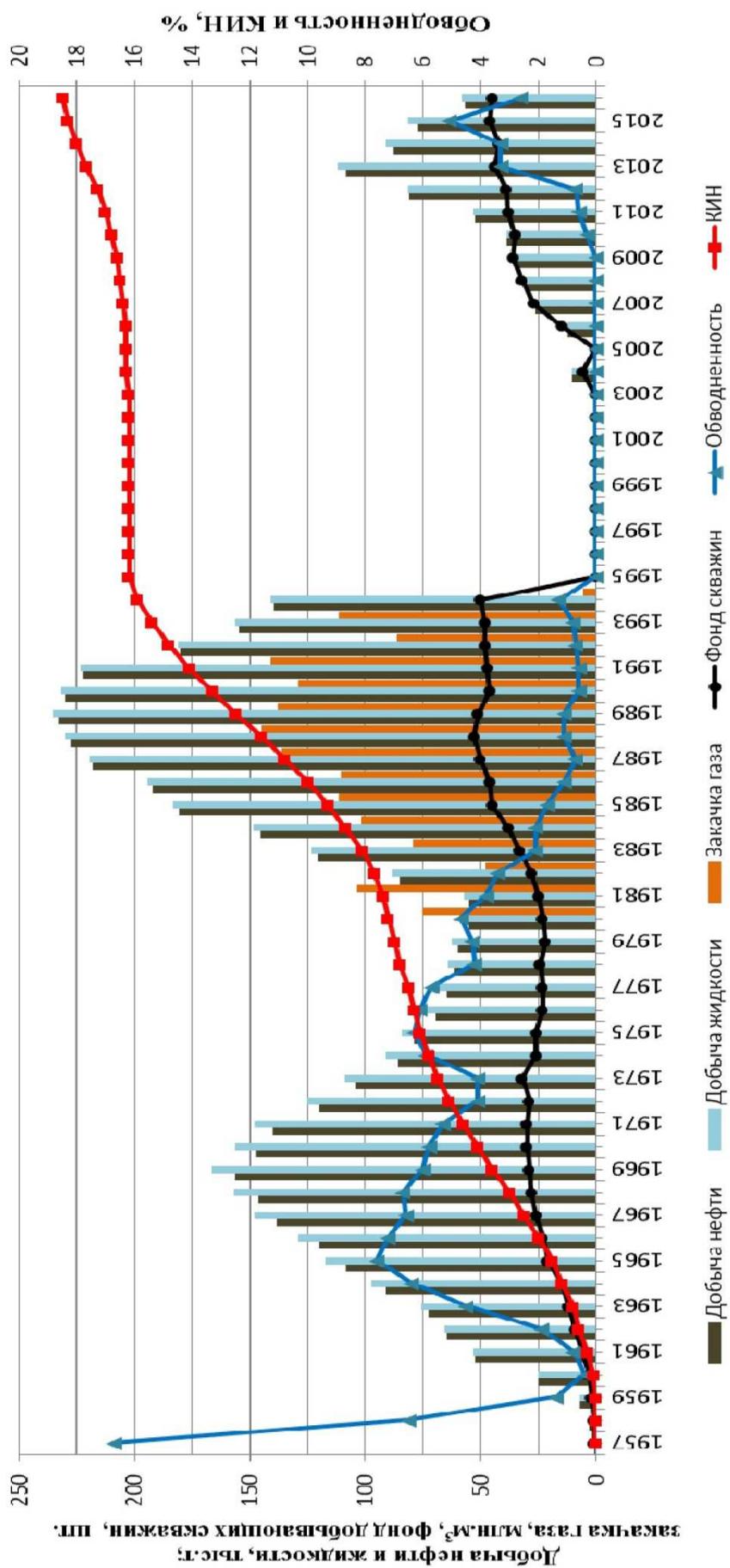


Рисунок 4 – Динамика добычи нефти, жидкости и закачки газа на Кортовском месторождении

За всю историю разработки в эксплуатации чокракских отложений Кортковского месторождения перебивало 89 скважин: 81 скважина исключительно в добыче, 2 скважины исключительно в закачке газа, и ещё 6 скважин участвовали в добыче нефти и последующей закачке газа. Характеристика фонда скважин представлена в таблице 1. Распределение фонда скважин представлено на рисунке 5.

Таблица 1 – Характеристика фонда скважин чокракских отложений Кортковского месторождения по состоянию на 01.01.2017 г.

Наименование	Характеристика фонда скважин	Чокракские отложения Кортковского месторождения
Фонд добывающих скважин	Пробурено	122
	Всего	115
Фонд добывающих скважин	в том числе:	
	– действующие	37
	из них: фонтанные	
	ЭЦН	25
	ШГН	12
	бездействующие	8
	контрольные (наблюдательные и пьезометрические)	16
	переведены под закачку	7
	в ожидании ликвидации	1
	ликвидированные	52
Фонд нагнетательных скважин	Пробурено	2
	Переведены из добывающих	7
	Всего	9
	в том числе:	
	под закачкой	
	наблюдательные	8
	ликвидированные	1

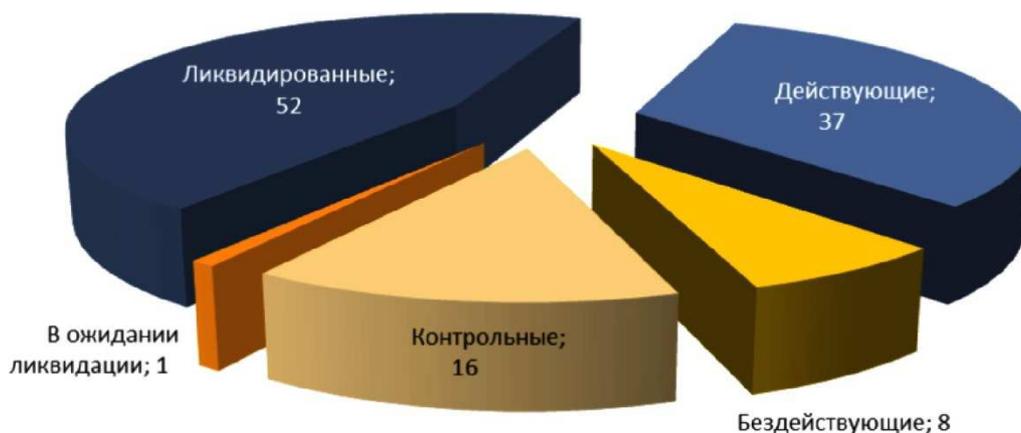


Рисунок 5 – Распределение фонда скважин чокракских отложений Кортковского месторождения по состоянию на 01.01.2017 г.

На текущую дату в добывающем фонде числятся 115 скважин, однако 34 из них в добыче участия не приняли и были ликвидированы (в основном по геологическим причинам). В нагнетательном фонде числятся 9 скважин (7 скважин были переведены из добывающего фонда в процессе разработки, ещё 2 скважины были пробурены как нагнетательные, причём одна из них была позже ликвидирована по геологическим причинам и в разработке участия не приняла).

В действующем добывающем фонде числятся 37 скважин.

На рассматриваемую дату весь действующий фонд добывающих скважин механизирован, 68 % действующих добывающих скважин оборудованы электроцентробежными насосами, 32 % – штанговыми установками.

За 2016 год на долю скважин, оборудованных ШГН, приходится 8 % всей добываемой нефти месторождения; на долю скважин, оборудованных ЭЦН – 92 %. Распределение скважин по дебитам приведено в таблице 2 и на рисунке 6.

Таблица 2 – Распределение скважин по дебитам нефти, жидкости и способам добычи

ЭЦН	Кол-во скважин	ШГН	Кол-во скважин
5–10 тонн/сут.	9	0,1–0,5 тонн/сут.	1
10–15 тонн/сут.	12	0,5–1 тонн/сут.	5
15–20 тонн/сут.	4	1–1,5 тонн/сут.	6
Всего	25	–	12

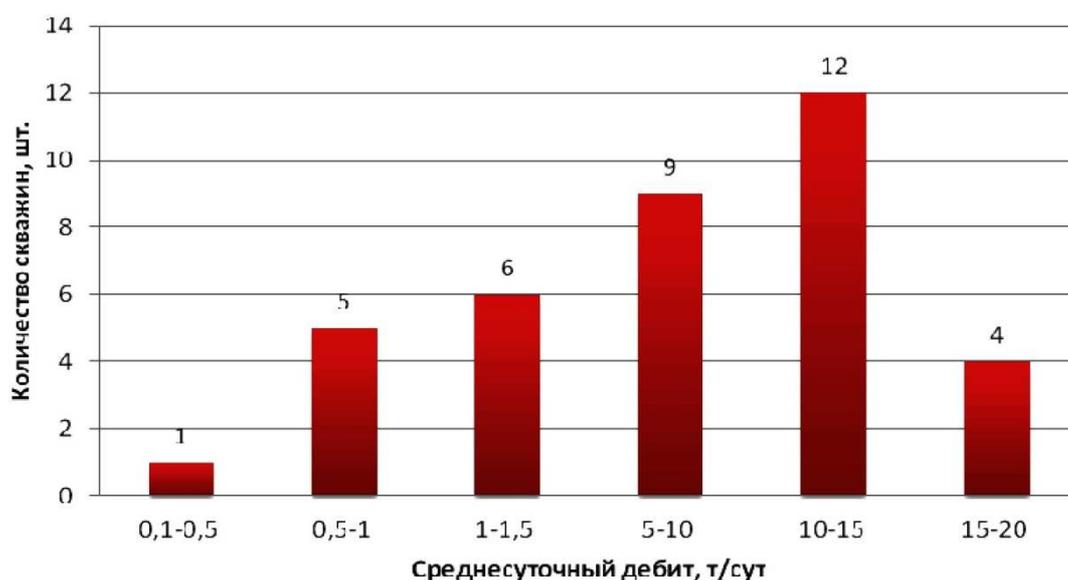


Рисунок 6 – Распределение скважин по дебитам нефти

Анализ дебитов скважин по способам эксплуатации на 01.01.2017 г. показывает, что средний дебит нефти скважин, работающих на УЭЦН, составляет 11,5 тонн/сут., на ШГН – 1,0 тонн/сут.

Схема размещения действующих скважин с учётом способам эксплуатации представлена на рисунке 7.

Сопоставление проектных и фактических показателей разработки

Сопоставление фактических показателей разработки XXIII пласта чокракских отложений Кортковского месторождения проводилось с проектными, утверждёнными на соответствующие периоды.

В таблице 3 приведены расхождения фактических показателей с проектными, а в таблице 4 приведено сравнение проектных и фактических показателей за пять последних лет разработки.

Сопоставление проектных и фактических показателей за 2012-2016 гг. показывает, что в 2012 году фактическая добыча нефти опережает на 7,9 тыс. тонн (10,8 %) проектное значение. Фактический дебит по нефти составил 7,0 тонн/сут., что на 2,8 тонн/сут. выше проектного значения. Фактическая обводнённость (0,7 %) действующего фонда скважин была ниже проектного значения на 0,3 %. Фактическая обводнённость отставала от проектного значения на 0,3 %.

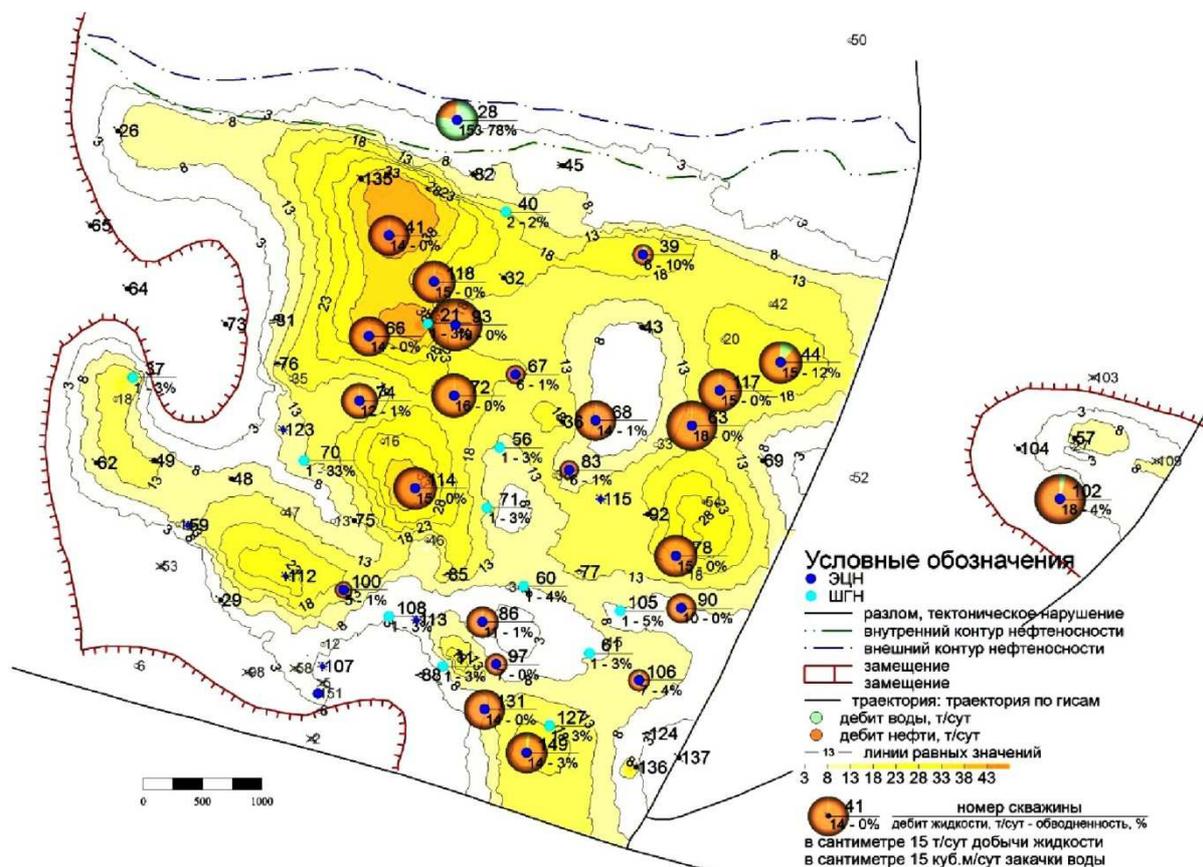


Рисунок 7 – Схема размещения действующих скважин чокракских отложений Кортковского месторождения по способам эксплуатации

Таблица 3 – Расхождение фактических показателей с проектными показателями

Показатели	2012	2013	2014	2015	2016
Расхождение фактической годовой добычи нефти с утверждённой, тыс. тонн	7,9	0,7	-28,4	-1,2	-24,2
%	10,8	0,6	-24,4	-1,6	-29,9
Расхождение фактической годовой добычи жидкости с утверждённой, тыс. тонн	7,7	2,3	-27,8	-10,6	-32,9
%	10,4	2,1	-23,4	-11,5	-36,1
Расхождение фактической годовой обводнённости с утверждённой, % весовых	-0,3	1,4	1,3	-9,6	-8,6
%	-32,1	72,6	63,2	-65,2	-77,1
Расхождение фактического действующего добывающего фонда с утверждённым, шт.	-12,0	-6,0	-11,0	-2,0	-8,0
%	-24,0	-12,0	-20,8	-4,5	-17,8
Расхождение фактической накопленной добычи нефти с утверждённой, тыс. тонн	-1,3	0,4	-23,6	-1,6	-25,8
%	0,0	0,0	-0,5	0,0	-0,5
Расхождение фактической накопленной добычи жидкости с утверждённой, тыс. тонн	-52,3	2,0	-25,8	-10,7	-43,7
%	-1,1	0,0	-0,5	-0,2	-0,8
Расхождение фактического дебита нефти с утверждённым, тонн/сут.	2,8	1,0	3,3	0,6	0,2
%	66,7	14,7	51,6	12,5	4,3
Расхождение фактического дебита жидкости с утверждённым, тонн/сут.	2,8	1,1	3,5	0,1	-0,3
%	66,7	15,9	53,8	1,8	-5,8

Таблица 4 – Сопоставление проектных и фактических показателей разработок чокракских отложений Кортовского месторождения

Показатели	2012		2013		2014		2015		2016	
	проект	факт								
Добыча нефти всего, тыс. тонн	73,0	80,9	107,7	108,4	116,4	88,0	78,5	77,3	81,0	56,8
Добыча нефти с начала разработки, тыс. тонн	4740,0	4738,8	4846,7	4847,2	4958,7	4935,2	5014,0	5012,4	5095,0	5069,2
Ввод добывающих скважин, всего, шт.	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0	0	2	2	1	0	0	5
Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	50	39	51	44	54	42	45	42	46	37
Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт.	50	38	50	44	53	42	44	42	45	37
Ввод нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Средний дебит по нефти действующих скважин, тонн/сут.	4,2	7,0	6,8	7,8	6,4	9,7	4,8	5,4	4,6	4,8
Средний дебит жидкости добывающих скважин, тонн/сут.	4,2	7,0	6,9	8,0	6,5	10,0	5,6	5,7	5,2	4,9
Средняя обводнённость продукции действующего фонда скважин, %	1,1	0,7	1,9	3,3	2,0	3,3	14,8	5,14	11,2	2,6
Добыча жидкости, тыс. тонн	73,8	81,5	109,8	112,1	118,8	91,0	92,1	81,5	91,2	58,3
Добыча жидкости с начала разработки, тыс. тонн	4937,0	4884,7	4994,8	4996,8	5113,6	5087,8	5180,0	5169,3	5271,2	5227,5
Закачка газа, тыс. м ³	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Закачка газа с начала разработки, млн м ³	1929	1521,9	1521,9	1521,9	1521,9	1522	1521,9	1521,9	1521,9	1521,9
Компенсация отбора жидкости закачкой газа, %	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Компенсация отбора с начала разработки, %	25,5	94,2	92,3	92,2	90,1	90,6	72,8	89,2	71,8	88,2
Добыча растворённого газа, млн м ³	8,8	29,5	13,8	17,7	14,9	16,4	10,0	11,0	10,4	7,0
Добыча растворённого газа с начала разработки, млн м ³	615,0	636,1	649,8	653,8	664,7	670,2	680,0	681,2	690,4	688,2
Использование растворённого газа, млн м ³	8,5	17,70	13,2	14,83	14,5	13,45	9,7	10,65	10,1	6,65
Уровень использования растворённого газа, %	97	60	96,0	83,8	97,0	82	97,0	96,8	97,0	95

Фактическая добыча нефти в 2013 году опережает проектное значение на 0,7 тыс. тонн (0,6 %), а в 2014 году отстаёт на 28,4 тыс. тонн (24,4 %). Фактический дебит по нефти в 2013 году выше проектного значения на 1,0 тонн/сут. (14,4 %), в 2014 году – на 3,5 тонн/сут. (53,8 %). Фактическая обводнённость в 2013–2014 гг. выше проектного значения на 1,4 % и 1,3 % соответственно.

Фактическая добыча нефти в 2015 году отстаёт от проектного значения на 1,2 тыс. тонн (1,6 %), в 2016 году на 24,2 тыс. тонн (29,9 %). Фактический дебит по нефти в 2015 году выше проектного значения на 0,1 тонн/сут. (1,8 %), а в 2014 году – ниже на 0,3 тонн/сут. (5,8 %). Фактическая обводнённость в 2015–2016 гг. ниже проектного значения на 9,6 и 8,6 % соответственно.

Сравнение проектных и фактических уровней добычи нефти и жидкости представлено на рисунке 8.

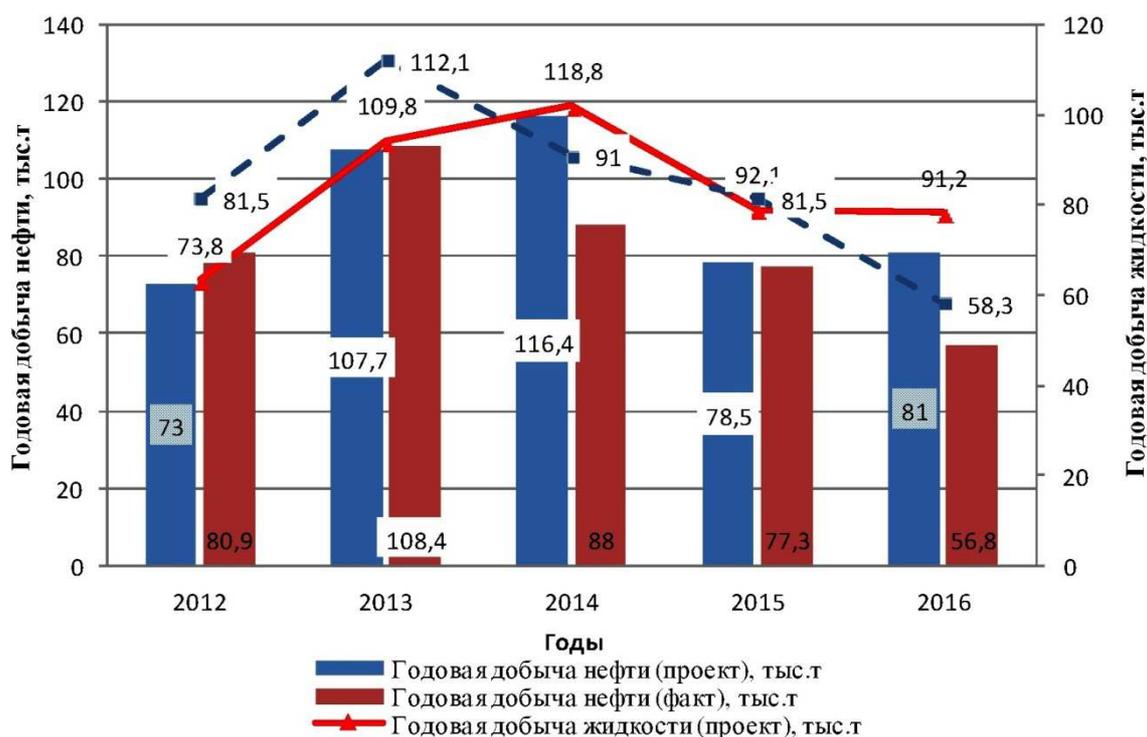


Рисунок 8 – Сравнение проектных и фактических уровней добычи нефти и жидкости

Так как и проектная, и фактическая доля воды в жидкости незначительна, фактическая и проектная добыча жидкости за рассматриваемые периоды имеет ту же тенденцию изменения, которая наблюдалась по отборам нефти.

Превышение добычи нефти и жидкости в 2014–2015 гг. получено из-за оптимизации насосного оборудования (замены ШГН на ЭЦН) и ВБД, а в 2014 году снижение добычи нефти произошло за счет остановки скважин, которые находятся за пределами лицензионного участка.

Превышение фактических значений дебитов нефти над проектными в 2014–2016 гг. достигнуто в результате проведённых ГТМ: ИДН (перевод ШГН на УЭЦН), ОПЗ и реперфораций. Сравнение проектных и фактических дебитов нефти и обводнённости представлено на рисунке 9.

Расхождение в фонде скважин объясняется меньшей интенсивностью вывода скважин из бездействующего фонда, связанной со сложностью проводимых КРС и успешностью их ввода в эксплуатацию, а также за счёт остановки скважин, не проведённым ЗБС, запланированным в последнем проектном документе. Сравнение проектного и фактического фонда скважин представлено на рисунке 10.

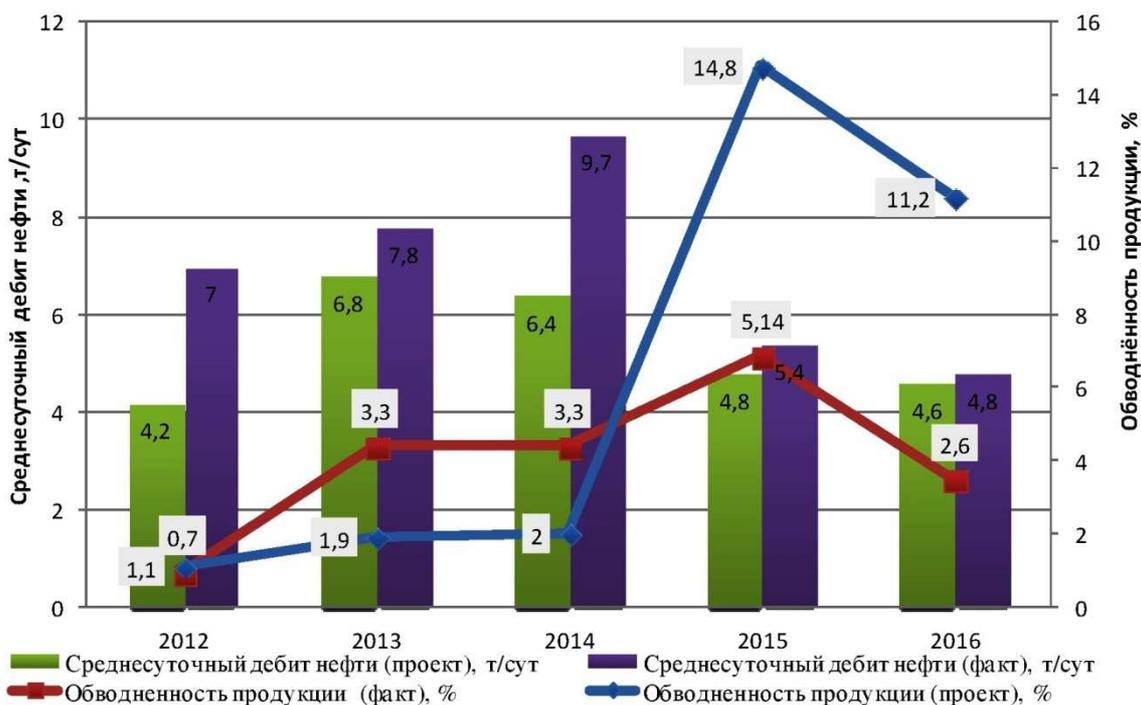


Рисунок 9 – Сравнение проектных и фактических дебитов нефти и обводнённости

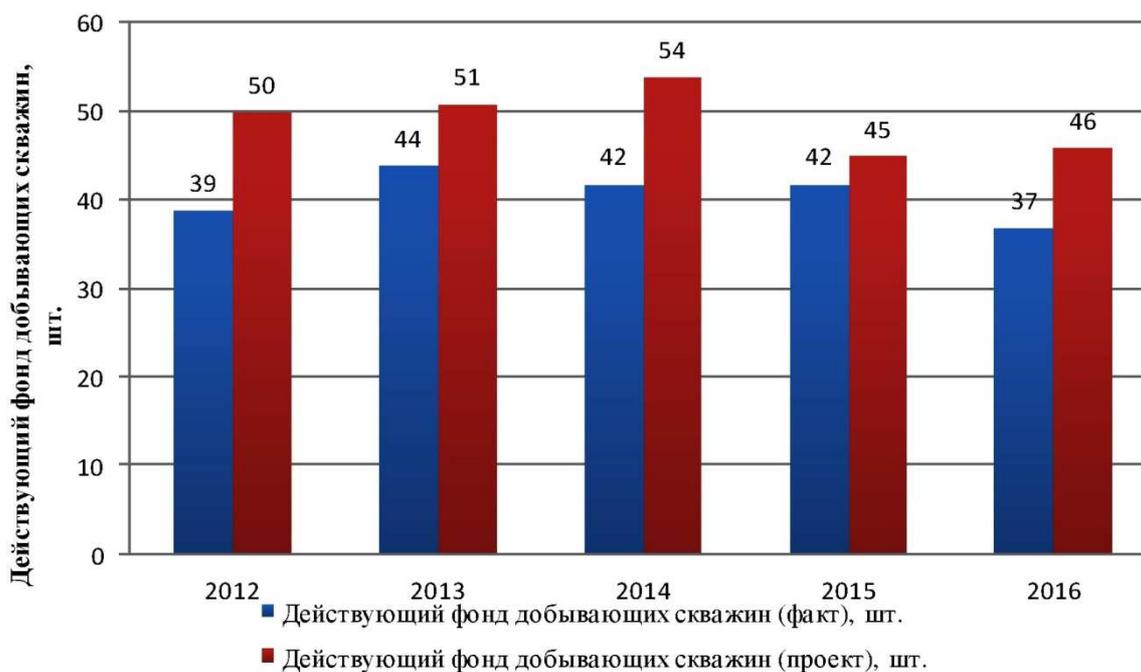


Рисунок 10 – Сравнение проектного и фактического фонда скважин

Анализ текущего состояния разработки месторождения

Современное состояние разработки чокракских отложений Кортковского месторождения показано на картах накопленных (рис. 11) и текущих отборов (рис. 12). Все скважины, работавшие на месторождении, имеют либо безводную накопленную продукцию, либо наличие небольшой доли воды. При этом часто обводнённость при эксплуатации скважин уменьшалась. Часто скважины, работавшие с небольшой долей воды в продукции, находятся в центре залежи и окружены скважинами с безводной добычей. Учитывая отсутствие закачки воды на месторождении, можно предположить присутствие во вскрытых толщинах небольших изолированных водонасыщенных прослоев.

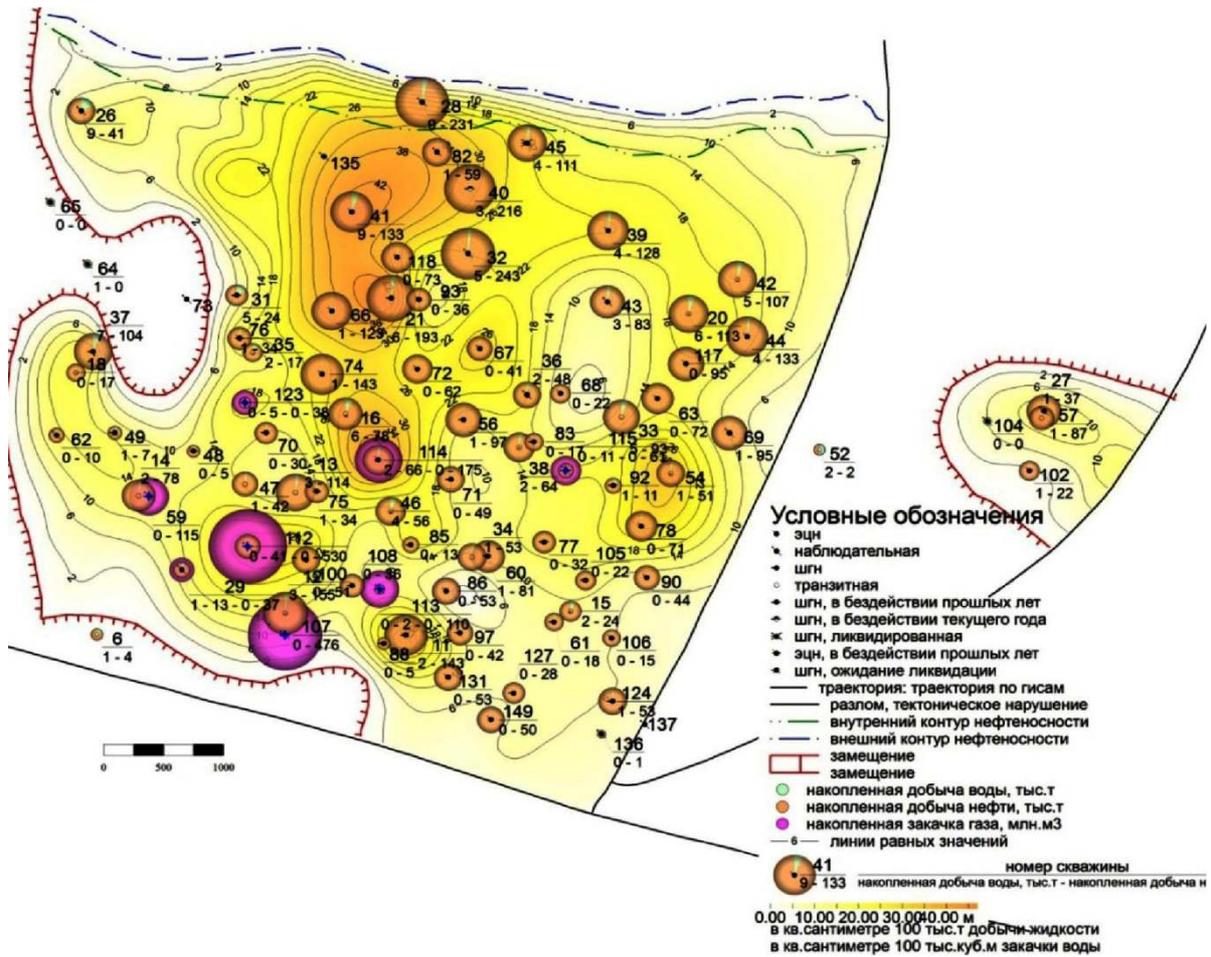


Рисунок 11 – Карта накопленных отборов нефти Кортковского месторождения по состоянию на 01.01.2017 г.

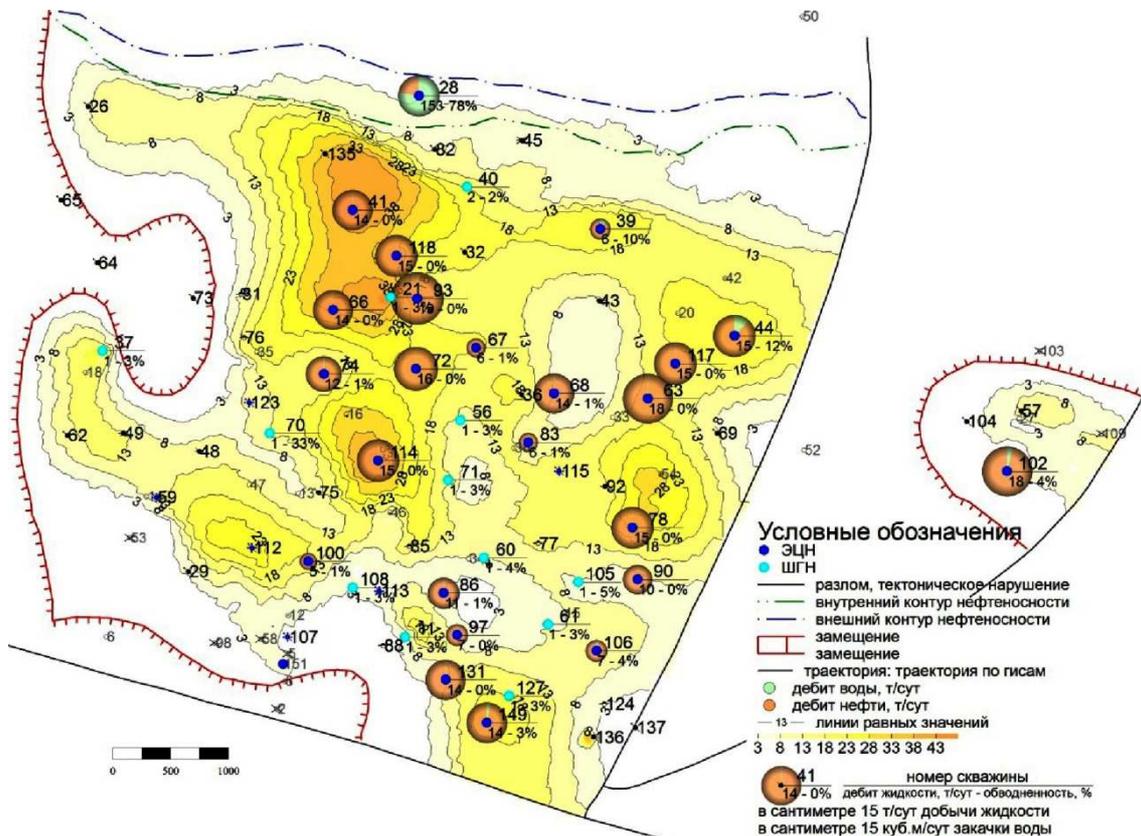


Рисунок 12 – Карта текущих отборов нефти Кортковского месторождения по состоянию на 01.01.2017 г.

Анализ энергетического состояния объекта разработки

Активный мониторинг энергетического состояния продуктивных залежей чокракских отложений Кортковского месторождения проводился с 1961 по 1989 гг.

Всего за весь период разработки месторождения было проведено 60 исследований по прямым замерам пластового давления в призабойных зонах добывающих скважин.

Согласно полученным данным пластовое давление в призабойной зоне пласта не приближалось к величине давления насыщения нефти газом. Минимальное значение пластового давления 19,6 МПа было получено в марте 1979 года, как раз перед началом организации закачки газа. Далее до 1989 года (дата последнего качественного замера) наблюдается рост пластового давления (рис. 13).

Через 5 лет после последнего замера пластового давления закачка газа была прекращена, а ещё через 2 года разработка месторождения была остановлена.

После прекращения эксплуатации всех скважин в 1996 году на 10 лет замеры пластового давления возобновились в 2005 году. Замеры проводились по единичным скважинам и приводились к отметке минус 3400 м.

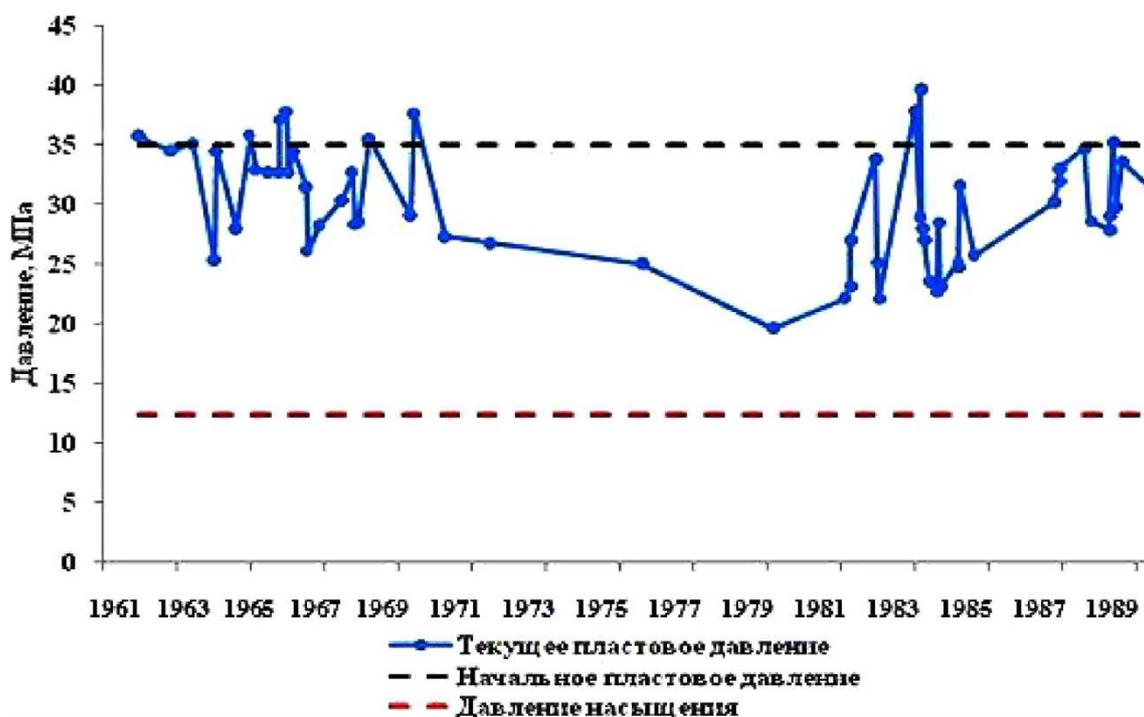


Рисунок 13 – Динамика среднего пластового давления чокракских отложений Кортковского месторождения

По результатам интерпретации КВУ, проведённым в 2016 году по скважинам №№ 97, 69, 76 и 61, замеров статических уровней по скважинам №№ 124, 31, 85, 31, 85 и АД по скважинам №№ 76, 83 и 86, пластовое давление, приведённое к отметке минус 3400 м, составляет в среднем 18,2 МПа.

Карты изобар (на начало разработки, на начало организации закачки ГВД, на момент окончания закачки ГВД и на текущую дату), построенные на основе гидродинамической модели, приведены на рисунках 14–17.

На данных рисунках хорошо видно начальное энергетическое состояние месторождения, состояние перед началом организации закачки ГВД, результат закачки ГВД в 1980–1993 гг. и современная энергетическая ситуация.

Энергетическая ситуация на месторождении на текущий момент неудовлетворительная. Для устранения определённых рисков по уровню добываемой нефти необходимо предусмотреть организацию системы ППД с целью рациональной разработки месторождения.

Анализ выработки запасов нефти чокракских отложений Кортковского месторождения

По состоянию на 01.01.2017 г. из чокракских отложений Кортковского месторождения добыто 5069,2 тыс. тонн нефти, что составляет 46,5 % от начальных извлекаемых запасов, числящихся на государственном балансе. Текущий КИН равен 0,185 доли ед. при балансовом 0,397 доли ед.

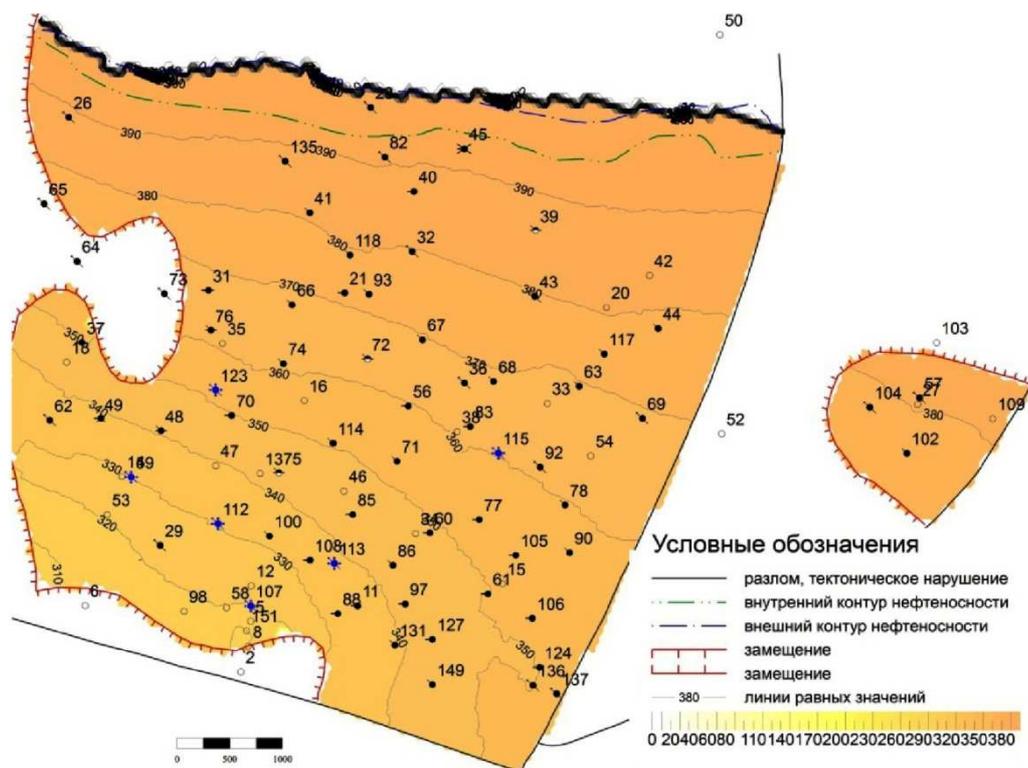


Рисунок 14 – Карта изобар на 01.01.1957 г. (начало разработки месторождения)

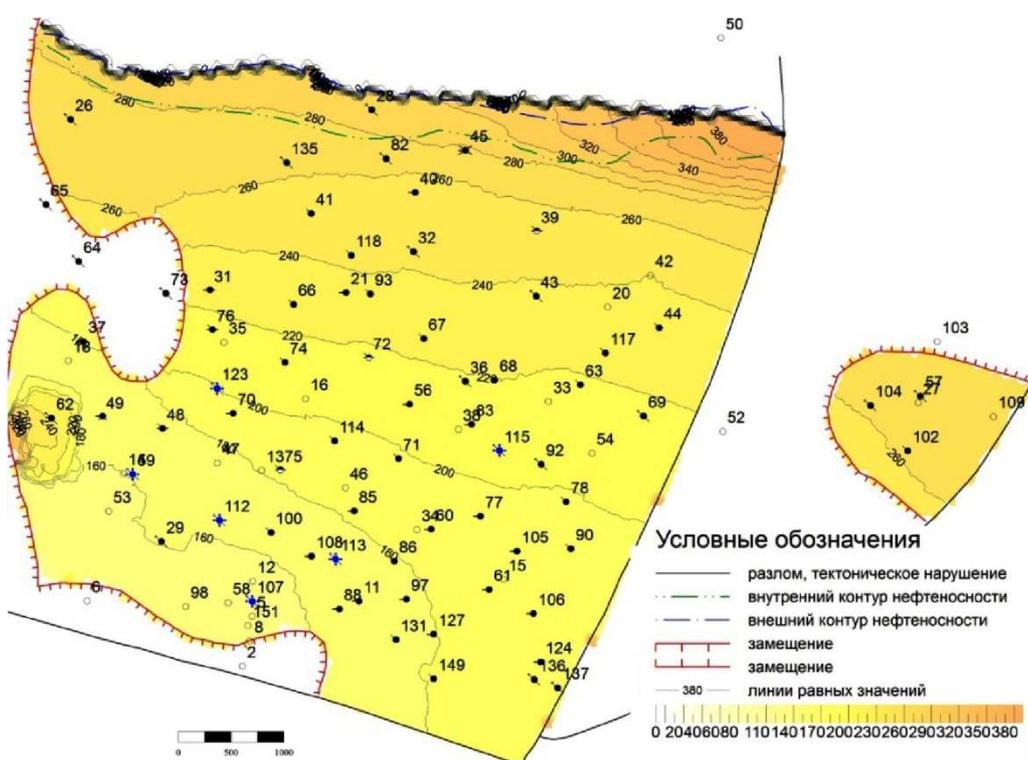


Рисунок 15 – Карта изобар на 01.01.1979 г. (момент начала организации закачки ГВД)

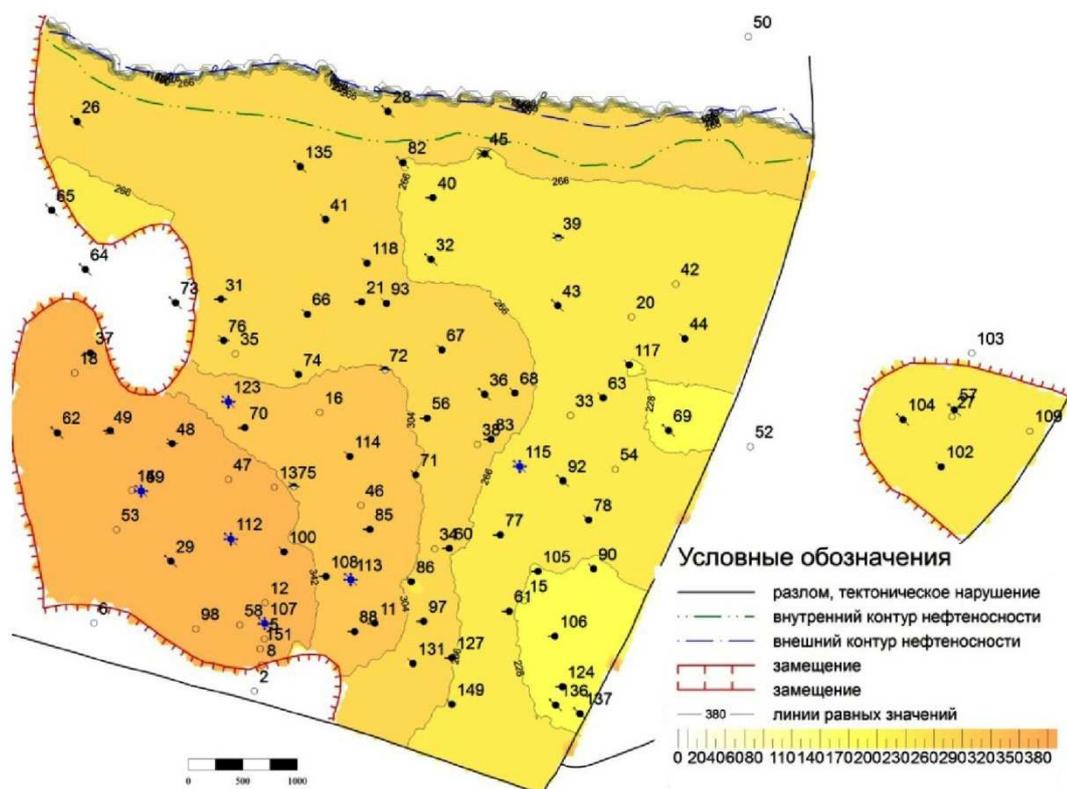


Рисунок 16 – Карта изобар на 01.01.1994 г. (момент окончания закачки ГВД)

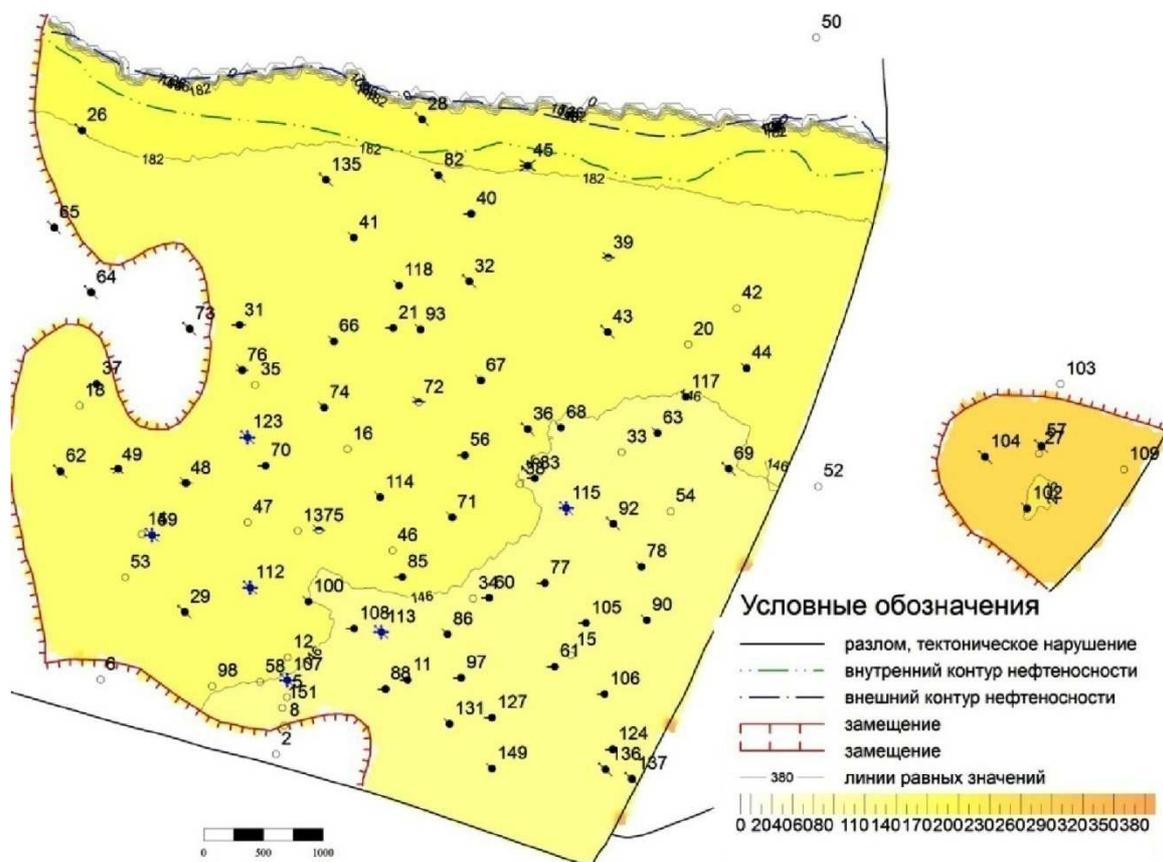


Рисунок 17 – Карта изобар на 01.01.2017 г.

XXIII пласт чокракских отложений состоит из двух залежей: основной залежи и небольшой восточной залежи. Начальные геологические и извлекаемые запасы даны в целом по чокракским отложениям и представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Состояние выработки запасов нефти чокракских отложений Кортковского месторождения по состоянию на 01.01.2017 г.

Площадь (участок)	месторождение в целом
НГЗ, тыс. тонн	27 449
Утверждённый КИН, доли ед.	0,397
НИЗ, тыс. тонн	10 893
Год ввода в разработку	1957
Количество скважин, пребывавших в эксплуатации	
– добывающих	87
– нагнетательных	8
Накопленная добыча на 01.01.2017 г., тыс. тонн	
– нефти	5069,2
– жидкости	5227,5
Отбор извлекаемых запасов, %	46,5
Текущий КИН, доли ед.	0,185
Обводнённость продукции, %	2,6
Накопленная добыча нефти на 1 скважину, тыс. тонн/скв.	58,3
ВНФ	0,031
Остаточные извлекаемые запасы нефти, тыс. тонн	5823,8

На 01.01.2017 г. по Кортковскому месторождению начальные геологические запасы составляют 27449 тыс. тонн нефти, начальные извлекаемые запасы 10893 тыс. тонн нефти, утверждённый КИН – 0,397 доли ед. С учётом разбивки запасов на две залежи: на основной залежи начальные геологические запасы составляют 26864 тыс. тонн нефти, начальные извлекаемые запасы – 10661 тыс. тонн нефти. По восточной залежи начальные геологические запасы составляют 585 тыс. тонн нефти, начальные извлекаемые запасы – 232 тыс. тонн нефти.

Анализ эффективности применяемых методов интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи пластов

История применения методов увеличения нефтеотдачи чокракских отложений Кортковского месторождения включает уникальный метод смешивающегося вытеснения нефти газом высокого давления. На современном этапе технология закачки газа высокого давления (ГВД) заслуживает большого внимания как высокоэффективная технология, применение которой может стать перспективным направлением разработки сложнопостроенных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами углеводородов.

Обоснование эффективности вытеснения нефти газом высокого давления применительно к условиям XXIII пласта рассматриваемого месторождения исследовалось на горизонтальной модели пласта длиной 10 м с соблюдением критериев для процессов смешивающегося вытеснения. Нефть XXIII пласта вытеснялась газом, содержащим 15 % объёмных промежуточных компонентов C₂–C₆, при давлении 35 МПа и пластовой температуре +103 °С. Эффективность вытеснения в горизонтальном потоке достигает 78 %, до прорыва нагнетаемого агента из модели извлекли 58 % нефти, суммарное количество нагнетаемого газа составило 1,1–1,3 нефтенасыщенного порового объёма модели пласта.

В результате проведения лабораторных исследований по анализу глубинных проб нефти установлено, что нефть в пластовых условиях имеет высокую недонасы-

ценность газом (при начальном пластовом давлении 37,0 МПа давление насыщения равно всего 12,3 МПа при абсолютном значении газонасыщенности пластовой нефти, равной 84,4 $\text{м}^3/\text{т}$). Предельное давление, при котором происходит эффективный процесс растворения нагнетаемого углеводородного газа, не должно превышать начального пластового давления, равного 37,0 МПа, – это общий закон обеспечения сохранения ресурсов углеводородов в недрах.

В связи с тем, что XXIII пласт погружается в северном направлении под углом 15–18°, были проведены опыты на короткой модели пласта при различных углах наклона модели. Выявлено, что при увеличении угла наклона модели пласта до определённой величины (30°) эффективность вытеснения нефти газом сверху вниз возрастает.

На месторождении проведен промышленный эксперимент по закачке газа высокого давления. С 1979 по 1986 гг. на залежи были сформированы два ряда нагнетательных скважин в верхней области структуры залежи с последовательным вводом под нагнетание газа высокого давления. С 1980 по 1983 гг. под нагнетание осваиваются скважины: №№ 59, 107 и 112; в 1985 году начато нагнетание газа в скважины №№ 113 и 114; в 1986 году в фонд действующих скважин была введена нагнетательная скважина № 115 и в 1987 году – скважина № 123.

По мере наращивания закачанного объема газа в пласт (с положительным текущим балансом) происходило постепенное восстановление пластового давления. При этом наблюдалось последовательное (от ближайших добывающих скважин к нагнетательным) возвращение добывающих скважин на эксплуатацию фонтанным способом добычи продукции.

Первой на нагнетание газа отреагировала скважина № 12, расположенная в 200 м от нагнетательной скважины № 107. Первоначально повышение дебитов нефти наблюдалось в добывающих скважинах наиболее близко расположенных к нагнетательным скважинам. Средний дебит нефти одной добывающей скважины первого ряда к моменту начала закачки газа был равен 3,3 тонн/сут. при среднем дебите одной скважины залежи 7,7 тонн/сут. В 1984 году дебит нефти одной добывающей скважины первого ряда составил 14,6 тонн/сут. при среднем дебите скважины по залежи 12,6 тонн/сут., т.е. скважины первого ряда и залежи в целом стали работать с более высокими дебитами по нефти.

За время осуществления закачки газа высокого давления (ГВД) по отдельным скважинам среднесуточные дебиты нефти достигали 160 тонн/сут.

Наряду с увеличением дебитов нефти происходит рост газовых факторов. Если до внедрения закачки ГВД газовые факторы изменялись от 62 до 143 $\text{м}^3/\text{т}$, то в период закачки газа достигали в отдельных скважинах 800 $\text{м}^3/\text{т}$ и выше. Рост газовых факторов отмечен в скважинах №№ 74 и 108, в 1982 году – в скважинах №№ 46 и 47. В 1981 году газовый фактор начал увеличиваться в скважине № 75. В 1987 году рост газовых факторов отмечен уже в 15 скважинах.

Влияние закачки газа достаточно эффективно отмечается не во всех добывающих скважинах. Часть скважин работает с низкими дебитами. В скважинах №№ 42, 48, 64 и 65 дебиты нефти изменялись от 0,01 до 0,9 тонн/сут. В скважинах №№ 57, 62 и 76 дебиты нефти в течение ряда лет не повышались. В скважинах №№ 26, 39, 61 и 68 дебиты нефти оставались постоянными.

В ходе нагнетания газа высокого давления в XXIII пласт выявлена и негативная закономерность – прорыв газа к добывающим скважинам. Рост газового фактора происходил, прежде всего, в добывающих скважинах, расположенных на структуре выше нагнетательных скважин.

С целью регулирования процесса вытеснения нефти газом высокого давления проводились следующие мероприятия: остановка добывающей скважины № 92, нагнетательной № 115 и ограничение объема нагнетания газа в скважину № 114, что способствовало повышению дебитов нефти в скважинах №№ 36, 69, 74 и 78. Газовый фактор понизился в скважине № 108 с 346 $\text{м}^3/\text{т}$ в январе, до 122 $\text{м}^3/\text{т}$ в июле-августе.

Наибольший объем газа закачан в скважину № 112. Средняя её приёмистость равна 150 тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$. Приёмистость остальных скважин изменялась от 23 до 50 тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$.

Забойное давление в нагнетательных скважинах при нагнетании газа составляло 37–39 МПа, а пластовое давление – 32–36 МПа.

Нагнетание газа привело к росту пластового давления, увеличению дебита скважины и снижению обводненности добываемой продукции.

Контроль за изменением дебитов скважин в период 1982–1993 гг. показал, что газ от зоны нагнетания в основном распространяется в направлении скважин №№ 28 и 44.

Вертикальная неоднородность пласта приводит к неравномерному увеличению дебитов скважин по площади залежи. Так, в 1982 году отмечено увеличение дебита с 5,6 до 17 тонн/сут. скважины № 37, тогда как в скважинах №№ 62, 49 и 48, расположенных между зоной нагнетания и скважиной № 37, не произошло заметного увеличения дебитов.

Газ, вытесняя нефть из более проницаемых пропластков, продвигается по ним с более высокой скоростью, чем, по менее проницаемым пропласткам. Поэтому вытесняющий газ появился в некоторых скважинах, удалённых от зоны нагнетания. Средний газовый фактор в скважинах №№ 72 и 93 достиг соответственно 310 и 440 м³/т. В скважинах №№ 66, 63 и 69 газовый фактор изменялся от 200 до 243 м³/т.

Начало повышения газового фактора до 150 м³/т отмечалось и в скважинах №№ 41, 118, 32 и 44, более удалённых от зоны нагнетания.

Площадь, охваченная нагнетаемым газом, состояла из двух участков. Первый участок включал зону нагнетания в повышенной части пласта и простирался до добывающих скважин №№ 66, 72 и 93. Его площадь была определена по данным эксплуатации реагирующих скважин и составляла 5,7 млн м². Второй участок образовался после ввода нагнетательной скважины № 115 в сентябре 1984 года. Площадь этого участка оценивалась в 1,0 млн м². Таким образом, суммарные размеры, охваченной газом площади по состоянию на конец реализации процесса (на 1996 г.) составляли 6,7 млн м². Начальные геологические запасы нефти зоны воздействия составили 9,9 млн м³. Суммарное количество закачанного газа в пласт – 1541,7 млн м³. В абсолютном выражении накопленная закачка газа в пласт по отношению к нефтенасыщенному поровому объёму составляет 0,747.

Таким образом, нагнетание газа высокого давления позволило интенсифицировать добычу нефти, создать условия для фонтанирования реагирующих скважин, вновь ввести в эксплуатацию простаивающие длительное время добывающие скважины. Наряду с очевидными преимуществами, закачка газа выявила и негативные стороны процесса в условиях XXIII пласта. При резкой слоистости и зональной неоднородности коллектора, наличии заметного наклона пласта продвижение нагнетаемого агента происходило неравномерно. Более быстро газ продвигался по прослоям с улучшенными коллекторскими свойствами, что приводило к преждевременному повышению газового фактора в добывающих скважинах, вскрывших эти прослои. Отмечалось также преимущественное продвижение нагнетаемого газа к забоям добывающих скважин, расположенных по структуре выше нагнетательных. Отмеченные особенности и трудности процесса были учтены при организации системы воздействия и разработке мероприятий по регулированию процесса в промысловых условиях.

За период 2008–2009 гг. на месторождении проведён гидроразрыв пласта (ГРП) на 11 скважинах, по двум из них – повторные ГРП. В результате повторных операций ГРП на указанных скважинах технологическая эффективность не была получена.

На скважинах проводятся обработки горячей нефтью с целью очистки от АСПО. За период 2010–2014 гг. на месторождении проведено 744 ОПЗ на добывающих скважинах, ДДН составила свыше 7 тыс. тонн. Рекомендуются продолжить обработки скважин с целью интенсификации добычи нефти (горячая нефть, растворители и др.).

В 2011–2014 гг. проводились работы по выводу скважин из длительного бездействия. Из 14 скважин ввод девяти скважин успешен, запуск пяти скважин – не успешен. Неуспешный ввод скважин объясняется их нахождением в зоне повышенной газонасыщенности. Процент успешности вывода скважин из длительного бездействия – 55,6 %, что с учётом технического состояния запускаемых скважин и трудностей, возникающих в ходе работ, является удовлетворительным.

За период 2011–2014 гг. было осуществлено 24 операции по оптимизации насосного оборудования – проведению смены ШГН на ЭЦН. По 17 операциям получен эффект и семь неуспешных. Успешные операции по скважинам показали кратное увеличение уровня отбора нефти от 1,6 до 7,2 раз. Учитывая, что весь действующий добывающий фонд месторождения на 01.01.2017 г. составляет 37 скважины, удачные переводы были проведены более чем на 40 % действующего фонда, что значительно повлияло на годовые уровни добычи нефти по месторождению в целом.

Прогноз эффективности применения методов на проектный период

Согласно рекомендуемому варианту разработки месторождения, планируется эксплуатация залежи существующим действующим фондом скважин с дополнительным освоением и вводом из бездействия в эксплуатацию 9 добывающих скважин простаивающего фонда; ЗБС по 21 скважине; бурение и ввод в эксплуатацию 12 наклонно-направленных добывающих скважин, проведение ГРП по 25 скважинам.

Кроме того, планируется расконсервация 3 нагнетательных скважин №№ 59, 107 и 113 с целью закачки газа высокого давления для ППД.

По фонду добывающих и вновь вводимых нагнетательных скважин осуществляются геолого-технические мероприятия (ГТМ) до экономически рентабельного режима их эксплуатации.

Режим выработки запасов нефти – использование остаточного запаса упругой пластовой энергии с переходом к площадной закачке в пласт углеводородного газа высокого давления с целью поддержания пластового давления и повышения эффективности выработки запасов нефти. Прогноз эффективности применения ГТМ и новых методов повышения КИН и интенсификации добычи нефти представлен в таблице 6.

Рекомендации по эксплуатации объекта

Первоочередными задачами на месторождении являются: вывод скважин из бездействия и интенсификация добычи посредством увеличения депрессии на пласт. В дальнейшем предусматривается поддержание пластового давления.

Эксплуатацию месторождения рекомендуется осуществлять в 3 этапа.

Первый этап – оптимизация параметров добывающего механизированного фонда скважин и ввод скважин из бездействующего фонда.

Второй этап – закачка газа высокого давления.

Из опыта эксплуатации месторождения известно, что в процессе закачки газа высокого давления добывающие скважины отреагировали повышением дебитов нефти и ростом газовых факторов. Максимально ожидаемые дебиты нефти достигнут величины 11,0 тонн/сут.

Предельно допустимая депрессия по скважинам в условиях Кортковского месторождения определяется минимальным забойным давлением, которое, в свою очередь, ограничено следующими условиями:

- разгазирование нефти в пласте;
- разрушение коллектора в призабойной зоне скважины, сопровождающееся интенсивным выносом частиц породы;
- смятие эксплуатационной колонны под действием избыточного давления.

Основным критерием минимального забойного давления принято давление насыщения. Такое снижение не создаёт условий разгазирования нефти в пласте, не приведёт к значительному ухудшению процесса вытеснения нефти газом и значительному уменьшению коэффициента продуктивности скважин.

Третий этап – завершающий период разработки месторождения – сопровождается снижением устьевых давлений, увеличением обводнённости, прекращением фонтанирования скважин и переводом их на механизированную эксплуатацию.

Таблица 6 – Прогноз эффективности применения ГТМ и новых методов повышения КИН и интенсификации добычи нефти

Виды ГТМ	ВНС		Зарезка боковых стволов		Закачка газа высокого давления		ГРП		ВВД + ГРП		ОПЗ		Итого	
	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2
Период														
2017–2020	5	82,7	8	204	3	35,6	8	48	–	–	150	9	166	331,3
2021–2025	7	199	10	205	–	149,2	15	90	5	26	150	9	172	588,2
2026–2030	–	217	3	101	–	101,3	–	66	–	35	150	9	153	463,3
2031–2035	–	136	–	58	–	60,3	–	39	–	20	150	8,7	150	283
2036–2040	–	93	–	37	–	32	–	33	–	16	150	7,5	150	185,5
2041–2045	–	68	–	28	–	22	–	10	–	14	150	7,5	150	139,5
2046–2050	–	54	–	23	–	22	–	–	–	11	150	7,5	150	117,5
2051–2055	–	45	–	17	–	20	–	–	–	8	30	1,8	30	91,8
2056–2060	–	38	–	15	–	15	–	–	–	5	30	1,8	30	74,8
2061–2065	–	32	–	11	–	10	–	–	–	3	30	1,8	30	57,8
2066–2070	–	23	–	7	–	8	–	–	–	–	30	1,8	30	39,8
2071–2075	–	17	–	6	–	7	–	–	–	–	30	1,8	30	31,8
2076–2080	–	14	–	5	–	6	–	–	–	–	–	–	0	25
2081–2085	–	11	–	4	–	4	–	–	–	–	–	–	0	19
2086–2090	–	9	–	3	–	4	–	–	–	–	–	–	0	16
2096–2100	–	6	–	–	–	4	–	–	–	–	–	–	0	10
2101–2105	–	4	–	–	–	4	–	–	–	–	–	–	0	8

Примечания: 1 – количество операций;
2 – дополнительная добыча нефти, тыс. тонн.

Литература:

1. Акульшин А.И. Прогнозирование разработки нефтяных месторождений. – М. : Недра, 1988. – 240 с.
2. Булатов А.И. [и др.]. 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. Гавура В.Е. Контроль и регулирование процесса разработки нефтяных и газовых месторождений. – М. : ОАО ВНИИОЭНГ, 2001. – 340 с.
8. Дегтярёв Н.М., Полянский В.Г. Разработка, промышленные испытания и внедрение нового метода увеличения нефтеотдачи путём закачки в пласты газа под высоким давлением : Этап 4. Отчёт 9/71, Б200751. – Грозный : СевКавНИПИнефть, 1972. – 48 с.
9. Иванова М.М., Чоловский И.П., Брагин Ю.П. Нефтегазопромысловая геология. – М. : Недра, 2000. – 414 с.
10. 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.
11. Крылов А.П. [и др.]. Научные основы разработки нефтяных месторождений. – Москва-Ижевск : Институт компьютерных исследований, 2004. – 424 с.
12. Лысенко В.Д. Проектирование разработки нефтяных месторождений. – М. : Недра, 1987. – 367 с.
13. Палий А.О., Амелин И.Д. Закачка газа в пласт с целью увеличения нефтеотдачи. – М. : ОАО ВНИИОЭНГ, 1978. – 51 с.
14. Попов В.В. [и др.]. Поиски, разведка и эксплуатация месторождений нефти и газа : учебное пособие. – Новочеркасск : ЮРГПУ (НПИ), 2015. – 322 с.
15. Попов В.В. [и др.]. Геофизические исследования и работы в скважинах : учебное пособие. – Новочеркасск : Лик, 2017. – 326 с.
16. Савенок О.В. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений : учебное пособие. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 203 с.
17. Савенок О.В. Оптимизация функционирования эксплуатационной техники для повышения эффективности нефтепромысловых систем с осложнёнными условиями добычи. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013. – 336 с.
18. Савенок О.В. Повышение эффективности базовых и информационно-управляющих технологий при разработке месторождений углеводородов с трудноизвлекаемыми запасами : дис. ... доктора технических наук. – М., 2013. – 432 с.
19. Савенок О.В., Арутюнян А.С., Шальская С.В. Интерпретация результатов гидродинамических исследований : учебное пособие. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2017. – 203 с.
20. Савенок О.В., Ладенко А.А. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2019. – 267 с.
21. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – М. : Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.
22. Артюхович В.К., Дегтярёв Н.М., Бондаренко Л.А. Результаты исследования закачки газа на месторождении Гойт-Корт // Сборник научных трудов «СевКавНИПИнефть». – Грозный, 1984. – Вып. 40. – С. 37–44.
23. 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.
24. Березовский Д.А. [и др.]. 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.

25. Гаджиев А.А. О перспективах доработки 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.

26. Дегтярёв Н.М. О состоянии и составе переходной зоны при вытеснении нефти газом высокого давления // Труды ГрозНИИ. – М. : Гостоптехиздат, 1961. – Вып. X. – С. 140–145.

27. Дегтярёв Н.М., Полянский В.Г., Артюхович В.К. Исследования некоторых особенностей технологии и техники закачки в пласты углеводородного газа под высоким давлением // Сборник научных трудов «СевКавНИПИнефть». – Грозный, 1981. – Вып. 34. – С. 83–89.

28. Дегтярёв Н.М., Артюхович В.К., Багов Р.А. Регулирование процесса повышения нефтеотдачи при вытеснении нефти из пласта сжатым газом // Сборник научных трудов «СевКавНИПИнефть». – Грозный, 1984. – Вып. 40. – С. 29–37.

29. 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 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.

30. Полянский В.Г., Дегтярёв Н.М., Артюхович В.К. Особенности нагнетания газа в пласт // Сборник научных трудов «СевКавНИПИнефть». – Грозный, 1983. – С. 134–138.

31. Соловьёва В.Н., Колбунов М.Г., Савенок О.В. Метод разработки нефтяных месторождений с взаимодействующими объектами // Территория НЕФТЕГАЗ, 2012. – № 2 (февраль). – С. 62–69.

32. Чижова Я.К., Артюхович В.К., Дегтярёв Н.М. К оценке влияния неоднородности пласта на эффективность вытеснения нефти газом под высоким давлением // Сборник научных трудов «Вопросы техники, технологии бурения, испытания скважин и разработки нефтяных месторождений». – Грозный : СевКавНИПИнефть, 1977. – Вып. 26. – С. 69–75.

References:

1. Akulshin A.I. Forecasting of oil field development. – M. : Nedra, 1988. – 240 p.
2. Bulatov A.I. [et al.]. Ecology in construction of oil and gas wells : textbook for university students. – Krasnodar : Prosveshchenie-South LLC, 2011. – 603 p.
3. Bulatov A.I., Savenok O.V. Underground overhaul of oil and gas wells: in 4 volumes. – Krasnodar : Publishing House – South, 2012–2015. – Vol. 1–4.
4. Bulatov A.I., Savenok O.V. Workshop on the discipline «Completion of the oil and gas wells»: in 4 volumes : manual. – Krasnodar : Publishing House – South, 2013–2014. – Vol. 1–4.
5. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremiyчук R.S. Scientific bases and practice of oil and gas wells development. – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – 576 p.
6. Bulatov A.I., Kachmar Y.D., Savenok O.V., Yaremiyчук R.S. Development of the naphtha and gasvikh Sverdlov. Science and practice : monograph. – Lviv : Spole, 2018. – 476 p.
7. Gavura V.E. Control and regulation of the process of development of oil and gas fields. – M. : OAO ANNIOENG, 2001. – 340 p.
8. Degtyarev N.M., Polyanskiy V.G. Development, industrial testing and implementation of a new method of oil recovery enhancement by pumping into gas formations under high pressure : Stage 4. Report 9/71, B200751. – Grozny : SevKavNIPIneft, 1972. – 48 p.
9. Ivanova M.M., Cholovsky I.P., Bragin Yu.P. Oil and gas field geology. – M. : Nedra, 2000. – 414 p.
10. Klimov V.V., Savenok O.V., Leshkovich N.M. Fundamentals of the geophysical researches at construction and operation of wells at the oil and gas fields. – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – 274 p.
11. Krylov A.P. [et al.]. Scientific bases of oil fields development. – Moskva-Izhevsk : Institute for Computer Research, 2004. – 424 p.
12. Lysenko V.D. Design of the oil fields development. – M. : Nedra, 1987. – 367 p.
13. Paliy A.O., Amelin I.D. Gas injection in order to increase oil recovery. – METRO STATION : OJSC VNIOENG, 1978. – 51 p.
14. 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.
15. Popov V.V. [et al.]. Geophysical researches and works in wells: educational event. – NovoCherkassk : Lik, 2017. – 326 p.
16. Savenok O.V. Theoretical bases of the oil and gas fields development : textbook. – Krasnodar : Prosveshchenie-South LLC, 2011. – 203 p.

17. Savenok O.V. Optimization of the operation equipment functioning to increase the efficiency of the oilfield systems with complicated production conditions. – Krasnodar : Publishing House – South, 2013. – 336 p.
18. Savenok O.V. Efficiency increase of the basic and information-management technologies in the development of the hydrocarbon fields with hard-to-recover reserves: discs. ... Doctor of Technical Sciences. – M., 2013. – 432 p.
19. Savenok O.V., Harutyunyan A.S., Shalskaya S.V. Interpretation of the results of hydrodynamic research : textbook. – Krasnodar : Published by FGBOU VPO «KubGTU», 2017. – 203 p.
20. Savenok O.V., Ladenko A.A. Development of oil and gas fields. – Krasnodar : FGBOU EP KubGTU, 2019. – 267 p.
21. Savenok O.V., Kachmar Y.D., Yaremychuk R.S. Oil and gas engineering during well development. – M. : Infra-Engineering, 2019. – 548 p.
22. Artyukhovich V.K., Degtyarev N.M., Bondarenko L.A. Results of gas injection research at the Goyt-Kort field // Collection of scientific papers «SevKavNIPIneft». – Grozny, 1984. – Issue. 40. – p. 37–44.
23. Balandin L.N., Gribennikov O.A., Sviridova I.A. Current state of operation of producing wells depending on bottomhole pressures // Bulatovskie readings: Proceedings 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 at 2 pm: Development of oil and gas fields. – Part. 1. – P. 65–69.
24. Berezovsky D.A. [et al.]. Development of the physicochemical models and methods of the reservoir rocks state prognostication // Monthly scientific-technical and production journal «Oil industry». – M. : CJSC «Oil Industry Publishing House», 2014. – № 9. – P. 84–86.
25. Gadzhiev A.A. On the prospects of further development of low-permeability zones // Bulatovskie readings: Proceedings 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 at 2 pm: Development of oil and gas fields. – Part. 1. – P. 105–106.
26. Degtyarev N.M. On the state and composition of the transition zone at oil displacement with high pressure gas // Proceedings of GrozNII. – M. : Gostoptekhizdat, 1961. – Issue X. – P. 140–145.
27. Degtyarev N.M., Polyanskiy V.G., Artyukhovich V.K. Studies of some special technologies and techniques of pumping into the hydrocarbon gas formations under high pressure // Proceedings of scientific papers «SevKavNIPIneft». – Grozny, 1981. – Issue. 34. – P. 83–89.
28. Degtyarev N.M., Artyukhovich V.K., Bagov R.A. Regulation of the process of oil recovery increase at oil displacement by compressed gas // Collection of scientific papers «SevKav-NIPIneft». – Grozny, 1984. – Issue. 40. – P. 29–37.
29. 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 and Practical Conference (March 31, 2018): in 7 volumes : collection of articles / under the general editorship of Dr. O.V. Savenok, Professor. – Krasnodar : Publishing House – South, 2018. – Vol. 2 at 2 pm: Development of oil and gas fields. – Part. 2 – P. 89–100.
30. Polyanskiy V.G., Degtyarev N.M., Artyukhovich V.K. Features of gas injection into the formation // Collection of scientific papers «SevKavNIPIneft». – Grozny, 1983. – P. 134–138.
31. Solovyova V.N., Kolbunov M.G., Savenok O.V. Oil field development method with interacting objects // NEFTEGAZ territory, 2012. – № 2 (February). – P. 62–69.
32. Chizhova Ya.K., Artyukhovich V.K., Degtyarev N.M. To the assessment of the influence of reservoir heterogeneity on the efficiency of oil displacement by gas under high pressure // Collection of scientific papers «Issues of technology, drilling technology, well testing and development of oil fields». – Grozny : SevKavNIPIneft, 1977. – Issue. 26. – P. 69–75.