

УДК 622. 276

**АНАЛИЗ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ И ПЕРСПЕКТИВЫ
РАЗРАБОТКИ ПЛАСТА Ач₃¹
РАВЕНСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

**ANALYSIS OF THE CURRENT STATE AND PROSPECTS
OF DEVELOPMENT ACh₃¹ PLAST
OF THE RAVENSKOYE OIL FIELD**

Аванесов Дмитрий Саркисович
студент,
Кубанский государственный
технологический университет
avik2012@inbox.ru

Климов Вячеслав Васильевич
кандидат технических наук,
профессор кафедры Нефтегазового дела
имени профессора Г.Т. Вартумяна.
Кубанский государственный
технологический университет
vvklimov2010@gmail.com

Аннотация. Разработка нефтегазовых месторождений – это, прежде всего, очередность выработки запасов нефти и газа, постоянной контроль за выработкой запасов, динамикой пластового давления, контроль за движением ВНК, ГНК, контроль за технологическим процессом и многое другое. Для этого необходимо уточнять проекты разработки, проводить анализы, где отражается проектная и фактическая информация по месторождению, причины невыполнения той или иной задачи, обоснование внедряемых проектов и т.д. Анализ разработки месторождения чётко даёт представление о настоящем положении месторождения в области разработки, технологии, экономики и управления. В статье проводится анализ разработки Равенского месторождения, проанализированы методы для увеличения нефтеотдачи и вовлечения в разработку остаточных запасов нефти, даны рекомендации по совершенствованию разработки.

Ключевые слова: геологическое строение месторождения; характеристика продуктивных пластов; состояние разработки месторождения; фактические показатели разработки; интенсивность системы воздействия; технологические режимы работы скважин; эффективность геолого-технических мероприятий.

Avanesov Dmitry Sarkisovich
Student,
Kuban state technological university
avik2012@inbox.ru

Klimov Vyacheslav Vasilyevich
Candidate of technical sciences,
professor of oil and gas engineering
department named after
professor G.T. Vartumyan
Kuban state technological university
vvklimov2010@gmail.com

Annotation. The development of oil and gas fields is, first of all, the order of production of oil and gas reserves, the constant control over the production of reserves, the dynamics of reservoir pressure, control over the movement of the water-oil contact, gas-oil contact, control over the technological process, and much more. For this, it is necessary to clarify development projects, carry out analyzes, where the project and actual information on the deposit are reflected, the reasons for the non-fulfillment of a particular task, the rationale for the projects being implemented, etc. The field development analysis clearly gives an idea of the present situation of the field in the field of development, technology, economics and management. The article analyzes the development of the Ravenskoye field, analyzes methods for increasing oil recovery and involvement in the development of residual oil reserves, and gives recommendations for improving development.

Keywords: geological structure of the field; characteristic of productive layers; status of field development; actual development indicators; intensity of the impact system; technological modes of well operation; efficiency of geological and technical measures.

В административном отношении Равенское месторождение расположено на территории Сургутского района Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области, в 35 км к юго-западу от г. Когалыма и в 75 км к северо-востоку от г. Сургута (рис. 1). Ближайший населённый пункт – вахтовый посёлок Савуйский, расположенный в 15 км к западу от площади работ. К юго-востоку от месторождения находятся посёлки Покачи (в 57 км), Аган (в 50 км) и город Лангепас (в 80 км).

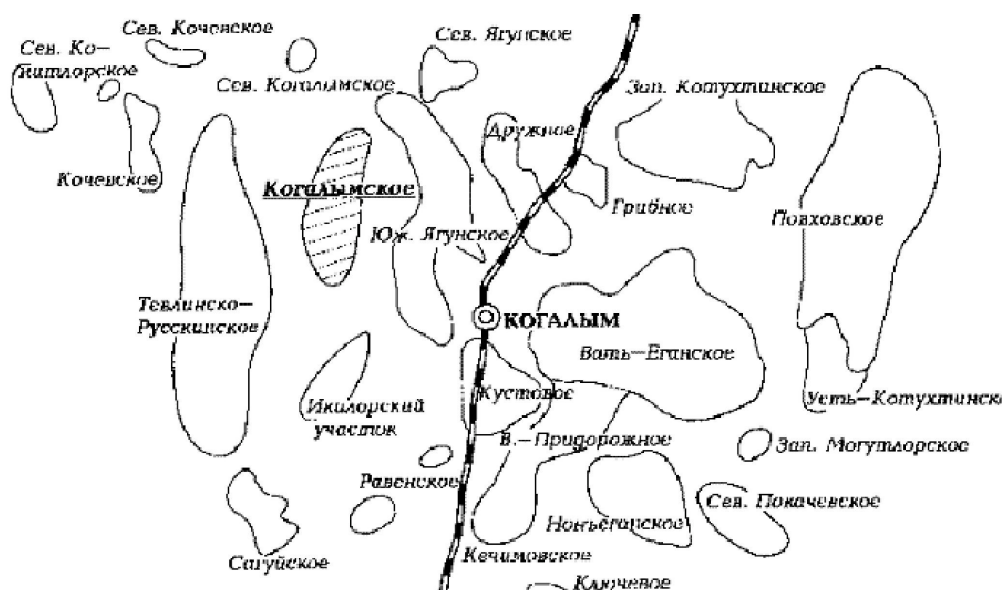


Рисунок 1 – Обзорная карта Равенского нефтяного месторождения

Геологическое строение месторождения и залежей нефти

Технологическая схема разработки, составленная в 2005 году, выполнена на основании подсчёта запасов, выполненного в 2002 году по данным бурения 21 поисково-разведочной и 6 эксплуатационных скважин, в которой было выделено 7 продуктивных пластов: $Aч_3^1$, $Aч_3^2$, $Aч_6$, $ЮC_{01+2}$, $ЮC_{02}$, $ЮC_1$, $ЮC_2$, в которых объектами подсчёта явились 15 залежей нефти в современных границах Равенского месторождения.

После утверждения «Технологической схемы разработки месторождения» за период 2005–2007 гг. на месторождении пробурена 21 эксплуатационная скважина.

В государственном балансе учтены запасы по пластам $Aч_3^1$, $Aч_3^2$, $Aч_6$, $ЮC_{01+2}$, $ЮC_{02}$, $ЮC_1$, $ЮC_2$.

Всего на 01.01.2017 г. на Равенском месторождении пробурено 40 эксплуатационных скважин, в том числе на объект $Aч_3^1$ – 32 скважины, на объект $ЮC_1$ – 6 скважин, $ЮC_2$ – 2 скважины.

По результатам комплексной интерпретации материалов сейсморазведочных работ ЗД, электроразведки, данных бурения новых скважин были уточнены структурные построения по залежам основных объектов разработки ($Aч_3^1$ и $ЮC_1$), границы залежей и характер распределения нефтенасыщенных толщин. Ниже приводятся результаты оперативного пересчёта запасов по этим пластам.

Пласт $Aч_3^1$. Структурную карту по кровле пласта $Aч_3^1$ с учётом изменений представляет рисунок 2. Согласно новой модели, залежь структурно-литологическая с выклиниванием пласта в западном и восточном направлениях, контролируется наклонным ВНК на абсолютной отметке – 2586,6–2598,0 м. Нефтенасыщенные толщины достигают 18,6 м. Дебиты нефти при опробовании достигают 129,6 м³/сут. по разведочным скважинам и 125 м³/сут. по эксплуатационным скважинам.

Запасы нефти, ограниченные работающими скважинами №№ 211, 101Г, 102, 1103Г, 215, 108, 222, 123, 127, 131, 134, 137, 130Г, 171Р, 231, 121, 107, 212 и 414, переведены из категории C_1 в В. Граница категории В проведена по работающим скважинам. Запасы категории C_2 по части залежи по всему периметру по данным бурения и опробования новых эксплуатационных скважин №№ 134 и 211, в которых получены притоки нефти дебитами 21 м³/сут. и 35 м³/сут. соответственно, переведены в категорию C_1 .

Граница категории C_1 на юго-западе проведена на расстоянии 1,5 км от скважины № 316Г, на остальной части залежи – ограничена контуром ВНК и линией замещения коллекторов. Запасы категории C_2 по части залежи в результате корректировки геологической модели и по данным бурения новых эксплуатационных скважин №№ 233 и 132, которые вскрыли водонасыщенные коллектора, списаны.

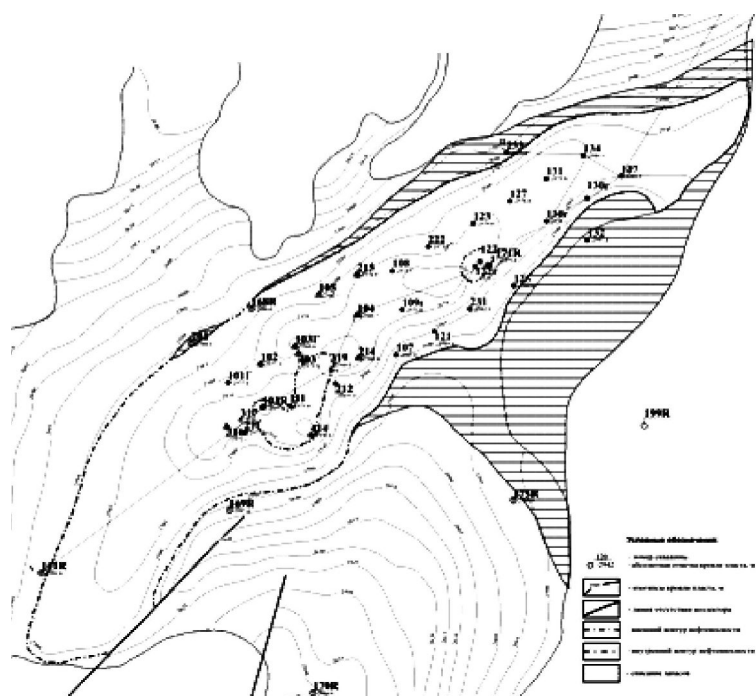


Рисунок 2 – Структурная карта по кровле пласта Ач₃¹

В результате оперативного пересчёта запасов произошло сокращение площади нефтеносности категории С₂ с низкими эффективными нефтенасыщенными толщинами, а средняя толщина нефтенасыщенных коллекторов по залежи по сравнению с утверждённым подсчётом запасов увеличилась с 4,1 м до 5,0 м.

Пласт ЮС₁. По результатам сейсморазведочных работ ЗД и данным бурения трёх эксплуатационных скважин №№ 102, 403 и 316Г был уточнён контур нефтеносности по всему периметру основной залежи и уточнены нефтенасыщенные толщины. В целом по пласту за счёт перераспределения нефтенасыщенных толщин её величина увеличилась на 0,6 м. В результате выполненных работ запасы категории С₁ по пласту ЮС₁ сократились за счёт уменьшения площади нефтеносности (рис. 3).

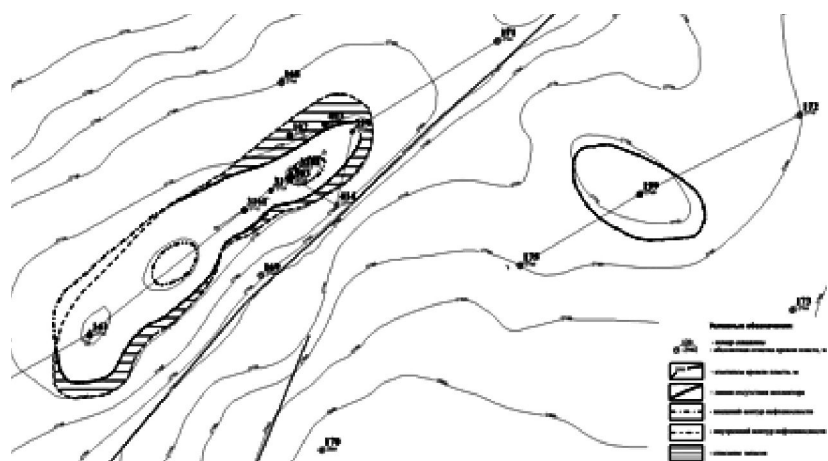


Рисунок 3 – Структурная карта по кровле пласта ЮС₁

Характеристика продуктивных пластов и строения залежей

На Равенском месторождении продуктивными являются верхне- и среднеюрские (пласты ЮС₂, ЮС₁, ЮС₀₁₊₂, ЮС₀₂) и меловые (пласты Ач₆, Ач₃², Ач₃¹) отложения.

По состоянию на 01.01.2017 г. в пределах лицензионного участка пробурены 21 поисково-разведочная и 36 эксплуатационных скважин (в том числе скважина № 317 в интервале залегания горизонта ЮС₁ пробурена на РНО).

В пределах Равенского месторождения выделено два основных объекта разработки – пласты $Aч_3^1$ и $ЮС_1$, а также пять второстепенных – пласты $Aч_3^2$, $Aч_6$, $ЮС_{01+2}$, $ЮС_{02}$ и $ЮС_2$.

Горизонт $Aч_3$ выделяется в отложениях ачимовской толщи, имеет сложное строение по литологическому составу, условию формирования и относится к клиноформенному комплексу, имеющему уклон в западном направлении. В объеме горизонта $Aч_3$ были выделены продуктивные пласты $Aч_3^1$ и $Aч_3^2$.

Залежь нефти в пласте $Aч_3^1$ выявлена в центральной части месторождения и приурочена к своду Равенской структуры. Структурная карта по кровле коллекторов пласта $Aч_3^1$ показана на рисунке 4, карта нефтенасыщенных толщин пласта $Aч_3^1$ приведена на рисунке 5.

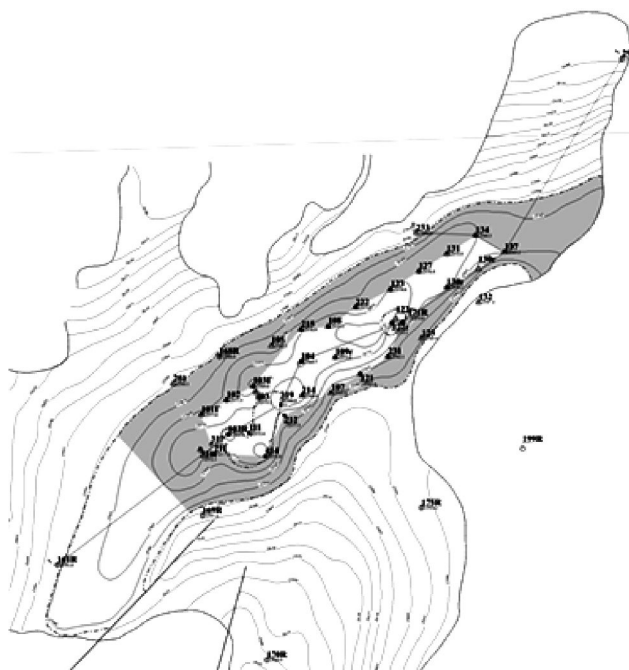


Рисунок 4 – Структурная карта по кровле коллекторов пласта $Aч_3^1$

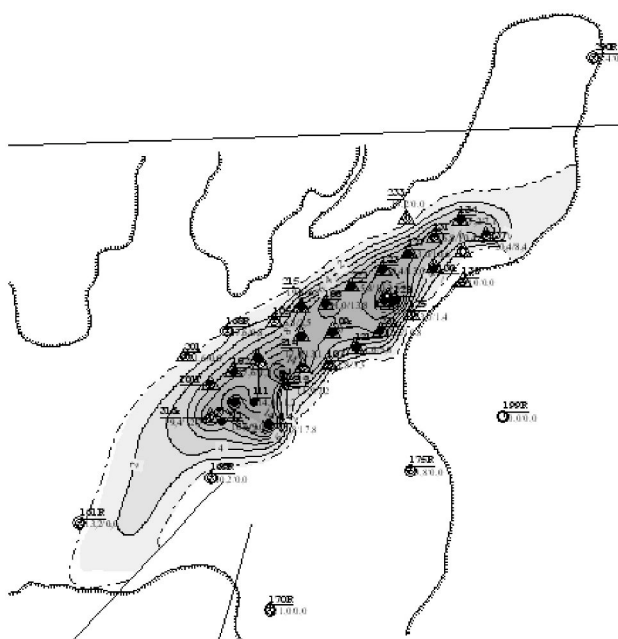


Рисунок 5 – Карта нефтенасыщенных толщин пласта $Aч_3^1$

Запасы углеводородов

Запасы нефти и растворённого газа Равенского месторождения подсчитаны по семи пластам: ЮС₂, ЮС₁, ЮС₀₂, ЮС₀₁₊₂, Ач₆, Ач₃² и Ач₃¹. Подсчёт запасов нефти и газа по Равенскому месторождению выполнен ЗапсибГеоНАЦ по состоянию изученности на 01.01.2002 г. Начальные геологические запасы составили по категории С₁:

- геологические – 9699 тыс. тонн;
- извлекаемые – 3402 тыс. тонн;

по категории С₂:

- геологические – 48450 тыс. тонн;
- извлекаемые – 8144 тыс. тонн.

В 2003 году в результате уточнения строения пласта ЮС₂ были оперативно изменены запасы нефти по пласту ЮС₂ и в целом по месторождению. По промышленной категории С₁ запасы нефти не изменились, по категории С₂ начальные геологические запасы нефти уменьшились на 27069 тыс. тонн и составили 21381 тыс. тонн; извлекаемые запасы нефти по категории С₂ составили 4193 тыс. тонн. Данные запасы были приняты при проектировании в Технологической схеме разработки 2005 года.

По состоянию на 01.01.2017 г. на государственном балансе по Равенскому месторождению числятся геологические запасы нефти категории С₁ в количестве 11107 тыс. тонн, С₂ – 12220 тыс. тонн, извлекаемые – 3983 и 1719 тыс. тонн соответственно.

В связи с уточнением геологической модели произошло увеличение начальных геологических запасов по промышленным категориям, по основному объекту разработки Ач₃¹ – на 32,5 %, извлекаемые – на 33,8 %.

По категории С₂ вследствие сокращения площади залежи произошло списание 91,8 % начальных извлекаемых запасов нефти.

По объекту ЮС₁ были оперативно уточнены площадь залежи и нефтенасыщенные толщины, в результате чего произошло списание 4,7 % начальных геологических запасов нефти и 5,1 % начальных извлекаемых запасов по промышленным категориям.

В период после утверждения технологической схемы по результатам бурения 21 эксплуатационной скважины и переинтерпретации сейсмоки 3Д была скорректирована геологическая модель залежи пласта Ач₃¹ и уточнены нефтенасыщенные толщины.

Изменения коснулись и основной залежи пласта ЮС₁. По данным бурения трёх эксплуатационных скважин №№ 102, 403 и 316Г был уточнён контур нефтеносности по всему периметру залежи и уточнены нефтенасыщенные толщины.

В связи с новыми данными на Государственном балансе по Равенскому месторождению начальные геологические запасы в целом по месторождению по промышленным категориям по сравнению с утверждёнными ГКЗ РФ увеличились на 14,5 %, извлекаемые – 17,1 %, по категории С₂ произошло списание 74,8 % геологических запасов и 78,9 % извлекаемых как не подтвердившихся.

Подсчётные параметры, запасы нефти и растворённого газа Равенского месторождения по состоянию на 01.01.2017 г. приведены в таблице 1.

Состояние разработки Равенского месторождения

Характеристика текущего состояния разработки месторождения в целом

Фактические показатели разработки

Месторождение разрабатывается с 1996 года. На месторождении в разработке находятся 2 объекта – Ач₃¹ и ЮС₁.

На 01.01.2017 г. добыча нефти с начала разработки составила 1890,4 тыс. тонн, добыча жидкости – 3154,66 тыс. тонн, закачка – 2507,9 тыс. м³. Накопленная компенсация отбора жидкости закачкой составила 60,81 %, текущая – 119,15 %. Отбор от НИЗ составляет 24,5 %, при текущей обводнённости продукции 65,5 %. Текущий коэффициент нефтеизвлечения составил 0,09. Основную долю добычи нефти по месторождению определяет объект Ач₃¹ (84,3 % накопленной и 94,5 % текущей).

Таблица 1 – Сводная таблица подсчётных параметров, запасов нефти и растворённого газа Равенского месторождения по состоянию на 01.01.2017 г.

Пласт	Зона	Категория запасов	Площадь нефтеносности, тыс. м ²	Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	Объём нефтенасыщенных пород, тыс. м ³	Коэффициент пористости, доли ед.	Коэффициент нефтенасыщенности, доли ед.	Пересчётный коэффициент, доли ед.	Плотность нефти, г/см ³	Начальные геологические запасы нефти, тыс. тонн	Газовый фактор, м ³ /т	Начальные геологические запасы растворённого газа, млн м ³
Ач ₃	НЗ+ВНЗ	В	5177	10,80	55864	0,190	0,460	0,824	0,831	3343	106	354
		С ₁	11442	3,90	44423	0,190	0,440	0,824	0,831	2542	106	269
	ВНЗ	В+С ₁	16619	6,00	100287	0,190	0,440-0,460	0,824	0,831	5885	106	622
		С ₂	4799	1,30	6211	0,190	0,440	0,824	0,831	356	106	38
Ач ₃ ²	ВНЗ	С ₁	2050	2,07	4243	0,161-0,170	0,351-0,367	0,824	0,831	172	106	19
		С ₂	3564	2,05	6691	0,161-0,170	0,351-0,367	0,824	0,831	318	106	33
Ач ₆	ВНЗ	С ₂	1804	1,57	2832	0,174	0,407	0,824	0,831	137	106	15
ЮС ₀₁₊₂	НЗ+ВНЗ	С ₂	32185	2,26	72738	0,159	0,478	0,833	0,829	4008	81	325
	НЗ+ВНЗ	С ₂	14646	2,01	29438	0,155	0,469	0,833	0,829	1547	81	126
ЮС ₀₁₊₂	НЗ+ВНЗ	С ₂	46831	2,18	102176	0,155-0,159	0,469-0,478	0,833	0,829	5555	81	451
	ВНЗ	С ₁	5424	4,40	23866	0,183-0,179	0,515-0,542	0,833	0,829	1555	81	126
ЮС ₁ (1014)	ВНЗ	С ₁	1933	1,87	3614	0,160	0,522	0,833	0,829	236	81	19
	ВНЗ	С ₁	7357	3,74	27480	0,160-0,179	0,515-0,542	0,833	0,829	1791	81	145
ЮС ₂	НЗ	С ₁	14000	3,23	45220	0,143-0,159	0,415-0,700	0,905	0,867	3259	45	146
		С ₂	325541	1,69	550164,29	0,143-0,159	0,415-0,700	0,905	0,867	5854	45	263

С начала разработки в целом по месторождению в добыче участвовало 35 добывающих и 11 нагнетательных скважин. Количество скважин, накопленный отбор нефти которых не превышает 20 тыс. тонн, составляет большую часть фонда 65,6 % (21 ед.); 12,5 % скважин (4 ед.) с отборами 20–50 тыс. тонн и 7 скважин (21,9 %) с отборами нефти более 50 тыс. тонн. Максимальный отбор нефти 114,9 тыс. тонн получен в скважине № 109Г. Средняя накопленная добыча нефти на 1 скважину составляет 26,8 тыс. тонн.

В половине скважин, участвовавших в добыче (50,0 %, 16 ед.) накопленный отбор жидкости не превышает 20 тыс. тонн, с отборами от 20 до 100 тыс. тонн – 37,5 % (12 скважин). Количество скважин с отборами свыше 100 тыс. тонн составляет 12,5 % (4 ед.). Максимальный отбор составляет 157,0 тыс. тонн (скважина № 318Г). Средняя накопленная добыча жидкости на 1 скважину составляет 37,3 тыс. тонн. При среднем дебите нефти действующих скважин 20,8 тонн/сут. диапазон изменения дебита довольно широк – от 0,8 до 94,4 тонн/сут. Доля низкодебитного фонда (0–2,5 тонн/сут.) составляет 25,0 % (7 ед.), с дебитом нефти 2,5–10,0 тонн/сут. работает 32,1 % скважин (9 ед.), от 10–50 тонн/сут. 32,1 % (9 ед.) и в 3 скважинах (10,7 %) дебит превышает 50 тонн/сут.

Все скважины добывающего фонда работают с водой в продукции. Обводнённость продукции большей части действующего фонда (15 скважин или 53,6 % фонда) не превышает 20 %, в 42,9 % фонда (12 ед.) обводнённость в пределах 20–90 % и только в 1 скважине (3,6 % фонда) обводнённость превысила 90 %. Средняя обводнённость продукции добывающих скважин действующего фонда – 34,8 %.

Дебиты жидкости действующего фонда изменяются от 0,8 до 101,7 тонн/сут., при среднем дебите 31,9 тонн/сут. С дебитами менее 5 тонн/сут. в эксплуатации находится 7 скважин (25,0 % фонда). С дебитами 5–50 тонн/сут. работает большая часть фонда 57,0 % (16 ед.). В 14,0 % скважин дебиты более 50 тонн/сут. и в том числе 1 скважина (4,0 % фонда) работает с дебитом более 100 тонн/сут.

Все 6 скважин нагнетательного фонда находятся под закачкой.

Всего с начала разработки под закачкой находилось 6 скважин. В половине из них накопленная закачка не превышает 50 тыс. м³ (3 ед.), с накопленной закачкой от 50–200 тыс. м³ – 1 скважина или 16,7 % фонда и с накопленной закачкой более 200 тыс. м³ – 20 % фонда или 2 скважины.

С приёмистостью до 100 м³/сут. закачивают 3 скважины (50 % фонда). 1 скважина работает с приёмистостью от 100–150 м³/сут., с приёмистостью более 200 м³/сут. работает 40 % скважин (2 ед.) при средней приёмистости нагнетательных скважин 121,7 м³/сут.

В 2016 году по месторождению добыча нефти составила 27,4 тыс. тонн, добыча жидкости – 79,7 тыс. тонн; закачено 109,6 тыс. м³ воды.

Введено 6 новых скважин. Действующий фонд добывающих скважин составляет 35 ед. и 11 ед. – действующий фонд нагнетательных скважин.

Средний дебит действующих скважин по нефти составил 9,2 тонн/сут., по жидкости – 26,8 тонн/сут., обводнённость – 65,7 %. Средняя приёмистость нагнетательных скважин – 128,9 м³/сут.

Объект Ач₃¹

Добыча нефти в 2016 году по объекту Ач₃¹ составила 19,83 тыс. тонн, добыча жидкости – 45,07 тыс. тонн; закачено 96,98 тыс. м³ воды.

Введены 4 новые скважины. Действующий фонд добывающих скважин составляет 28 ед., нагнетательный – 8 ед.

Средний дебит действующих скважин по нефти составил 8,32 тонн/сут., по жидкости – 18,9 тонн/сут., обводнённость – 56,01 %. Средняя приёмистость нагнетательных скважин – 134,7 м³/сут.

Объект ЮС₁

По объекту ЮС₁ добыча нефти составила 7,5 тыс. тонн, добыча жидкости – 34,5 тыс. тонн; закачено 12,57 тыс. м³ воды.

Введена 1 новая скважина. В действующем фонде добывающих скважин числится 6 ед., в действующем нагнетательном фонде 3 ед.

Средний дебит действующей скважины по нефти составил 14,85 тонн/сут., по жидкости – 68,25 тонн/сут., обводнённость – 63 %. Приёмистость нагнетательной скважины – 96,7 м³/сут.

Объект ЮС₂

По объекту ЮС₂ добыча нефти составила 0,06 тыс. тонн, добыча жидкости – 0,19 тыс. тонн.

В действующем фонде добывающих скважин числится 1 ед.

Средний дебит действующих скважин по нефти составил 0,69 тонн/сут., по жидкости – 2,1 тонн/сут., обводнённость – 66,84 %.

По состоянию на 01.01.2017 г. на балансе предприятия на Равенском месторождении числится 43 скважины. В действующем фонде находятся 35 добывающих и 11 нагнетательных скважин. Весь фонд скважин, участвующий в добыче, механизирован. С помощью ЭЦН работают 18 скважин (64,3 %) действующего фонда и 10 (35,7 %) – ШГН.

Коэффициенты использования эксплуатационного фонда добывающих скважин в целом по месторождению составляют 0,88 доли ед., нагнетательного – 0,86 доли ед.

Анализ разработки пласта Ач₃¹ Равенского месторождения

Проектным документом на объекте предусмотрено бурение по равномерной треугольной сетке с расстоянием между скважинами 600 м и формирование приконтурного и очагово-избирательного заводнения.

Эксплуатация объекта Ач₃¹ ведётся с 1996 года. Объект Ач₃¹ является основным, определяющим в настоящее время добычу нефти на месторождении, на его долю приходится 94,5 % текущей добычи.

Максимальная добыча нефти по объекту Ач₃¹ достигнута в 2010 году (182,3 тыс. тонн) при темпе отбора от НИЗ 7,5 %, от ТИЗ 9,6 % и текущей обводнённости 28,4 %. В 2010 году добыто 254,7 тыс. тонн жидкости.

Разработка объекта ведётся высокими темпами. Объект находится на стадии растущей добычи.

Всего по состоянию на 01.01.2017 г. на объекте числится 36 скважин. В эксплуатационном фонде находятся 28 добывающих скважин, все они действующие, в том числе 8 нагнетательных в отработке на нефть. К фонду нагнетательных относится 8 скважин.

Карта текущего состояния разработки по состоянию на 01.01.2017 г. по объекту Ач₃¹ приведена на рисунке 6.

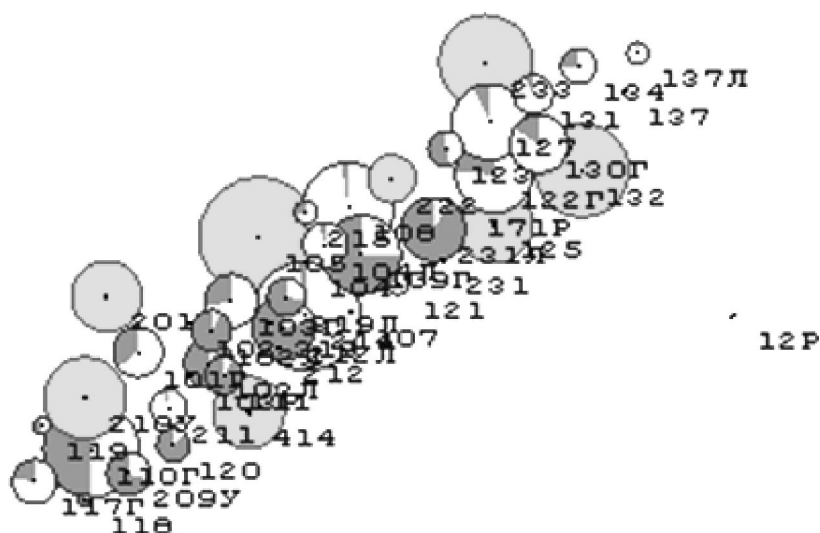


Рисунок 6 – Карта текущего состояния разработки на 01.01.2017 г. объекта Ач₃¹ Равенского месторождения

Средний дебит жидкости в 2016 году по объекту составил 18,9 тонн/сут., изменяясь по скважинам от 1,6 до 101,7 тонн/сут. С дебитами менее 5 тонн/сут. в эксплуатации находится 6 скважин (24 % фонда). Большая часть фонда (15 ед. или 60 %) работает с дебитами 5–50 тонн/сут. В пяти скважинах дебиты жидкости более 50 тонн/сут.

Средний дебит нефти в 2016 году составил 8,32 тонн/сут. Дебит нефти всего трёх скважин превышает 50 тонн/сут. Доля низкодебитного фонда (до 2,5 тонн/сут.) составляет 24 % (6 ед.), с дебитом 2,5–10,0 тонн/сут. работает 32 % скважин (8 ед.), столько же с дебитами от 10 до 50 тонн/сут. Широкий диапазон изменения дебитов нефти (от 1,5 до 94,4 тонн/сут.) скважин, работающих на объект Ач₃¹, связан как с геолого-физическими характеристиками пласта, так и с обводнённостью скважин.

Все скважины добывающего фонда работают с водой в продукции. Обводнённость продукции 14 скважин (56 % фонда) не превышает 20 %, в одной скважине доля воды превысила 90 %. Обводнённость продукции добывающих скважин действующего фонда в среднем за год составила 28,4 %.

С начала разработки объекта Ач₃¹ в добыче участвовало 28 скважин. У 20 скважин накопленный отбор нефти не превышает 20 тыс. тонн, что составляет большую часть фонда (71,4 %). 7,1 % скважин (2 ед.) с отборами 20–50 тыс. тонн и 21,4 % скважин (6 ед.) с отборами нефти более 50 тыс. тонн. Максимальный отбор нефти 114,9 тыс. тонн получен в скважине № 109Г. Средняя накопленная добыча нефти на 1 скважину составляет 25,8 тыс. тонн.

Средняя накопленная добыча жидкости на 1 скважину составляет 33,9 тыс. тонн. Накопленный отбор жидкости не превышает 20 тыс. тонн у большей части скважин (53,6 % или 15 ед.), отбор от 20 до 100 тыс. тонн имеют 35,7 % (10 скважин). Количество скважин с отборами свыше 100 тыс. тонн составляет 10,7 % (3 ед.). Максимальный отбор достигнут по скважине № 109Г – 119,7 тыс. тонн.

Все 5 скважин нагнетательного фонда находятся под закачкой. Всего с начала разработки под закачкой находилось 5 скважин. В трёх скважинах накопленная закачка не превышает 50 тыс. м³ (3 ед.), с накопленной закачкой от 50–200 тыс. м³ – 1 скважина и с накопленной закачкой более 200 тыс. м³ – 20 % (1 ед.).

Карта накопленных отборов жидкости по состоянию на 01.01.2017 г. объекта Ач₃¹ Равенского месторождения представлена на рисунке 7.

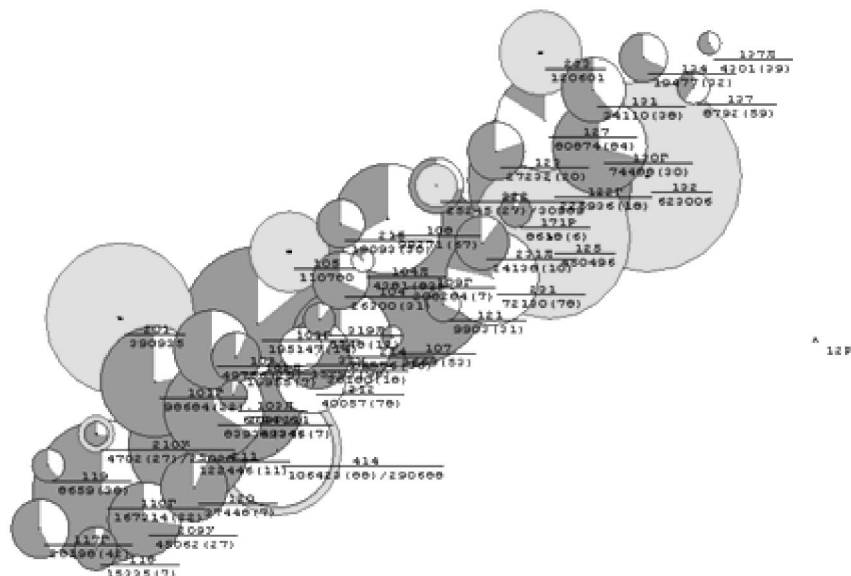


Рисунок 7 – Карта накопленных отборов жидкости на 01.01.2017 г. объекта Ач₃¹ Равенского месторождения

С приёмистостью до 50 м³/сут. воду закачивают 3 скважины (60 %). С приёмистостью более 50 м³/сут. работают 2 скважины при средней приёмистости нагнетательных скважин 125,7 м³/сут.

Интенсивность системы воздействия в сравнении с проектной

Закачка на объекте организована в 2006 году. В период 2006–2009 гг. под закачкой находилась одна скважина. В 2010 году под закачку были освоены ещё 4 скважины. На 01.01.2017 г. в действующем фонде нагнетательных скважин находится 8 скважин.

Объём закачанной воды в пласт в 2016 году составил 96,98 тыс. м³, текущая компенсация отбора жидкости – 172,71 % (по проекту 48,8 %). Всего закачано 2040,5 тыс. м³ воды, накопленная компенсация достигла 62,82 %, что ниже проектного показателя (31,4 %).

Технологические режимы работы добывающих скважин в сравнении с проектными

Проектными решениями разработка объекта Ач₃¹ предусматривалась при давлении на забое добывающих скважин минимум 13 МПа.

К действующему фонду относится 28 скважин. Все скважины механизированы, 20 скважин оборудованы ЭЦН, 8 – ШГН.

В среднем фактическое забойное давление добывающих скважин, эксплуатирующихся ЭЦН, равно 13,8 МПа при минимальном проектном 13 МПа. Среднее забойное давление добывающих скважин, эксплуатирующихся ШГН, – 14,3 МПа.

Средний дебит жидкости скважин работающих с ЭЦН составляет 47,6 тонн/сут., с ШГН – 5,1 тонн/сут.

Технологические режимы работы нагнетательных скважин в сравнении с проектными

Проектными решениями по разработке предусматривалось осуществлять нагнетание воды в пласт при давлении на забое 38 МПа.

При фактическом состоянии реализации процесса разработки среднее давление нагнетания воды на устье 15,5 МПа, на забое нагнетательных скважин – 43,5 МПа, что на 5,5 МПа выше проектного уровня.

Состояние пластового давления

Разработка объекта Ач₃¹ осуществляется с поддержанием пластового давления. Закачка воды в пласт ведётся с 2006 года. Начальное пластовое давление составляет 26,3 МПа.

Среднее текущее пластовое давление равно 25,4 МПа, что ниже начального на 0,9 МПа. В зоне отбора равно 25,4 МПа или ниже начального на 0,9 МПа, в зоне нагнетания равно 25,9 МПа – ниже начального на 0,4 МПа.

Таким образом, энергетическое состояние залежи удовлетворительное.

Состояние выработки запасов

На долю объекта Ач₃¹ в общем объёме запасов нефти приходится 54,5 % начальных геологических (5885 тыс. тонн) и 61,5 % извлекаемых запасов (2431 тыс. тонн) категории ВС₁ (таблица 2). На накопленную добычу нефти приходится 84,3 %, текущую 94,5 % добычи нефти месторождения.

Таблица 2 – Характеристика выработки запасов и технологические показатели разработки объекта Ач₃¹ Равенского месторождения

Показатели	Объект Ач ₃ ¹
1	2
Год ввода в разработку	1996
Геологические запасы категории ВС ₁ , тыс. тонн	5885
Извлекаемые запасы нефти, тыс. тонн	2431
Максимальная добыча нефти, тыс. тонн	182,3
Темп отбора от начальных геологических запасов, %	3,1
Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	7,5
Накопленная добыча нефти, тыс. тонн	721,6
Накопленная добыча жидкости, тыс. тонн	948,3
Отбор от начальных извлекаемых запасов нефти, %	29,7

Продолжение таблицы 2

1	2
Накопленный водонефтяной фактор, тонн/тонн	0,3
Текущий коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,123
Прокачка, доли ед.	0,149
Текущие геологические запасы, тыс. тонн	5163
Текущие извлекаемые запасы, тыс. тонн	1709
Добыча нефти, тыс. тонн	182,3
Добыча жидкости, тыс. тонн	254,7
Обводнённость продукции, %	28,4
Действующий фонд добывающих скважин, шт.	25
Действующий фонд нагнетательных скважин, шт.	5
Темп отбора от начальных геологических запасов нефти, %	3,1
Темп отбора от текущих геологических запасов нефти, %	3,5
Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	7,5
Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	9,6
Текущий водонефтяной фактор, тонн/тонн	0,4

С начала разработки добыто 721,6 тыс. тонн нефти, жидкости – 948,3 тыс. тонн, коэффициент нефтеизвлечения – 0,123 доли ед.

На 01.01.2017 г. накопленная добыча нефти на одну реализованную скважину (добывающая + нагнетательная) составила 21,9 тыс. тонн.

В целом по объекту процесс выработки запасов в настоящее время осуществляется удовлетворительно, при текущей обводнённости 28,4 % отобрано 29,7 % от начальных извлекаемых запасов нефти.

Сравнение проектных и фактических показателей разработки пласта Ач₃¹

Сопоставление проектных и фактических показателей разработки по объекту Ач₃¹ приведено за время действия последнего проектного документа представлено в таблице 3.

Фактическая добыча жидкости в 2014 году выше проектного показателя на 18,4 % за счёт большего количества добывающих скважин. Отбор нефти (129,4 тыс. тонн) при этом только соответствует проектному уровню (134,8 тыс. тонн), благодаря большей добыче нефти из новых скважин, чем предполагалось проектным документом. Фактически в 2014 году в разработку были введены 8 добывающих скважин вместо 7 по проекту, и отработанное время в среднем на скважину превысило 160 дней по проекту. Добыча нефти по переходящему фонду составила 72 % расчётной. Причиной послужило резкое обводнение из-за внутрислоевых перетоков в скважинах, расположенных в приконтурной зоне пласта. Среднегодовая обводнённость добывающего фонда в 2013 году составляла 21,3 %, в 2014 году доля воды в продукции перешедших скважин увеличилась до 44,6 %.

По этой же причине не были достигнуты проектные уровни в 2015 и 2016 гг., рассчитанные в технологической схеме. Несоответствие фактических показателей проектным в 2015 году также связано с неподтверждением площади нефтеносности, что привело к меньшему вводу скважин в разработку, чем предусмотрено проектом, и отставанию формирования системы заводнения.

Фактические показатели разработки объекта в 2016 году полностью соответствуют показателям, скорректированным в Авторском надзоре.

Коэффициент нефтеизвлечения достиг величины 0,123, по проекту 0,119. Отбор от НИЗ составляет 29,7 %.

Таблица 3 – Сравнение проектных и фактических показателей разработки объекта Ач₃ Равенского месторождения

№№ п/п	Показатели	2014 год		2015 год		2016 год		
		проект	факт	проект	факт	технол. схема	авторский надзор *	факт
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Добыча нефти всего, тыс. тонн	134,8	129,4	202,6	171,2	225,8	178,9	182,3
2	В том числе: из переходящих скважин	88,7	63,6	160,8	129,9	214,1	173,0	172,4
3	из новых скважин	46,1	65,8	41,8	41,3	11,7	6	9,9
4	из механизированных скважин	134,8	129,4	202,6	171,2	225,8	178,9	182,3
5	Ввод новых добывающих скважин, всего	7	8	12	6	4	4	4
6	В том числе: из эксплуатационного бурения	7	7	12	6	4	4	3
7	из разведочного бурения	0	0	0	0	0	0	1
8	переводом с других объектов	0	0	0	0	0	0	0
9	Среднесуточный дебит новой скважины, тонн/сут.	41,2	29,3	21,8	53,5	18,2	14,6	21,1
10	Среднее число дней работы новой скважины	160	280,6	160	128,7	160	102	117,8
11	Средняя глубина новой скважины, м	3200	2963	3200	3027	3150	3075	3068,6
12	Эксплуатационное бурение, всего, тыс. м	22,4	14,3	38,4	30,3	6,7	12,3	15,3
13	В том числе: добывающие скважины	16,4	8,4	38,4	27,2	7,1	12,3	9,355
14	вспомогательные и специальные скважины	8,0	6,0	0,0	3,1	0	0	6,0
15	Расчётная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс. тонн	13,0	13,7	94,5	81,3	81,1	113,6	105,3
16	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс. тонн	87,9	87,9	88,7	63,6	160,8	129,9	129,9
17	Расчётная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс. тонн	100,9	101,6	183,2	144,9	241,9	243,5	235,2
18	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс. тонн	88,7	63,6	160,8	129,9	214,1	173,0	172,4
19	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс. тонн	-12,2	-38,1	-22,4	-15,0	-27,8	-70,5	-63,0
20	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-12,1	-37,5	-12,2	-10,3	-11,5	-29,0	-27,0
21	Мощность новых скважин, тыс. тонн	105,2	85,6	95,4	117,2	26,6	20,3	0,0
22	Выбытие добывающих скважин, шт.	2	0	3	0	2	4	0
23	В том числе под закачку, шт.	2	0	3	0	2	1	0
24	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	14	17	23	23	25	23	25
25	В том числе: нагнетательных в отработке	3	8	2	8	3	7	7

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9
26	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт.	14	17	22	23	23	23	25
27	Перевод скважин на механизированную добычу, шт.	7	0	12	0	19	4	0
28	Фонд механизированных скважин, шт.	14	17	23	23	23	23	25
29	Ввод нагнетательных скважин, шт.	2	0	3	0	0	1	4
30	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0		0	0
31	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	3	2	6	5	6	6	6
32	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	3	1	6	1	6	5	5
33	Фонд введенных резервных скважин на конец года, шт.							
34	Средний дебит действующих скважин по жидкости, тонн/сут.	37,8	33,0	34,7	38,4	46,2	32,4	31,1
35	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, тонн/сут.	35,3	35,2	38,1	35,9	48,9	33,4	31,6
36	Средний дебит новых скважин по жидкости, тонн/сут.	44,3	34,5	24,3	57,6	20,3	15,6	22,3
37	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин, %	11,4	28,2	25,2	34,0	27,8	28,4	28,4
38	Средняя обводненность продукции переходящих скважин, %	13,5	43,8	28,3	39,5	28,5	29,0	29,4
39	Средняя обводненность продукции новых скважин, %	7,1	1,8	10,3	7,0	10,0	6,4	5,4
40	Средний дебит действующих скважин по нефти, тонн/сут.	33,5	23,7	26,0	25,3	33,4	23,2	22,2
41	Средний дебит переходящих скважин по нефти, тонн/сут.	30,6	19,8	27,3	21,7	34,9	23,7	22,3
42	Средняя приёмистость нагнетательных скважин, м ³ /сут.	208,6	167,6	178,0	181,4	202,7	132,3	125,7
43	Добыча жидкости всего, тыс. тонн	152,1	180,1	270,8	259,2	312,6	250	254,7
44	В том числе: из переходящих скважин	102,5	113,1	224,2	214,8	299,6	243,6	244,3
45	из новых скважин	49,6	67,0	46,6	44,4	13,0	6,4	10,5
46	механизированным способом	152,1	180,1	270,8	259,2	312,6	243,6	254,7
47	Добыча жидкости с начала разработки, тыс. тонн	406	434	677	694	990	944	948
48	Добыча нефти с начала разработки, тыс. тонн	373	368	576	539	802	718	722
49	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,085	0,063	0,132	0,092	0,183	0,119	0,123
50	Отбор от утверждённых извлекаемых запасов, %	20,6	15,1	31,7	22,2	44,2	29,3	29,7
51	Темп отбора от начальных утверждённых извлекаемых запасов, %	7,4	5,3	11,2	7,0	12,4	7,3	7,5
52	Темп отбора от текущих утверждённых извлекаемых запасов, %	8,6	5,9	14,1	8,3	18,2	9,4	9,6
53	Закачка рабочего агента, тыс. м ³	217,2	60,8	370,6	63,5	422	138,1	153,7
54	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс. м ³	293	136	663	200	1085	338	354
55	Компенсация отбора: текущая, %	105,4	25,3	105,3	17,8	104,7	48,8	42,8
56	с начала разработки, %	52,7	22,8	73,1	20,9	82,8	31,4	26,9

* Авторский надзор за реализацией проектного документа «Технологическая схема разработки Равенского месторождения»

Сравнение проектных и фактических показателей применения МУН и интенсификации добычи нефти

В настоящее время разработка месторождения ведётся на основании технологической схемы разработки Равенского месторождения, выполненного ООО «КогалымНИПИнефть» в 2005 году. В 2013 году с целью корректировки технологических показателей разработки ООО «КогалымНИПИнефть» выполнен Авторский надзор за реализацией «Технологической схемы разработки Равенского месторождения». Данными документами было запланировано проведение ГТМ (табл. 4), которые направлены на повышение эффективности эксплуатации скважин, интенсификацию добычи нефти и повышение нефтеотдачи пластов.

Таблица 4 – Сравнение объёмов и эффективности выполнения проектных методов повышения нефтеотдачи пластов

Мероприятия	2014 год		2015 год		2016 год	
	проект	факт	проект	факт	проект	факт
ГРП						
количество проведённых операций	1	3	1	1	2	3*
дополнительная добыча нефти, тыс. тонн	5,8	8,8	5,6	0,14	10,9	–
Горизонтальные скважины						
количество пробуренных скважин	–	1**	–	2**	–	1**
добыча нефти из всех горизонтальных скважин, тыс. тонн	–	37,4	–	28,6	–	3,6
Физико-химические методы ОПЗ						
количество проведённых операций	5		5	1	5	4
дополнительная добыча нефти, тыс. тонн	6,7		6,5	0,1	6,5	1,8
Прочие методы, в том числе						
Перфорационные методы						
количество проведённых операций	3	1	3	3	3	3
дополнительная добыча нефти, тыс. тонн	4,2	0,9	4,1	0,3	4,1	0,4
Гидродинамические методы						
количество проведённых операций	9	1	14	5	14	5
дополнительная добыча нефти, тыс. тонн	17,1	0,3	25,9	14,6	25,2	1,4

* 2 скважины освоены в ППД, 1 скважина переведена на другой объект;

** бурение горизонтальных скважин предусмотрено без распределения по годам

Эффективность геолого-технических мероприятий за период 2014–2016 гг.

В период 2014–2016 гг. было проведено 47 геолого-технических мероприятий, позволивших добыть дополнительно 147,7 тыс. тонн нефти или 28,6 % от всей добычи нефти месторождения за рассматриваемый период. К ним относятся:

- 1) ввод новых скважин (горизонтальных);
- 2) ввод новых скважин (наклонно-направленных);
- 3) гидравлический разрыв пласта (ГРП);
- 4) обработка призабойной зоны (ОПЗ);
- 5) перфорационные методы;
- 6) оптимизация режимов работы скважин.

Распределение объёмов ГТМ и их эффективности в динамике по годам, по видам и объектам представлены в таблице 5.

Ниже приведён краткий анализ эффективности ГТМ по видам мероприятий.

Таблица 5 – Фактическая эффективность геолого-технических мероприятий по объектам разработки и месторождению в целом

Применяемые МУН	2014 год		2015 год		2016 год		Всего по месторождению
	Ач ₃ ¹	ЮС ₁	Ач ₃ ¹	ЮС ₁	Ач ₃ ¹	ЮС ₁	
1. Ввод новых скважин (вертикальных)							
количество скважино-операций	7		4		3		14
дополнительная добыча нефти, тыс. тонн	34,2		12,7		6,7		53,6
2. Ввод новых скважин (горизонтальных)							
количество скважино-операций	1		2		1		4
дополнительная добыча нефти, тыс. тонн	37,4		28,6		3,6		69,6
3. ГРП							
количество скважино-операций	2	1	1		2*		7
дополнительная добыча нефти, тыс. тонн	8,2	0,56	0,14				8,9
4. Перфорационные методы							
количество скважино-операций	1		3		3		7
дополнительная добыча нефти, тыс. тонн	0,9		0,3		0,4		1,6
5. ОПЗ							
количество скважино-операций				1	4		5
дополнительная добыча нефти, тыс. тонн				0,1	1,8		1,9
6. Оптимизация режимов работы скважин							
количество скважино-операций	1		3	2	4	1	11
дополнительная добыча нефти, тыс. тонн	0,3		14,1	0,6	4,1	0,6	19,7

* скважины освоены в ППД;

**скважина переведена на другой объект

Ввод новых скважин (наклонно-направленных)

Всего за рассматриваемый период 2014–2016 гг. введено 14 скважин:

- в 2014 году – 7 скважин;
- в 2015 году – 4 скважины;
- в 2016 году – 3 скважины.

Все скважины были введены на объект Ач₃¹.

Ввод новых скважин (горизонтальных)

За период 2014–2016 гг. на месторождении были введены 4 новые скважины с горизонтальным окончанием ствола. Все скважины пробурены на объект Ач₃¹. Бурение горизонтальных скважин на объекте было предусмотрено без распределения по годам.

В 2014 году введена одна горизонтальная скважина № 109Г. Дебит нефти составил 107,9 тонн/сут., жидкости – 112,2 тонн/сут. В 2015 году введены две горизонтальных скважины №№ 122Г и 130Г. Средний дебит нефти составил 98,3 тонн/сут., жидкости – 104,8 тонн/сут. В 2016 году введена одна горизонтальная скважина № 110Г. Дебит нефти составил 85,2 тонн/сут., жидкости – 89,6 тонн/сут.

Бурение горизонтальных скважин на объекте Ач₃¹ Равенского месторождения характеризуется высокой эффективностью. Накопленная добыча нефти по четырём скважинам составила 69,6 тыс. тонн.

Гидравлический разрыв пласта (ГРП)

По состоянию на 01.01.2017 г. на Равенском месторождении запущены в эксплуатацию после ГРП 5 добывающих (4 – Ач₃¹, 1 – ЮС₁) и 2 нагнетательных скважины (№№ 125 и 132) (пласт Ач₃¹). Кроме того, ГРП был выполнен по объекту ЮС₂ на двух скважинах (№№ 168Р и 209У). На обеих скважинах был получен приток воды, и они не были запущены в эксплуатацию по объекту ГРП, скважина № 209У запущена на Ач₃¹.

За всю историю за счёт 5 обработок на месторождении с учётом переходящего эффекта дополнительно добыто 20,3 тыс. тонн нефти. Из них 19,7 тыс. тонн на пластах ачимовской толщи (в том числе в результате ГРП на скважине из бурения № 214 – 15,5 тыс. тонн, на эксплуатационной скважине № 414 за счёт форсирования отборов жидкости при большеобъёмном ГРП – 3,8 тыс. тонн) и 0,6 тыс. тонн нефти на объекте ЮС₁. В среднем по месторождению на одну скважино-операцию приходится 4,1 тыс. тонн/скв. или 1,2 тыс. тонн/скв. без учёта скважины № 214.

В целом за период 2014–2015 гг. фактическая дополнительная добыча нефти за счёт 4 операций на добывающем фонде составила 20,1 тыс. тонн, что соответствует проектному уровню – 22,3 тыс. тонн. Без учёта скважины из бурения № 214 фактический показатель существенно ниже проектного – 4,62 тыс. тонн.

Объект Ач₃¹

На ачимовской толще пластов обработки выполнены на 4 добывающих скважинах (№№ 212, 214, 231 и 414) и 2 скважины после ГРП при вводе из бурения освоены в ППД (№№ 125 и 132), по которым получен приток воды. На скважине № 214 ГРП осуществлён при освоении после бурения, остальные 3 скважины до ГРП находились в действующем добывающем фонде.

Залежь пласта Ач₃¹ является водоплавающей, глинистые перемычки, отделяющие нефтенасыщенные пропластки от водонасыщенных, слабо выдержаны либо отсутствуют. Разрез пласта сильно расчленённый. Нефтенасыщенные толщины пласта составляют 6,0–9,8 м, коэффициент проницаемости низкий – 0,9–3,3 мДарси.

Все обработки на скважинах выполнены одной сервисной компанией «ПетроАльянс». Геолого-физические особенности пласта накладывают ограничения на параметры технологии ГРП. В целом по трём обработкам закачиваемые массы пропан-

та составили 10,8–15,9 тонн, одна обработка на скважине № 414 является большеобъемной (40 тонн). Использованные максимальные концентрации проппанта невысоки – 612–769 кг/м³, средние – 322–400 кг/м³. Все ГРП выполнены с использованием жидкости разрыва на нефтяной основе. При трёх операциях применялся двухкомпонентный расклинивающий агент 20/40 + 16/30, одна большеобъемная обработка выполнена с использованием трёхфракционного проппанта 20/40 + 16/30 + 12/20.

В среднем по трём скважинам (№№ 212, 214 и 231) дебит жидкости и нефти до ГРП составил 4,1 и 3,6 тонн/сут. (обводнённость 7,2 %), после ГРП – 40,8 и 12,4 тонн/сут. соответственно (обводнённость 68,4 %). На скважине № 414 в результате обработки был получен в 4 раза больший приток жидкости (160,3 тонн/сут.), при этом дебит нефти составил 6,9 тонн/сут., обводнённость 95,7 %.

Суммарная дополнительная добыча нефти за счёт обработок на пластах ачимовской толщи составила 19,7 тыс. тонн, средняя – 4,9 тыс. тонн/скв. или без учёта скважины № 214 – 4,2 тыс. тонн и 1,4 тыс. тонн/скв. соответственно.

На скважине № 212 обработка выполнена в интервале пласта 2851,4–2863,6 м с нефтенасыщенной толщиной 7,4 м при коэффициенте проницаемости 0,9 мДарси. Обработка выполнена с закачкой в пласт 15,9 тонн проппанта посредством жидкости разрыва на нефтяной основе с расходом 2,1 м³/мин. После проведения ГРП дебит жидкости в среднем за 3 месяца достиг 47,5 тонн/сут., нефти – 5,9 тонн/сут., обводнённость увеличилась с 21,4 до 87,6 %. Начальный прирост дебита нефти составил 2,5 тонн/сут. Скважиной дополнительно добыто 0,2 тыс. тонн нефти, время эффекта составило 4 месяца.

ГРП на скважине № 214 выполнен при освоении после бурения. Обработка была выполнена в нефтенасыщенном интервале 2715,4–2723,4 м. Эффективная нефтенасыщенная мощность обрабатываемого пласта составила 6 м, значение проницаемости низкое – 2,8 мДарси. В ходе обработки в пласт с расходом нефтяного геля 1,7 м³/мин. было закачено 14,1 тонн проппанта при максимальной концентрации 660 кг/м³, средней – 322 кг/м³. В результате обработки в среднем за 3 месяца дебит жидкости достиг 38,9 тонн/сут., дебит нефти 23,5 тонн/сут., обводнённость – 39,6 %. На текущий момент дополнительная добыча нефти по скважине составила 15,5 тыс. тонн.

На скважине № 231, эксплуатировавшейся до обработки с дебитами нефти и жидкости 5,2 и 5,8 тонн/сут. соответственно, после ГРП была получена высокая обводнённость продукции – 78 %, при этом дебит по жидкости достиг 36,1 тонн/сут., по нефти – 7,9 тонн/сут. Обработка выполнена в нефтенасыщенной части пласта 2893–2900 м (эффективная нефтенасыщенная толщина составила 9,8 м, проницаемость – 3,3 мДарси) посредством жидкости разрыва на нефтяной основе с темпом закачки 1,6 м³/мин. Использованная масса проппанта составила 10,8 тонн, средняя и максимальная концентрации – 390 и 769 кг/м³ соответственно. Время эффекта по скважине составило 4 месяца, скважиной дополнительной добыто 0,14 тыс. тонн нефти.

В скважине № 414 нефтенасыщенная мощность обрабатываемого пласта составила 6,2 м, проницаемость – 1,2 мДарси. Через интервал ГРП 2783,6–2792,8 м в пласт с расходом нефтяного геля 1,5 м³/мин. было закачено 40 тонн трёхфракционного проппанта 20/40 + 16/30 + 12/20. После обработки дебит жидкости увеличился с 2,2 до 160,3 тонн/сут., дебит нефти – с 2,1 до 6,9 тонн/сут., обводнённость возросла до 95,7 %. По состоянию на дату анализа дополнительная добыча нефти достигла 3,8 тыс. тонн, время эффекта составило 23 месяца.

Кроме того, на пластах ачимовской толщи после обработок скважины №№ 125 и 132 освоены в ППД.

В скважине № 125 при обработке масса закачанного в пласт проппанта составила 45,3 тонн, максимальная концентрация – 1110 кг/м³, образование трещины осуществлялось посредством жидкости разрыва на водной основе с расходом 3,6 м³/мин. По данным ПГИ на скважине в интервале 2841,5–2842,5 и до ГРП отмечался приток воды. В первый месяц после запуска приёмистость скважины составила 531 м³/сут., затем она сократилась до уровня 206,5 м³/сут.

На скважине № 132 операция ГРП выполнена при освоении из бурения. При ГРП закачена масса проппанта 33,2 тонн с расходом водного геля 2,4 м³/мин. Приёмистость скважины увеличилась с 93 м³/сут до 231 м³/сут.

По выполненным обработкам на пластах ачимовской толщи отмечается зависимость увеличения дебита жидкости и обводнённости от увеличения массы проппанта. На рисунке 8 показана зависимость дебита жидкости и обводнённости после ГРП от массы проппанта. Как уже отмечалось, на скважине № 414 при закачке 40 тонн проппанта произошёл прорыв воды от мощных водонасыщенных пропластков, в результате чего достигнут высокий дебит жидкости и существенно увеличилась обводнённость скважины. При массе проппанта 10,8–15,9 тонн также отмечается высокая обводнённость после ГРП 40–90 %. Таким образом, ГРП рекомендуется выполнять в щадящем режиме (до 5 тонн проппанта) и необходимо внедрение новых технологий ГРП, снижающих риск неконтролируемых водопроявлений.

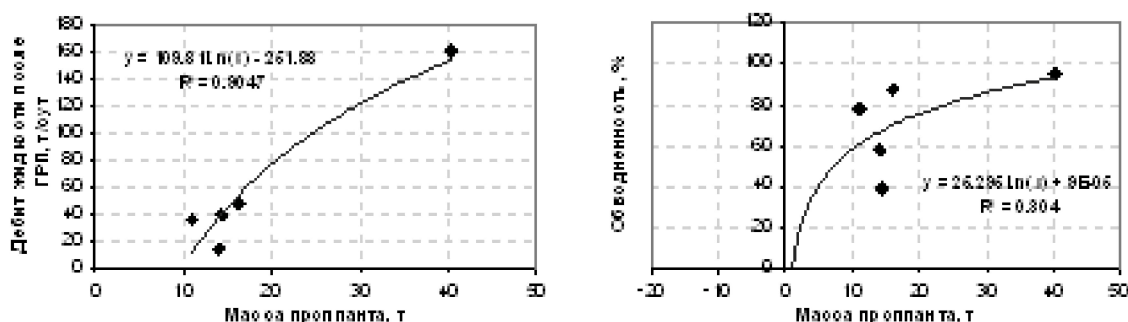


Рисунок 8 – Зависимость дебита жидкости и обводнённости после ГРП от массы проппанта

Перфорационные методы

Всего за период 2014–2016 гг. было проведено 7 ПВР. Все мероприятия были проведены на объекте Ач₃¹.

- В 2014 году была проведена одна скважино-операция (скважина № 215). Дебит нефти до проведения ГТМ составлял 14,5 тонн/сут., жидкости – 15 тонн/сут. Дебит нефти после ГТМ составил 18,9 тонн/сут., жидкости – 22,7 тонн/сут. Таким образом, прирост дебита нефти составил 4,4 тонн/сут., жидкости – 7,7 тонн/сут.

- В 2015 году было проведено 3 скважино-операции. Средний дебит нефти до ГТМ составлял 7,6 тонн/сут., жидкости – 8,6 тонн/сут. Средний дебит нефти после ГТМ составил 9 тонн/сут., жидкости – 10,1 тонн/сут. Таким образом, прирост дебита нефти составил 1,4 тонн/сут., жидкости – 1,5 тонн/сут.

- В 2016 году также было проведено 3 мероприятия. Положительный эффект получен только по одной скважине № 108. Дебит нефти увеличился с 8,9 до 13,6 тонн/сут., по жидкости – с 9,6 до 14,2 тонн/сут.

Таким образом, за рассматриваемый период 2014–2016 гг. дополнительная добыча нефти от проведения прострелочно-взрывных работ на 7 скважинах составила 1,6 тыс. тонн.

Обработка призабойной зоны (ОПЗ)

За анализируемый период было проведено 5 ОПЗ, из них 1 – в 2015 году и 4 – в 2016 году.

В 2015 году проведено одно мероприятие на объекте ЮС₁ (скважина № 317И). После ГТМ дебит нефти составил 1,4 тонн/сут., жидкости 1,8 тонн/сут. Дополнительная добыча нефти составила 120 тонн.

В 2016 году мероприятие было проведено на четырёх скважинах объекта Ач₃¹. После проведения мероприятия в среднем дебит нефти на одну скважину составил 9,1 тонн/сут., жидкости – 14,9 тонн/сут. Дополнительная добыча нефти составила 1,9 тыс. тонн.

Оптимизация режимов работы скважин

За период 2014–2016 гг. проведено 11 скважино-операций.

В 2014 году было проведено 1 мероприятие на скважине №414 (объект Ач₃¹). Средний дебит нефти после ГТМ составил 9,5 тонн/сут., жидкости – 184,5 тонн/сут. Дополнительная добыча нефти составила 262 тонны.

В 2015 году было проведено 5 мероприятий: 2 – на объекте ЮС₁ (скважины №№ 318Г и 316Г) и 3 мероприятия на объекте Ач₃¹ (скважины №№ 103Г, 109Г и 214). Средний дебит нефти на объекте ЮС₁ после проведения ГТМ составил 12,7 тонн/сут., жидкости – 46,2 тонн/сут. Дополнительная добыча нефти на объекте ЮС₁ составила 574 тонны. Средний дебит нефти на объекте Ач₃¹ после проведения ГТМ составил 75,2 тонн/сут., жидкости – 89,7 тонн/сут. Дополнительная добыча нефти на объекте Ач₃¹ составила 14,1 тыс. тонн.

В 2016 году проведено 5 мероприятий, из них одно мероприятие было проведено на объекте ЮС₁ (скважина № 318Г), 4 – на объекте Ач₃¹ (скважины №№ 107, 231, 101Г и 109Г). Средний дебит нефти на объекте ЮС₁ составил 22,3 тонн/сут., жидкости – 122,8 тонн/сут.; дополнительная добыча нефти от ГТМ – 564 тонны. Средний дебит нефти на объекте Ач₃¹ составил 35,4 тонн/сут., жидкости – 50,7 тонн/сут.; дополнительная добыча нефти на объекте Ач₃¹ – 842 тонны.

Всего дополнительная добыча нефти составила 19,7 тыс. тонн.

Сравнение проектных и фактических показателей ГТМ

Проектными документами по месторождению за рассматриваемый период было запланировано проведение 65 геолого-технических мероприятий с общей эффективностью 122,6 тыс. тонн, планируемая удельная эффективность – 1886 тонн на скважино-операцию. Фактически было выполнено 34 скважино-операции с общей эффективностью 98,3 тыс. тонн и удельной эффективностью 2892 тонны на скважино-операцию.

Бурение горизонтальных скважин было предусмотрено без «жёсткой» привязки по годам. В 2014 году по факту пробурена 1 скважина, дополнительная добыча нефти составила 37,4 тыс. тонн. В 2015 году – 2 скважины, дополнительная добыча нефти составила 28,6 тыс. тонн, в 2016 году – 1 скважина и дополнительная добыча нефти составила 3,6 тыс. тонн.

На период 2014–2016 гг. по проекту предусматривалась проведение 15 операций по ОПЗ физико-химическими методами с дополнительной добычей нефти 19,7 тыс. тонн, по факту проведено 5 мероприятий и дополнительная добыча составила 1,9 тыс. тонн.

Применение перфорационных методов предусматривалось на 9 скважинах с эффективностью 12,4 тыс. тонн. Фактически проведено 7 скважино-операций с дополнительной добычей 1,6 тыс. тонн.

За период 2014–2016 гг. по проекту предусматривалось проведение гидродинамических методов в количестве 37 скважино-операций и дополнительной добычей нефти 68,2 тыс. тонн, по факту проведено 11 мероприятий с дополнительной добычей нефти – 21,3 тыс. тонн.

В период 2014–2016 гг. было запланировано выполнение 4 ГРП, фактически проведено 7 операций. Из них 3 скважины (все выполнены в 2016 году) не участвуют в добыче нефти на объекте ГРП. В целом за период 2014–2016 гг. фактическая дополнительная добыча нефти за счёт 4 операций на добывающем фонде составила 20,7 тыс. тонн при проектном уровне 22,3 тыс. тонн. Без учёта скважины из бурения фактический показатель существенно ниже проектного – 4,62 тыс. тонн.

Количественное отставание в выполнении программы ГТМ связано со значительно меньшим количеством операций по физико-химическим и гидродинамическим методам.

Заключение

В процессе доразведки месторождения и эксплуатационного бурения уточнилось геологическое строение залежей. Площади нефтеносности по Ач₃¹ и ЮС₁ сократились.

Проектные решения на месторождении выполняются. В разработке находятся два объекта – Ач₃¹ и ЮС₁.

Основной проектный фонд скважин (107 ед.) реализован на 40,2 %, по основным объектам на Ач₃¹ – 66,0 %, ЮС₁ – 71,4 %.

Проектный фонд скважин по Ач₃¹ подлежит уточнению. Вследствие сокращения контуров нефтеносности нецелесообразно бурение 9 проектных скважин, местоположение которых оказалось за пределами площади залежи и двухметровой изопахиты. Пробуренные горизонтальные скважины №№ 109Г и 130Г заменили по 2 проектные наклонно-направленные скважины. Таким образом, на 01.01.2017 г. из оставшихся к бурению 17 проектных скважин предлагается пробурить только 6 скважин, в том числе 5 добывающих и 1 нагнетательную.

Текущее состояние объектов разработки удовлетворительное. В 2016 году фактические показатели разработки соответствуют проектным.

Таким образом, по результатам проведенных геолого-технологических мероприятий на Равенском месторождении можно сделать следующие основные выводы:

- наибольшая эффективность получена от ввода новых скважин с горизонтальным окончанием ствола, средняя удельная дополнительная добыча нефти составляет 17,4 тыс. тонн (это связано с тем, что в зонах наибольшего распространения нефтенасыщенных толщин проводилось бурение скважин с ГОС);
- по скважинам с наклонно-направленным окончанием ствола получены более низкие результаты – 3,83 тыс. тонн дополнительной добычи на скважину;
- следует также отметить, что на сегодняшний день не выбраны оптимальные технологии проведения гидравлического разрыва пласта ни для одного из объектов месторождения. В данной ситуации предлагается провести опробование новых методов ГРП (по одной скважине на объектах Ач₃¹ и ЮС₁) и увеличить количество операций по реперфорации скважин глубокопроникающими зарядами на депрессии, давших хорошие результаты при освоении новых скважин.

Литература:

1. Антониади Д.Г., Савенок О.В., Шостак Н.А. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений : учебное пособие. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 203 с.
2. Батурин Ю.Е. Проектирование и разработка нефтяных и газонефтяных месторождений Западной Сибири. – Тюмень : Тюменский индустриальный университет, 2016. – Книга 1: Проектирование разработки. – 150 с.
3. Батурин Ю.Е. Проектирование и разработка нефтяных и газонефтяных месторождений Западной Сибири. – Тюмень : Тюменский индустриальный университет, 2016. – Книга 2: Разработка месторождений. – 204 с.
4. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов / А.И. Булатов [и др.]. – 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 : 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. Освоения 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. Муслимов Р.Х. Современные методы повышения нефтеизвлечения: проектирование, оптимизация и оценка эффективности : учебное пособие. – Казань : Издательство «ФЭН» Академии наук Республики Татарстан, 2005. – 687 с.
11. Поиски, разведка и эксплуатация месторождений нефти и газа : учебное пособие / В.В. Попов [и др.]. – Новочеркасск : ЮРГПУ (НПИ), 2015. – 322 с.
12. Геофизические исследования и работы в скважинах : учебное пособие / В.В. Попов [и др.]. – Новочеркасск : Лик, 2017. – 326 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. Особенности разработки нефтегазовых месторождений / А.П. Телков [и др.]. – Тюмень : НИПИКБС-Т, 2001. – Том 1. – 328 с.

15. Особенности разработки нефтегазовых месторождений / А.П. Телков [и др.]. – Тюмень : НИПИКБС-Т, 2001. – Том 2. – 275 с.

16. Анализ разработки пласта Ач₃¹ Равенского месторождения. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0b65635b2ac79a4d43a89521306d27_0.html

17. Свидетельство о государственной регистрации базы данных № 2015621693. «Электронно-методический комплекс «Интерпретация результатов гидродинамических исследований»» / И.А. Пахляян, О.В. Савенок, Е.О. Петрушин, А.С. Арутюнян, Б.А. Арустамов. – Дата государственной регистрации в Реестре баз данных 25 ноября 2015 г.

18. Савенок О.В., Борисайко Я.Ю., Яковлев А.Л. Управление продуктивностью скважин : методические указания по изучению дисциплины «Управление продуктивностью скважин» для студентов-бакалавров всех форм обучения и МИППС по направлению 21.03.01 «Нефтегазовое дело». – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 68 с.

References:

1. Antoniadis D.G., Savenok O.V., Shostak N.A. Theoretical bases of development of oil and gas fields : manual. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2011. – 203 p.

2. Baturin Yu.E. Design and development of oil and gas-oil fields of Western Siberia. – Tyumen : Tyumen industrial university, 2016. – Book 1: Development design. – 150 p.

3. Baturin Yu.E. Design and development of oil and gas-oil fields of Western Siberia. – Tyumen : Tyumen industrial university, 2016. – Book 2: Development of fields. – 204 p.

4. Ecology at construction of oil and gas wells : manual for students of higher education institutions / A.I. Bulatov [etc.]. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2011. – 603 p.

5. Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repairs of oil and gas wells : in 4 volumes. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2012–2015. – V. 1–4.

6. Bulatov A.I., Savenok O.V. Praktikum on discipline «Completion of oil and gas wells» : in 4 volumes : manual. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2013–2014. – V. 1–4.

7. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremychuk R.S. Scientific bases and practice of development of oil and gas wells. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2016. – 576 p.

8. Bulatov A.I., Kachmar Yu.D., Savenok O.V., Yaremychuk R.S. Osvoennyya naftovikh i gazovikh sverdrovin. Science i practice : monograph. – Lviv: Spolom, 2018. – 476 p.

9. Klimov V.V., Savenok O.V., Leshkovich N.M. Bases of geophysical surveys at construction and operation of wells on oil and gas fields. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2016. – 274 p.

10. Muslimov R.H. Modern methods of increase in petroextraction: design, optimization and assessment of efficiency : manual. – Kazan : FEN publishing house of Academy of Sciences of the Republic of Tatarstan, 2005. – 687 p.

11. Search, investigation and operation of oil and gas fields: manual / V.V. Popov [etc.]. – Novocherkassk : YuRGPU (NPI), 2015. – 322 p.

12. Geophysical surveys and works in wells: manual / V.V. Popov [etc.]. – Novocherkassk : Face, 2017. – 326 p.

13. Savenok O.V., Arutyunyan A.S., Shalskaya S.V. Interpretation of results of hydrodynamic researches : manual. – Krasnodar : Prod. FGBOOU WAUGH of «KubGTU», 2017. – 203 p.

14. Features of development of oil and gas fields / A.P. Telkov [etc.]. – Tyumen : NIPIKBS-T, 2001. – Vol. 1. – 328 p.

15. Features of development of oil and gas fields / A.P. Telkov [etc.]. – Tyumen : NIPIKBS-T, 2001. – Vol. 2. – 275 p.

16. Analysis of development of layer of the Ravensky field. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0b65635b2ac79a4d43a89521306d27_0.html

17. Certificate on the state registration of the database No. 2015621693. «Elek - the throne and methodical complex «Interpretation of Results of Hydrodynamic Researches»» / I.A. Pakhlyan, O.V. Savenok, E.O. Petrushin, A.S. Arutyunyan, B.A. Arustamov. – Date of the state registration in the Register of databases on November 25, 2015.

18. Savenok O.V., Borisayko Ya.Yu., Yakovlev A.L. Management of efficiency of wells : methodical instructions on studying of discipline «Management of efficiency of wells» for students bachelors of all forms of education and MIPPS in the direction 21.03.01 «Oil and gas business». – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2016. – 68 p.