

УДК 622.243.24

**ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВНОСТИ БУРЕНИЯ  
БОКОВЫХ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СТВОЛОВ  
И СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ  
НА ТУРНЕЙСКОМ ОБЪЕКТЕ ЧЕРНОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

**ESTIMATION OF THE PERSPECTIVENESS OF DRILLING  
OF SIDE HORIZONTAL STEELS AND IMPROVEMENT  
OF THE DEVELOPMENT SYSTEM AT THE TURNEY OBJECT  
OF THE CHERNOVSKOYE FIELD**

**Савенок Ольга Вадимовна**

доктор технических наук,  
профессор кафедры нефтегазового дела  
имени профессора Г.Т. Вартумяна,  
Кубанский государственный  
технологический университет  
olgasavenok@mail.ru

**Березовский Денис Александрович**

заместитель начальника цеха,  
филиал ООО «Газпром добыча Краснодар»,  
Каневское газопромысловое управление  
daberezovskiy-gaz@rambler.ru

**Кусов Геннадий Владимирович**

аспирант,  
Северо-Кавказский  
федеральный университет  
de\_france@mail.ru

**Мусафири Норманн**

студент-магистрант,  
Институт нефти, газа и энергетики,  
Кубанский государственный  
технологический университет  
musaf2020@gmail.com

**Аннотация.** Исходя из анализа работы скважин турнейского объекта Черновского месторождения, следует отметить, что этот объект характеризуется активными подошвенными водами. При неправильном подборе технологического режима скважин быстро образуется конус обводнения, и остаются зоны, не охваченные дренированием. С целью довыработки запасов нефти турнейского объекта предложена зарезка бокового горизонтального ствола из законсервированной скважины. Горизонтальные скважины и боковые горизонтальные стволы уже давно зарекомендовали себя на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами нефти как высокоэффективные технологии. Опыт эксплуатации боковых горизонтальных стволов показывает, что с их помощью решается задача повышения нефтеотдачи неоднородной многопластовой залежи за счёт более полного охвата пластов воздействием, вовлечения в разработку ранее неработавших продуктивных пластов в бездействующих, простаивающих, низкопродуктивных, нерентабельных и высокообводнённых скважинах. Предполагается, что турнейский объект Черновского месторождения является перспективным объектом для довыработки запасов горизонтальными скважинами и боковыми горизонтальными стволами.

**Savenok Olga Vadimovna**

Doctor of technical sciences,  
Professor of oil and gas  
engineering department  
named after professor G.T. Vartumyan,  
Kuban state technological university  
olgasavenok@mail.ru

**Berezovskiy Denis Aleksandrovich**

Deputy chief of department,  
branch LLC «Gazprom mining Krasnodar»,  
Kanevskoe gas field management  
daberezovskiy-gaz@rambler.ru

**Kusov Gennady Vladimirovich**

graduate student,  
North-Caucasian Federal University  
de\_france@mail.ru

**Musafiri Norman**

masters' student,  
Institute of Oil, Gas and Energy,  
Kuban state technological university  
musaf2020@gmail.com

**Annotation.** Based on the analysis of the wells of the Turney object at the Chernovskoye field, it should be noted that this object is characterized by active plantar water. If the well mode is not correctly selected, the watering cone is quickly formed, and there are zones not covered by drainage. For the purpose of further development of the oil reserves of the Turney facility, a lateral horizontal trunk was cut from a suspended well. Horizontal wells and lateral horizontal trunks have long proven themselves in deposits with hard-to-recover oil reserves as highly efficient technologies. Experience in the operation of lateral horizontal barrels shows that with their help the task of increasing the oil recovery of an inhomogeneous multi-layer deposit is solved due to a more complete coverage of the seams by the impact, involvement in the development of previously unproductive productive layers in inactive, idle, low-productive, unprofitable and highly watered wells. It is assumed that the Turney object of the Chernovskoye field is a promising target for additional development of reserves by horizontal wells and lateral horizontal trunks.

**Ключевые слова:** методы довыработки запасов нефти; мероприятия по увеличению нефтеотдачи; показатели интенсификации разработки; боковые горизонтальные стволы; технологическая эффективность бурения горизонтальных скважин; оптимальная длина горизонтального ствола; расчёт добычных показателей скважины.

**Keywords:** methods for the development of oil reserves; measures to increase oil recovery; indicators of development intensification; lateral horizontal trunks; technological efficiency of drilling horizontal wells; optimal length of the horizontal trunk; calculation of production parameters of the well.

Черновское нефтяное месторождение находится на территории Воткинского и Шарканского районов Удмуртской Республики, в 15 км северо-западнее г. Воткинска и в 60 км северо-восточнее г. Ижевска. Открыто в 1979 году.

Черновское месторождение включает в себя три поднятия: Западное, Центральное и Восточное. Добыча нефти ведётся из верейско-башкирского, визейского и турнейского объектов; каширский объект является возвратным.

Особенности Черновского месторождения состоят в его многокупольности, тонкослоистости продуктивного разреза, многослоистости, разнотипности вмещающих пород-коллекторов и наличием зон замещений коллекторов. Толщины пластов не выдержаны, наблюдается значительная расчленённость, достигающая наибольшего значения на верейско-башкирском объекте. Для месторождения характерен пластовый сводовый тип залежи, местами литологически ограниченный, представленный в основном карбонатными коллекторами с низкой проницаемостью.

Турнейский объект приурочен к пористым известнякам, относится к пластово-сводовому типу и пластово-сводовому литологически ограниченному. Добыча нефти ведётся только на Западном поднятии. Залежь характеризуется небольшой толщиной (порядка 10 м), высоким значением коэффициента песчаности и невысокой расчленённостью. Объект содержит 33,6 % запасов нефти Западного поднятия. Геолого-физические характеристики залежи приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Геолого-физические характеристики залежей Черновского месторождения

Параметры	Турнейский объект
1	2
Средняя глубина залегания, м	1461,1
Тип залежи	пластовая, сводовая
Тип коллектора	карбонатный
Площадь нефтеносности, тыс. м	1966
Средняя общая толщина, м	9,8
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	7,47
Пористость, %	13
Средняя нефтенасыщенность, доли ед.	0,8
Проницаемость, мкм <sup>2</sup>	0,458
Коэффициент песчаности, доли ед.	0,728
Расчленённость	3,5
Начальная пластовая температура, °С	27,9
Начальное пластовое давление, МПа	16,1
Вязкость нефти в пластовых условиях, МПа·с	98,4*
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м <sup>3</sup>	0,917
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м <sup>3</sup>	0,918
Абсолютная отметка ВНК, м	-1359,7
Объёмный коэффициент нефти, доли ед.	1,017*
Содержание серы в нефти, %	2,79*
Содержание парафина в нефти, %	2,46*
Давление насыщения нефти газом, МПа	5,1*

Продолжение таблицы 1

1	2
Газосодержание нефти, м <sup>3</sup> /т	7,0*
Вязкость воды в пластовых условиях, МПа·с	–
Плотность воды в пластовых условиях, кг/м <sup>3</sup>	–
Средняя продуктивность, м <sup>3</sup> /сут. · МПа	3,26
Коэффициент вытеснения, доли ед.	0,497
* – значения параметров, принятые по аналогии с верейскими пластами	

Нефти турнейского объекта высоковязкие, высокой плотности в пластовых и поверхностных условиях, высокосернистые, парафиновые, высокосмолистые. Растворённый в нефти газ более чем на 80 % состоит из азота и промышленной ценности не представляет.

На начало разработки залежи геологические запасы составляли 1395 тыс. тонн по категории А+В+С1, из них извлекаемые – 469 тыс. тонн (проектный КИН составляет 0,336).

Нефтенасыщенная толщина объекта находится в пределах 2,7–10,3 м, увеличиваясь ближе к центральной зоне залежи. Над и под залежью присутствует непроницаемый экран. В залежи присутствуют зоны, не охваченные процессом дренирования, в которых можно провести горизонтальный ствол длиной более 100 м. Геологическое строение залежи позволяет провести горизонтальный ствол без перегибов. По геологическим критериям турнейский объект является подходящим для забуривания бокового ствола.

Вследствие близости ВНК, скважины, находящиеся в приконтурной зоне нефтеносности, обводняются, образуя конусы обводнения, из-за чего остаются невыработанные участки залежи. В отличие от остальных объектов турнейский объект имеет достаточную толщину пласта для проведения по нему горизонтального ствола скважины, что снижает шанс неудачного бурения горизонтальной части ствола, а также нерентабельности БГС вследствие быстрой выработки запасов данного пласта. В отличие от верейско-башкирского объекта, он имеет меньшую расчленённость, что даёт основание считать пласт более однородным. Все эти факторы, а также хорошее сочетание пористости и проницаемости объекта, значительная нефтенасыщенность высоковязкой нефтью делают бурение БГС перспективным способом довыработки остаточных запасов нефти.

### Текущее состояние разработки турнейского объекта

Черновское месторождение нефти открыто в 1979 году, первооткрывательницей явилась скважина № 410, вскрывшая нефтенасыщенные известняки каширского, верейского горизонтов, башкирского, турнейского ярусов и нефтенасыщенные песчаники визейского яруса.

Турнейский объект Западного поднятия введён в разработку в 1990 году совместно с вводом в разработку всего месторождения НГДУ ПО «Удмуртторф» согласно «Технологической схемы разработки Черновского месторождения».

По состоянию на 01.01.2017 г. пробурено 7 скважин, из них 5 добывающих. Схема расположения скважин – избирательная. Расстояние между скважинами 120–1200 метров.

В эксплуатационном добывающем фонде числятся 5 действующих скважин. Нагнетательных нет. Все скважины механизированы (2 – ЭЦН, 3 – ШГН). В целом по объекту текущая обводнённость составляет 70,5 % и распределяется следующим образом:

- ни одна скважина (0 %) не работает с обводнённостью менее 20 %;
- с обводнённостью продукции от 20 до 50 % – 1 скважина (20 %);
- 2 скважины (40 %) эксплуатируются с обводнённостью продукции от 50 до 90 %;
- от 90 до 95 % – 2 скважины (40 %) и с обводнённостью свыше 95 % нет (0 %).

Коэффициент использования добывающего фонда 0,714 доли ед., коэффициент эксплуатации составляет 0,878 доли ед.

### Анализ текущего состояния разработки турнейского объекта

Объект находится на третьей стадии разработки.

Накопленный отбор нефти по объекту на 01.01.2017 г. составляет 177,9 тыс. тонн, жидкости – 605,7 тыс. тонн. Закачка не ведётся.

За 2016 год отборы по нефти составили 17,1 тыс. тонн и по жидкости 40,8 тыс. тонн, обводнённость продукции 70,5 %.

Среднегодовой дебит действующих скважин составляет по нефти 7,9 тонн/сут. и по жидкости 18,9 тонн/сут.

Максимальный уровень добычи нефти в количестве 18,7 тыс. тонн достигнут в 2006 году при темпе отбора 3,99 %.

По накопленной добыче нефти распределение скважин следующее:

- до 20 тыс. тонн – 2 скважины (40 % от всего действующего фонда);
- более 20 тыс. тонн – 3 скважины (60 %).

Карта текущих отборов по состоянию на 01.01.2017 г. по турнейскому объекту Западного поднятия представлена на рисунке 1.



Рисунок 1 – Карта текущих отборов нефти

Рассмотрим каждую скважину на турнейском объекте Черновского месторождения. Для этой цели были использованы данные по работе скважин, начиная с 2006 года. Также следует обратить внимание на рисунок 2, который не отражает текущего распределения запасов, но помогает оценить процесс стягивания контура нефтеносности и предположить его положение на текущий момент.

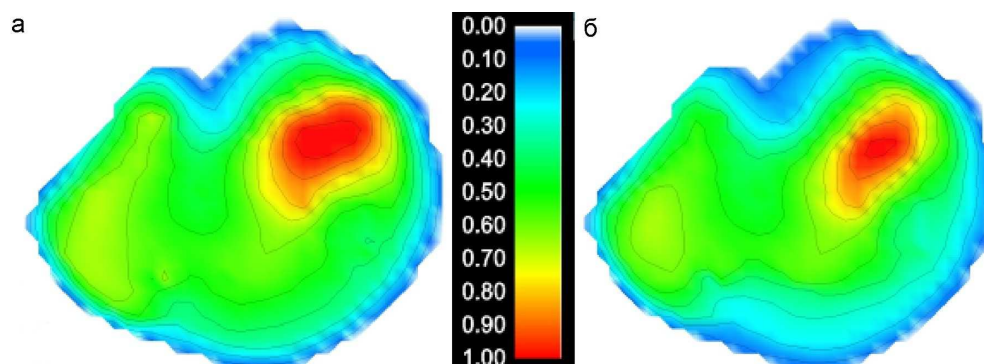


Рисунок 2 – Карта-схема распределения начальных (а) и текущих (б) подвижных линейных запасов ( $m^3/m^2$ ) по турнейскому объекту Черновского месторождения

*Скважина № 410Р.* Скважина-первооткрывательница месторождения. Нефтенасыщенная толщина в районе скважины находится в диапазоне 5–8 м. Пробурена 28.02.1987 г., работала в нагнетательном фонде на верейском объекте, с октября 2010 года – добывающая на турнейском объекте (ШГН, пласты С-II + С-III). Характеризуется стабильностью добычи жидкости и нефти, с 2011 по 2017 гг. обводнённость плавно возросла до 50 %. На 01.01.2017 г. дебит по жидкости составляет 1,7 тонн, обводнённость 54,9 %. Низкая обводнённость скважины может указывать на неполную выработку запасов в зоне дренирования этой скважины.

*Скважина № 402* пробурена и введена в эксплуатацию 28.11.1998 г. Нефтенасыщенная толщина в районе скважины находится в диапазоне 6–10 м. За период с января по июль 2006 года наблюдается резкий рост обводнения (с 56 до 90 %). В то время не вёлся учёт забойного давления, однако, изучив документацию по ремонтам скважины за этот период, можно предположить, что добыча нефти велась при большой депрессии на пласт, когда величина забойного давления была меньше давления насыщения. На это указывают общая причина отказа УШГН для нескольких ремонтов: засорение клапанов насоса АСПО. Вероятно, это обстоятельство и послужило причиной резкого роста обводнённости продукции.

В октябре 2008 и январе 2011 года были проведены ремонтно-изоляционные работы по выравниванию профиля притока жидкости в скважину и изоляции обводнённых пропластков. В первом случае эффект был кратковременный, во втором эффект продлился до 2016 года, после чего также наблюдался резкий рост обводнённости продукции после смены насоса ШГН на ЭЦН и увеличения отборов жидкости и прорывом воды вследствие вязкостной неустойчивости.

На 01.01.2017 г. дебит скважины с обоих объектов составляет 80,1 тонн по жидкости и обводнённость 92,0 %. Обводнённость скважины объясняется неправильным подбором технологического режима работы скважины и интенсивным подтягиванием воды от ВНК с образованием конуса обводнённости.

*Скважина № 305.* Нефтенасыщенная толщина в районе скважины находится в диапазоне 8–10 м. Скважина пробурена 08.01.1999 г. Скважина характеризуется устойчивой добычей нефти без резких прорывов воды на всем периоде эксплуатации. Обводнённость плавно изменяется от 25 % в январе 2006 года до 81,9 % в декабре 2017 года.

*Скважина № 304.* Нефтенасыщенная толщина в районе скважины находится в диапазоне 10–11 м. Введена в эксплуатацию 23.08.2000 г. на визейский объект. В мае 2016 года переведена в фонд ОРЭ (приобщение пласта с1t турнейского объекта). Перед ГТМ дебит с верейско-башкирского объекта составлял 8,1 м<sup>3</sup>/сут. при обводнённости 2,9 %; после ГТМ 60,1 м<sup>3</sup>/сут. при обводнённости 29,1 %, т.е. порядка 52 м<sup>3</sup>/сут. с турнейского объекта. Однако после смены ЭЦН-35-2050, работающего на турнейском объекте, на ЭЦН-125-1550 с августа 2016 года наблюдается значительный рост обводнённости продукции с падением отбора нефти, что, судя по всему, связано с превышением отборов жидкости над критическим значением и подтягиванием воды с ВНК в виде конуса обводнения.

*Скважина № 404.* Нефтенасыщенная толщина в районе скважины находится в диапазоне 6–9 м. Введена в эксплуатацию 15.08.2000 г., практически сразу обводнилась. В период с 2006 по 2011 гг. обводнённость колебалась между 76,1 и 99,6 %. В декабре 2011 года скважину законсервировали как высокообводнённую (99,6 %). В 2012 году провели комплекс мероприятий по расконсервации скважины и ремонтно-изоляционных работ заколонных перетоков и запустили с дебитом по жидкости 11,2 м<sup>3</sup>/сут. и 2,9 % обводнённости. На 01.01.2017 г. дебит скважины составляет 3,6 м<sup>3</sup>/сут. при обводнённости 17 %.

*Скважина № 306.* Нефтенасыщенная толщина в районе скважины находится в диапазоне 5–8 м. Скважина введена в эксплуатацию 27.09.2001 г. Наблюдается резкий скачок обводнённости с 12 % в ноябре 2006 года до 86 % в апреле 2008 года. В период с апреля 2008 по ноябрь 2016 гг. обводнённость колеблется в пределах от 68 % до 95 % и составляет в среднем 87 %. В августе 2012 года и августе 2015 года были проведены работы по отключению обводнённого интервала перфорации, однако эффект был незначительный. Скважина находится около контура нефтеносности, поэтому предпола-

гается прорыв воды к забою скважины из ВНК. В ноябре 2016 года скважина была законсервирована ввиду высокой выработки запасов с перспективой её использования для довыработки запасов турнейского объекта путём забуривания из её ствола БГС.

В таблице 2 приведены сводные данные по работе скважин турнейского объекта на 01.01.2017 г.

Таблица 2 – Сводные данные по работе скважин турнейского объекта на 01.01.2017 г.

Скважина	Год запуска (начала работы на турнейском объекте)	Нефтенасыщенная толщина, м	Текущая добыча жидкости, тонн/сут.	Текущая обводненность, %	Накопленная добыча нефти, тонн
410Р	2010	5–8	1,7	54,9	59619
402	2001	6–10	80,1	92,0	18401
305	2002	8–10	19,9	81,9	37644
304	2016	10–11	81,0	40,0	11480
404	2003	6–9	3,6	17,0	14934
306	2004	5–8	–	–	28896

На рисунке 3 показана накопленная добыча по скважинам и доля их от выработки НИЗ.

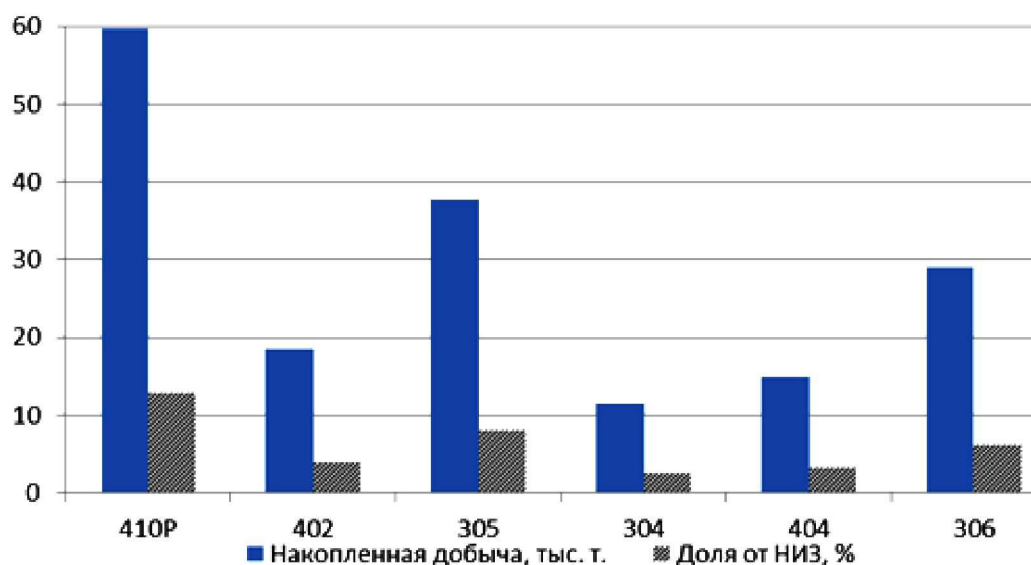


Рисунок 3 – Накопленная добыча по скважинам и доля их от выработки НИЗ

Исходя из вышеизложенного, следует отметить следующее. Турнейский объект Черновского месторождения характеризуется активными подошвенными водами. При неправильном подборе технологического режима скважин быстро образуется конус обводнения, и остаются зоны, не охваченные дренированием.

#### Анализ энергетического состояния турнейского объекта

Закачка воды на Западном поднятии турнейского объекта не осуществляется. Залежи нефти на данном этапе разрабатываются на естественном (упруговодонапорном) режиме.

Начальное пластовое давление по турнейскому объекту Западного купола составляет 16,1 МПа. За весь период разработки наблюдается незначительное снижение давления, с 2011 года давление стабилизируется и на текущее состояние ниже начального на 2,5 % (15,7 МПа).

### Анализ выработки запасов турнейского объекта

Утверждённые начальные геологические/извлекаемые запасы нефти по турнейскому объекту Западного поднятия составили: по категории В – 1395 тыс. тонн / 469 тыс. тонн (протокол ГКЗ № 93-пд от 11.12.2006 г.). Утверждённый КИН по категории В – 0,336 доли ед.

Накопленная добыча нефти составила 177,9 тыс. тонн или 37,9 % от НИЗ. Текущий КИН составил 0,128. Среднегодовая обводнённость – 70,5 %.

В таблице 3 приведены основные показатели выработки запасов нефти турнейского объекта.

Таблица 3 – Основные показатели выработки запасов турнейского объекта

Показатели	Турнейский объект
Площадь нефтеносности, тыс. м <sup>2</sup>	1966
Нефтенасыщенная толщина, м	7,47
Геологические запасы, тыс. тонн	1395
Извлекаемые запасы, тыс. тонн	469
Утверждённый КИН, %	0,336
Накопленная добыча нефти, тыс. тонн	154,6
Текущие геологические запасы нефти, тыс. тонн	1240,4
Текущие извлекаемые запасы нефти, тыс. тонн	314,4
Текущая нефтеотдача, доли ед.	0,111
Годовая добыча нефти, тыс. тонн	17,1
Накопленная добыча жидкости, тыс. тонн	541,4
Среднегодовая обводнённость, %	80,0
ВНФ накопленный, доли ед.	3,4
Темп отбора от НИЗ, %	3,65
Темп отбора от ТИЗ, %	5,55
Отбор от извлекаемых запасов, %	37,9
Действующий фонд добывающих скважин, шт.	5,0
Действующий фонд нагнетательных скважин, шт.	–
Соотношение действующих добывающих и нагнетательных скважин	–
Количество пробуренных скважин, шт.	7
Накопленная добыча нефти на одну скважину, тыс. тонн	35,5
Кратность выработки запасов, годы	17

Накопленный ВНФ составляет 3,4 доли ед. Максимальный уровень добычи нефти достигнут в 2006 году и составляет 18,7 тыс. тонн при темпе отбора 3,99 %. Текущий коэффициент извлечения нефти по объекту на 01.01.2017 г. составляет 0,128 доли ед. от запасов категории В. Кратность выработки запасов нефти составляет 17 лет.

### Сравнение утверждённых и фактических показателей разработки

Сопоставление за 2012–2014 гг. по турнейскому объекту выполнено с документом на разработку Черновского месторождения «Дополнение к технологической схеме разработки Черновского месторождения» (2009 г.), за 2015–2016 гг. – с документом на разработку Черновского месторождения «Дополнение к технологической схеме разработки Черновского месторождения» (2015 г.)

Сравнение основных проектных и фактических показателей разработки по турнейскому объекту приведено на рисунке 4.

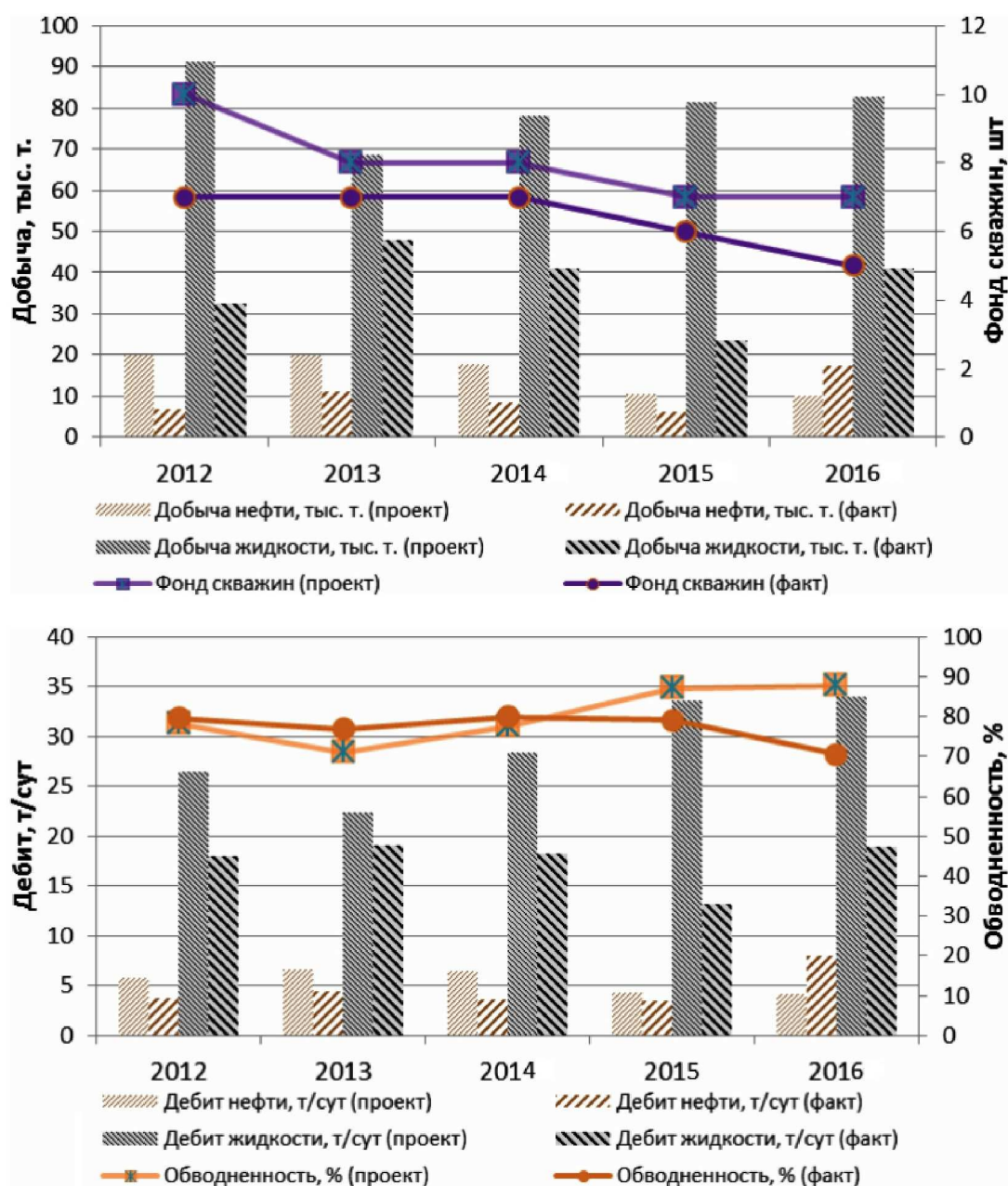


Рисунок 4 – Сравнение основных проектных и фактических показателей разработки по турнейскому объекту за период 2012–2016 гг.

Накопленная добыча нефти с 2012 по 2016 годы по проектным документам должна была составить 77,5 тыс. тонн, фактически добыто 49,1 тыс. тонн, что на 37 % ниже.

В 2016 году добыто по объекту 17,1 тыс. тонн нефти, что на 71 % выше проектного значения (10 тыс. тонн), добыча жидкости на 51 % ниже проектного уровня и составляет 40,8 тыс. тонн вместо 82,5 тыс. тонн.

Невыполнение проектных показателей добычи нефти и жидкости за период 2012–2014 гг. связано с отсутствием ввода из бурения двух добывающих скважин. Однако несмотря на перевод скважины № 310 на верейско-башкирский объект и скважины № 403 на визейский объект в связи с их обводненностью выше 90 % в 2015 и 2016 гг. соответственно, в 2016 году фактическая добыча нефти превышает проектную за счёт перевода скважины № 304 с верейско-башкирского в ОРЭ с турнейским объектом (средний дебит за 2016 год после ГТМ составляет 82,3 тонн/сут. по жидкости и 51,4 тонн/сут. по нефти при работе скважины до ГТМ примерно 8,5 тонн/сут. по жидкости). Средний дебит действующей скважины за 2016 год по нефти составил 7,92 тонн/сут. (проект – 4,1 тонн/сут.),



по жидкости – 18,9 тонн/сут. (проект – 34,0 тонн/сут.). Среднегодовая обводнённость ниже проектной на 20 % и составляет 70,5 %, что связано с отключением высокообводнённых скважин.

Действующий добывающий фонд по турнейскому объекту на 01.01.2017 г. составляет 5 ед. (проект – 7 ед.).

По состоянию на 01.01.2017 г. коэффициент нефтеизвлечения по турнейскому объекту 0,128 доли ед., что ниже проектного на 0,007 доли ед. (по проекту – 0,135 доли ед.). Отбор от утверждённых извлекаемых запасов составляет 37,9 % при проектном 40,2 %.

Невыполнение проектных уровней добычи нефти и жидкости по турнейскому объекту Черновского месторождения в период 2012–2016 гг. в целом составляет 28,4 тыс. тонн нефти, связано это с меньшим дебитом нефти, недостающего количества добывающих действующих скважин и их отработанного времени.

Вывод. На турнейском объекте 5 добывающих скважин, нагнетательных нет. Схема расположения скважин – избирательная, расстояние между скважинами 120–1200 м. Объект находится на третьей стадии разработки, накопленная добыча нефти по состоянию на 01.01.2017 г. составляет 37,9 % от НИЗ, текущий КИН составляет 0,128 из 0,336 проектных. Закачка воды не ведётся, залежь нефти разрабатывается на естественном (упруговодонапорном) режиме. За весь период разработки наблюдается незначительное снижение пластового давления, на данный момент оно составляет 15,7 МПа.

Коэффициент использования добывающего фонда составляет 0,714 доли ед. при коэффициенте эксплуатации 0,878 доли ед.

Накопленная добыча за последние 5 лет составляет меньше проектной на 37 % и фактический КИН меньше проектного на 0,007. Причиной этому служат меньший дебит скважин по сравнению с проектным, недостающее количество действующих добывающих скважин, что связано с отсутствием ввода из бурения двух добывающих скважин, предусмотренных текущим проектным документом, а также с переводом в начале наблюдаемого периода скважин на другие горизонты в связи с их высокой обводнённостью.

Исходя из анализа работы скважин, следует отметить следующее. Турнейский объект Черновского месторождения характеризуется активными подошвенными водами. При неправильном подборе технологического режима скважин быстро образуется конус обводнения, и остаются зоны, не охваченные дренированием.

### **Выбор скважины и метода довыработки запасов**

Для проведения мероприятий по увеличению нефтеотдачи рекомендуется брать нерентабельные скважины. К таким скважинам обычно относят либо высокообводнённые скважины, либо скважины, по каким-либо причинам остановленные (находящиеся в консервации). На турнейском объекте явным кандидатом для проведения работ является скважина № 306.

За 4 года работы скважины она обводнилась до 80 % и более. Скважина находится около контура нефтеносности, поэтому предполагается прорыв воды к забою скважины из ВНК. В августе 2012 года и августе 2016 года были проведены ремонтно-изоляционные работы, результатом которых явилось отключение нижнего интервала перфорации. Тем не менее, эффекта от работ не последовало, и в ноябре 2016 года скважина была законсервирована ввиду высокой выработки запасов. По текущему проектному документу предполагается перевод скважины на вышележащий верейско-башкирский объект, однако этот перевод нецелесообразен, поскольку запасы нефти в этом районе вырабатываются скважиной № 401, которая в настоящее время работает с дебитом по нефти выше 7 тонн/сут. и обводнённостью 49 %.

По этим причинам перспективно использование скважины № 306 для довыработки запасов турнейского объекта путём забурирования из её ствола бокового горизонтального ствола (БГС). Скважина на 01.01.2017 г. находится в консервации, и бурение БГС из её ствола позволит перевести её в добывающий фонд. Возможно забурирование ствола скважины в северном направлении, т.к. там присутствуют необходимая нефтенасыщенная толщина пласта и целики невыработанной нефти.

## Проектирование процесса разработки скважины с БГС с помощью математического моделирования

### Выбор метода определения технологической эффективности бурения БГС

Поскольку проектирование БГС производится на объекты, имеющие историю разработки вертикальными скважинами, то наличие фактических показателей разработки облегчает определение технологической эффективности.

Методический подход заключается в следующем. На основе теоретических формул оцениваются дебиты вертикальных скважин, которые затем сравниваются с фактическими дебитами работающих вертикальных скважин. Для согласования расчётных дебитов с фактическими вводятся поправочные коэффициенты, которые комплексно учитывают неточности в определении параметров пластовой системы, входящих в теоретические формулы.

Формулу для расчёта поправочного коэффициента можно представить в следующем виде:

$$F = \frac{q_{\text{факт}}}{q_{\text{расчет}}}, \quad (1)$$

где  $q_{\text{факт}}$  – фактический дебит вертикальной скважины, м<sup>3</sup>/сут.;  $q_{\text{расчет}}$  – расчётный дебит вертикальной скважины, м<sup>3</sup>/сут.

Получаемые таким образом поправочные коэффициенты используются затем в теоретических формулах оценки дебитов горизонтальных скважин.

Данный приём значительно уточняет прогнозирование дебитов горизонтальных скважин и оценку ожидаемого технологического эффекта.

При оценке начального ожидаемого эффекта дебит БГС является расчётной величиной, а дебит вертикальной скважины – фактической.

Разность между прогнозируемым дебитом и фактическим дебитом вертикальной скважины до бурения БГС определяет технологическую эффективность.

Формула Дюпюи для оценки дебита вертикальных скважин:

$$q_e = \frac{2 \cdot \pi \cdot K \cdot h \cdot (p_k - p_c) \cdot 86,4}{\mu \cdot \ln\left(\frac{R_k}{r_c}\right)}, \quad (2)$$

где  $q_e$  – дебит вертикальной скважины, м<sup>3</sup>/сут.;  $h$  – толщина пласта, м;  $\mu$  – вязкость жидкости, мПа · с;  $p_k$  – давление на контуре питания, МПа;  $p_c$  – давление на забое скважины, МПа;  $r_c$  – радиус скважины, м;  $R_k$  – радиус контура питания, м;  $K$  – абсолютная проницаемость пласта, мкм<sup>2</sup>.

Формула Joshi для оценки дебита горизонтальных скважин:

$$q_e = \frac{2 \cdot \pi \cdot K \cdot h \cdot (p_k - p_c) \cdot 86,4}{\mu \cdot \ln\left(\frac{a + \sqrt{a^2 - \left(\frac{L}{2}\right)^2}}{\frac{L}{2}} + \frac{h}{L} \cdot \ln\left(\frac{h}{2 \cdot \pi \cdot r_c}\right)\right)}, \quad (3)$$

где  $q_e$  – дебит скважины с БГС, м<sup>3</sup>/сут.;  $K$  – абсолютная проницаемость пласта, мкм<sup>2</sup>;  $h$  – толщина пласта, м;  $\mu$  – вязкость жидкости, мПа · с;  $p_k$  – давление на контуре питания, МПа;  $p_c$  – давление на забое скважины, МПа;  $r_c$  – радиус скважины, м;  $L$  – длина горизонтального ствола, м;  $a$  – большая полуось эллипса (контур питания):

$$a = \frac{L}{2} \cdot \left[ \frac{1}{2} + \sqrt{\frac{1}{4} + \left(\frac{2R_k}{L}\right)^4} \right]^{\frac{1}{2}}.$$

Однако формулы (2) и (3) не учитывают многофазного режима фильтрации. Для того чтобы учесть многофазность при стационарной фильтрации жидкости к горизонтальному стволу, были предложены следующие зависимости:

- дебит вертикальной скважины по жидкости:

$$q_e^* = 86,4 \cdot 2 \cdot \pi \cdot k \cdot h \cdot \left( \frac{k_e(s)}{\mu_e} + \frac{k_H(s)}{\mu_H} \right) \cdot \frac{p_K - p_C}{\ln\left(\frac{R_K}{r_C}\right)}; \quad (4)$$

- дебит вертикальной скважины по нефти:

$$q_e^H = 86,4 \cdot 2 \cdot \pi \cdot k \cdot h \cdot \frac{k_H(s)}{\mu_H} \cdot \frac{p_K - p_C}{\ln\left(\frac{R_K}{r_C}\right)}; \quad (5)$$

- дебит горизонтальной скважины по жидкости:

$$q_e^* = 86,4 \cdot 2 \cdot \pi \cdot k \cdot h \cdot \left( \frac{k_e(s)}{\mu_e} + \frac{k_H(s)}{\mu_H} \right) \cdot \frac{p_K - p_C}{\Omega}; \quad (6)$$

- дебит горизонтальной скважины по нефти:

$$q_e^H = 86,4 \cdot 2 \cdot \pi \cdot k \cdot h \cdot \frac{k_H(s)}{\mu_H} \cdot \frac{p_K - p_C}{\Omega}, \quad (7)$$

где  $\Omega = \ln \frac{a + \sqrt{a^2 - \left(\frac{L}{2}\right)^2}}{\frac{L}{2}} + \frac{h}{L} \cdot \ln\left(\frac{h}{2 \cdot \pi \cdot r_C}\right)$ ;  $k_e(s)$ ,  $k_H(s)$  – относительные фазовые проницаемости соответственно для воды и нефти;  $s$  – водонасыщенность;  $\mu_e$  и  $\mu_H$  – вязкость соответственно воды и нефти.

Алгоритм расчётов динамики дебитов с постоянным шагом по времени строится по следующей схеме.

1. С использованием известных давлений на контуре питания  $p_K(t_i)$  и средней насыщенности в области фильтрации  $s(t_i)$  на предшествующий момент времени по формулам (6) и (7), с учётом поправочного коэффициента, определяются дебиты скважин  $q(t_i)$ .

2. Рассчитывается новое значение давления на контуре дренирования (среднее давление в пласте):

$$p_K(t_{i+1}) = p_K(t_i) - \frac{q(t_i) - q_K(t_i)}{V \cdot \beta^*} \cdot \Delta t, \quad (8)$$

где  $q(t_i)$  – дебит жидкости вертикальной или горизонтальной скважины, определяемый по формулам (4) и (5), с учётом поправочного коэффициента, тонн/сут.;  $V = \pi \cdot R_K^2 \cdot h$  – объём пласта в пределах контура питания, м<sup>3</sup>;  $\beta^* = m \cdot \beta_* + \beta_C$  – коэффициент упругоёмкости пласта;  $q_K(t_i)$  – объёмная скорость жидкости, поступающей через контур питания.

Приток жидкости в область через контур питания не трудно задать по текущему балансу отбора и закачки на разрабатываемом объекте. При  $q_K(t_i) = 0$  имеем замкнутую область. При этом скорость падения давления в пласте полностью определяется коэффициентом упругоёмкости. При  $0 < q_K(t) < q(t)$  объём поступления жидкости меньше её отбора, и среднее давление в пласте будет падать.

Закон поступления жидкости согласно формуле (6) удобно задать в виде:

$$p_k(t_i) = \alpha \cdot q(t_i), \quad (9)$$

где  $\alpha$  – коэффициент компенсации отбора жидкости закачкой (обычно  $\alpha \leq 1$ ).

3. Определяется новое значение средней водонасыщенности пласта в области отбора:

$$s(t_{i+1}) = s(t_i) + \frac{q_{\text{еж}}(t_i) - q_{\text{зс}}(t_i)}{V_n} \cdot \Delta t, \quad (10)$$

где  $s(t_i)$  – водонасыщенность в предшествующем периоде времени;  $q_{\text{зс}}(t_i)$  – дебит воды по скважине на отрезке времени  $(t_i; t_i + 1)$ ;  $q_{\text{еж}}(t_i)$  – дебит жидкости по скважине на отрезке времени  $(t_i; t_i + 1)$ ;  $V_n$  – поровый объём пласта в области фильтрации.

Для определения порового объёма  $V_n$  пласта вовлекаемого в разработку одним БГС:

$$V_n = \pi \cdot R_k^2 \cdot h_{\text{ср}} \cdot m_{\text{ср}}. \quad (11)$$

4. С использованием параметров  $p_k(t_i + 1)$  и  $s(t_i + 1)$  в качестве новых исходных данных проводят расчёты на очередном отрезке времени, т.е. повторяются все пункты алгоритма.

Описанный метод позволяет прогнозировать на этапе проектирования дебиты жидкости, нефти, обводнённость, технологическую эффективность горизонтальных скважин, показатели интенсификации разработки.

Зависимости относительных фазовых проницаемостей в конкретных экспериментах рассчитывали по результатам нестационарного вытеснения нефти водой по методике С.А. Кундина и И.Ф. Куранова. В результате статистической обработки экспериментальных данных были получены обобщённые уравнения, описывающие характер изменения относительных фазовых проницаемостей (рис. 5).

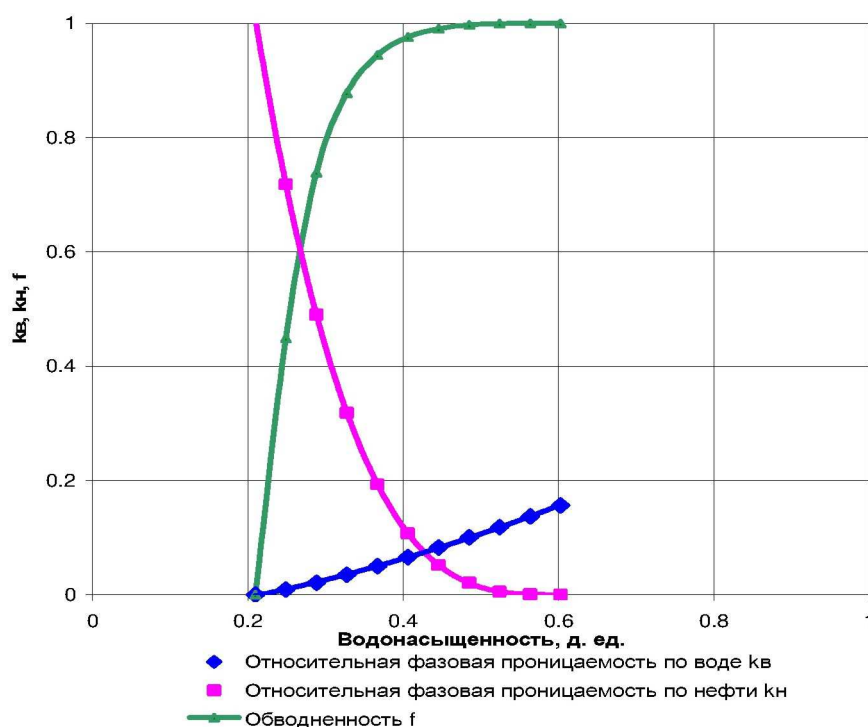


Рисунок 5 – Зависимости относительных фазовых проницаемостей для воды, нефти и обводнённости продукции от водонасыщенности продуктивных пластов турнейского яруса ( $K_{пр} = 0,454 \text{ мкм}^2$ ;  $\mu_n = 98,4 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ )

**Исходные данные определения технологической эффективности БГС**

Исходными данными технологической эффективности бурения БГС на турнейский объект разработки являются (таблица 4):

**Таблица 4 – Исходные данные для математического моделирования процесса разработки турнейского объекта**

Параметр	Значение
Режим разработки	упруговодонапорный
Система размещения скважин	очаговая
Расстояние между скважинами, м	200–1200
Плотность сетки, га/скв.	39,3
Проницаемость, мкм <sup>2</sup>	0,454
Нефтенасыщенная толщина пласта $h$ , м	7,2
Вязкость воды в пластовых условиях $\mu_w$ , МПа·с	1,5
Вязкость нефти в пластовых условиях $\mu_n$ , МПа·с	98,4
Давление на контуре питания скважины $P_K$ , МПа	15,7
Давление на забое скважины $P_{зab}$ , МПа	9,0
Давление насыщения $P_{нас}$ , МПа	5,1
Длина горизонтального ствола $L$ , м	90, 120, 150
Контур питания скважины $R_K$ , м	250
Радиус скважины $r_{скв}$ , м (для диаметра обсадной колонны $d = 114$ мм и толщины стенок $\delta = 5,2$ мм)	0,0518
Пористость $m$ , доли ед.	0,13
Сжимаемость воды, 1/МПа	0,0000043
Сжимаемость нефти, 1/МПа	0,00000469
Сжимаемость пор породы, 1/МПа	0,000011
Объем пласта $V$ в пределах $R_K$ , м <sup>3</sup>	1413000
Поровый объем пласта $V_{пор}$ , м <sup>3</sup>	183690
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,025
Коэффициент эксплуатации скважины, доли ед.	0,92
Водонасыщенность в зоне БГС $s$ , доли ед.	0,25
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м <sup>3</sup>	0,918

Давление на забое скважины подбиралось по следующим соображениям. S.D. Joshi предлагает формулу для расчёта критического дебита, при превышении которого наблюдается образование конуса обводнения. С учётом перевода единиц из американских промысловых и обозначений, принятых в данной статье, она выглядит следующим образом:

$$q = 0,04541 \cdot \frac{L}{a} \cdot \Delta\rho \cdot \frac{K \cdot h^2}{\mu_n \cdot b} \cdot F, \quad (12)$$

где  $q$  – дебит скважины, м<sup>3</sup>/сут.;  $L$  – длина горизонтального ствола, м;  $a$  – большая полуось эллипса (контур питания), м;  $\Delta\rho$  – разность плотностей жидкостей, г/см<sup>3</sup>;  $K$  – абсолютная проницаемость, мкм<sup>2</sup>;  $h$  – нефтенасыщенная толщина пласта, м;  $\mu_n$  – вязкость нефти, МПа·с;  $b$  – объёмный коэффициент;  $F$  – безразмерный коэффициент:

$$F = 3,9624955 + 0,0616438 \cdot \left(\frac{a}{h}\right) - 0,00054 \cdot \left(\frac{a}{h}\right)^2.$$

Однако, подставляя исходные данные в формулу (12), получаем, что критический дебит составляет 0,27–0,45 м<sup>3</sup>/сут. Поддержание такого дебита нерентабельно для данного объекта разработки, поэтому было принято решение поддержания забойного давления на уровне 9 МПа, что даёт компромисс между дебитом скважины по нефти и риском быстрого образования конуса обводнения.

### Определение оптимальной длины горизонтального ствола и расчёт добычных показателей скважины

Согласно методике, сначала был определён поправочный коэффициент  $F$ . Для этого были проанализированы дебиты скважин за последний месяц их работы (табл. 5). Скважина № 304 не рассматривалась, т.к. по ней отсутствуют данные по забойному давлению на турнейском объекте.

Таблица 5 – Теоретический и фактический дебиты по скважинам турнейского объекта Черновского месторождения (за последний месяц работы)

Скважина	Теоретический дебит $Q_{теор}$ , м <sup>3</sup> /сут.	Фактический дебит $Q_{факт}$ , м <sup>3</sup> /сут.	F (факт/расчёт)
306	344,4	22,0	0,06
410	75,7	1,6	0,02
402	71,8	70,0	0,97
305	55,7	17,9	0,32
404	208,4	3,6	0,02
среднее			0,28

Далее с учётом коэффициента эксплуатации и объёмного коэффициента путём расчётов с применением программы Excel пакета Microsoft Office были проведены расчёты до 2050 года. При расчётах полагалось, что при обводнённости продукции скважины более 98 % эксплуатация неэффективна. Были проведены расчёты для значений длины горизонтального ствола, указанных в таблице 4. Для выбора оптимальной длины горизонтального ствола были построены зависимости КИН от года и от обводнённости (рисунок 6).

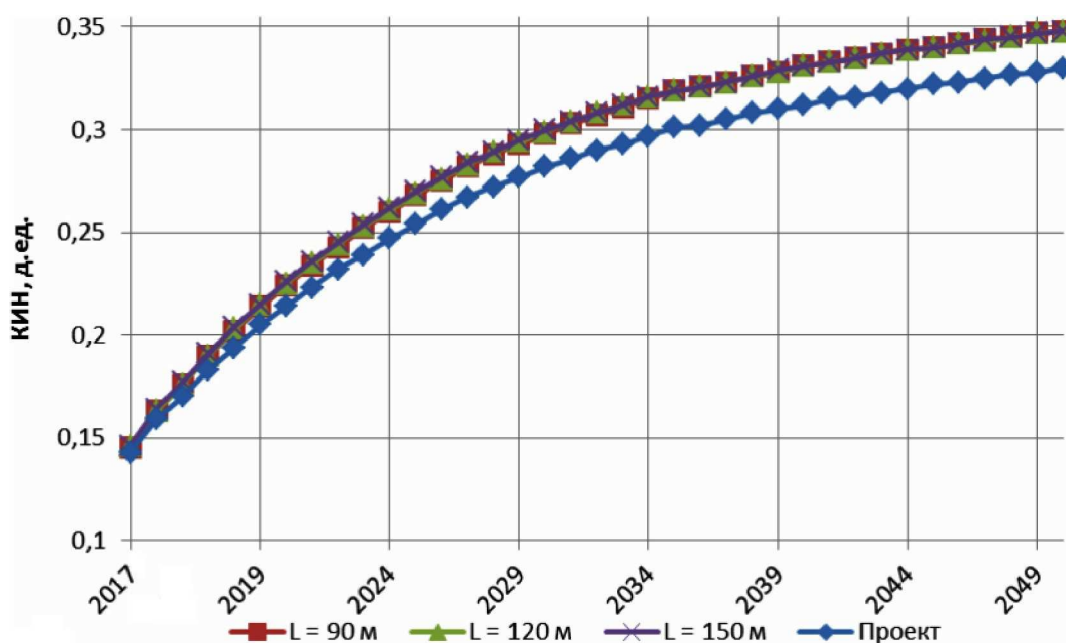
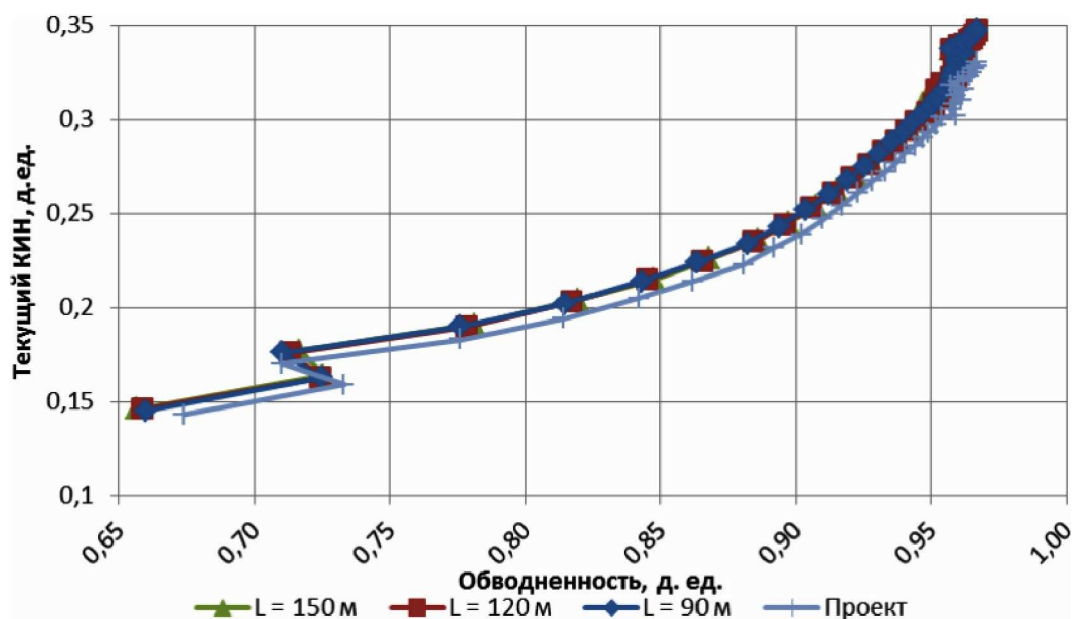


Рисунок 6 – Зависимость КИН от года и от обводнённости



Окончание рисунка 6 – Зависимость КИН от года и от обводнённости

Как видно, бурение БГС заметно увеличивает КИН, однако при значениях длины ствола от 90 до 150 м КИН возрастает незначительно. Это позволяет выбрать длину горизонтального ствола равной 90 м ввиду уменьшения экономических затрат на бурение БГС и риска попадания в водонасыщенную зону.

Анализ результатов математического моделирования показывает следующее. Бурение БГС из ствола скважины № 306 позволяет добыть дополнительно 26,0 тыс. тонн нефти и сократить срок достижения проектного значения КИН на 13 лет (с 2056 до 2043 гг.). Однако ввиду высокой вязкости добываемой продукции скважина быстро обводнится, и к 2037 году её эксплуатация будет нерентабельна. Таким образом, проектный срок эксплуатации скважины составляет 23 года.

За счёт увеличения коэффициента охвата пласта процессом дренирования увеличится конечный КИН. Планируемое превышение текущего КИН над проектным на 2050 год составляет 0,012 или 3,3 %.

На рисунке 7 приведено сравнение проектных и планируемых показателей добычи нефти турнейского объекта Черновского месторождения до 2050 года.

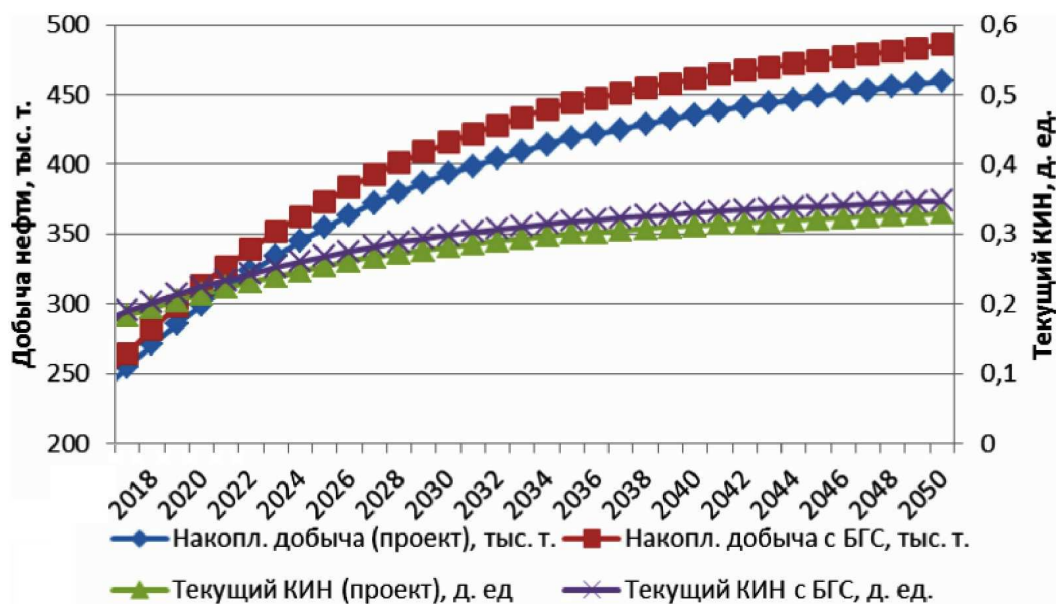
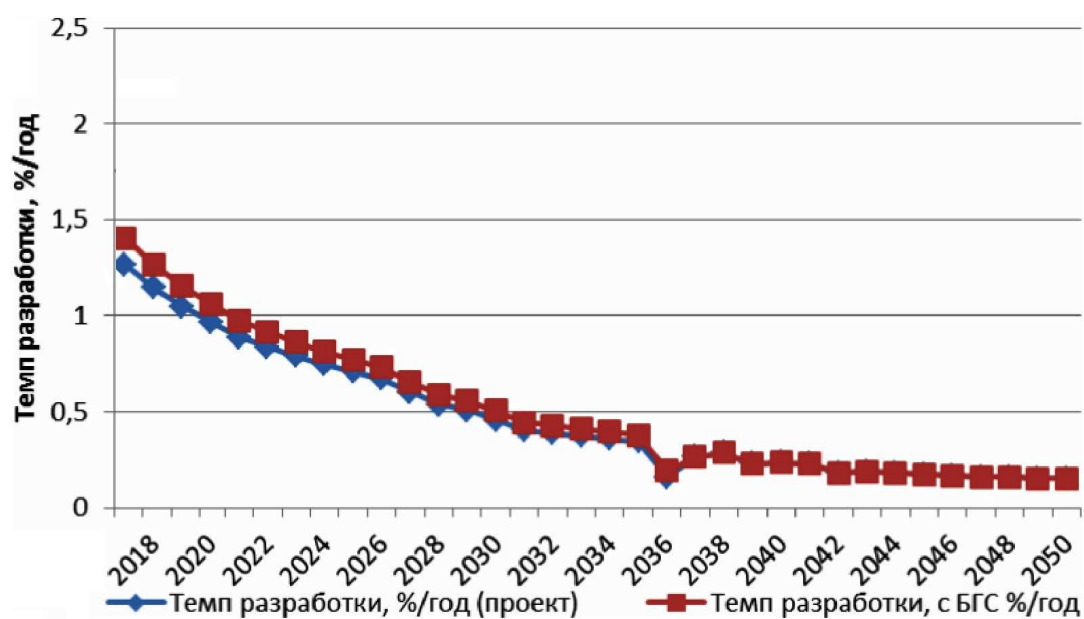


Рисунок 7 – Сравнение проектных и планируемых показателей добычи нефти турнейского объекта Черновского месторождения до 2050 года



Окончание рисунка 7 – Сравнение проектных и планируемых показателей добычи нефти турнейского объекта Черновского месторождения до 2050 года

Для добычи рекомендуется использование на начальном этапе насоса НВ1Б-44 либо НГН-2-56 с переходом на ЭЦН-80. Данные насосы были выбраны по той причине, что они широко используются на данном месторождении, позволяют добывать жидкость в проектных объёмах и не представляют сложности в замене на аналогичное оборудование при отказах и ремонтах. Наиболее оптимальная глубина спуска насоса составляет 680–1070 м при условии зарезки окна из скважины ниже этого уровня. Обуславливается это тем, что на данном участке набор кривизны минимален, что позволяет эксплуатировать насосы в наиболее благоприятных условиях. При заданном забойном давлении динамический уровень предполагается на уровне 400–500 м по вертикали от устья в зависимости от изменения плотности продукции скважины по мере её обводнения, что равно 540–650 м по глубине скважины.

При эксплуатации БГС глубинными насосами между штангами и трубами возникают значительные силы трения, приводящие к быстрому износу штанговых муфт и внутренней поверхности труб, что снижает их межремонтные периоды. Для предотвращения истирания труб и штанговых муфт рекомендуется применение роликовых, калёных либо шлифованных муфт, устанавливаемых в местах искривления ствола скважины. При наличии песка рекомендуется применять специальные скребки-завихрители, закалённые токами высокой частоты. Для борьбы с односторонним истиранием штанг и муфт рекомендуется использование штанговращателей. Число неполадок в скважинах значительно уменьшается при переводе станка-качалки на малое число двойных ходов (качаний) при большой длине хода.

С другой стороны, погружные центробежные насосы не имеют длинной колонны штанг между насосом и приводом, что позволяет передавать насосу значительно большую мощность, чем штанговой установке, тем самым увеличивая добычу пластовой жидкости. ЭЦН устанавливают в интервале ствола скважины с набором кривизны не более 2 град/10 м и при отклонении оси скважины от вертикали не более 45 град, что исключает отказы агрегата из-за несоосности движущихся узлов и деталей.

### Литература:

1. Дополнение к технологической схеме разработки Черновского месторождения нефти Удмуртской Республики. – Ижевск : ОАО «УНПП НИПИнефть», 2006.
2. Дополнение к технологической схеме разработки Черновского месторождения. – Тюмень : ООО «РуссНефть – Научно-технический центр», ЗАО «ТюменьНИПИнефть», 2012.
3. Алиев З.С. Исследование горизонтальных скважин. – Уфа : НГТУ, 2004. – 365 с.



4. 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.
5. Басарыгин Ю.М., Будников В.Ф., Булатов А.И., Гераськин В.Г. Строительство наклонных и горизонтальных скважин. – М. : Издательство Недр, 2000. – 262 с.
6. Бердин Т.Г. Проектирование разработки нефтегазовых месторождений системами горизонтальных скважин. – М. : ООО «Недра-Бизнесцентр», 2001. – 199 с.
7. Булатов А.И., Просёлков Е.Ю., Просёлков Ю.М. Бурение горизонтальных скважин : справочное пособие. – Краснодар : Издательство Советская Кубань, 2008. – 419 с.
8. Булатов А.И., Просёлков Ю.М. Справочник по бурению горизонтальных скважин : справочное пособие. – Краснодар : Издательство Советская Кубань, 2008. – 354 с.
9. Булатов А.И., Савенок О.В. Осложнения и аварии при строительстве нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2010. – 522 с.
10. Булатов А.И., Савенок О.В. Заканчивание нефтяных и газовых скважин: теория и практика. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2010. – 539 с.
11. Булатов А.И., Волощенко Е.Ю., Кусов Г.В., Савенок О.В. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 603 с.
12. 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.
13. 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.
14. 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.
15. Кудинов В.И., Савельев В.А., Богомольный Е.И., Шайхутдинов Р.Т., Тимеркаев М.М., Голубев Г.Р. Строительство горизонтальных скважин. – М. : ЗАО «Издательство «Нефтяное хозяйство», 2007. – 688 с.
16. Левинсон Л.М., Акбулатов Т.О., Акчурин Х.И. Управление процессом искривления скважин : учебное пособие. – Уфа : Издательство УГНТУ, 2000. – 88 с.
17. Сучков Б.М. Горизонтальные скважины. – Москва-Ижевск : НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2006. – 424 с.
18. Третьяк А.Я., Савенок О.В., Швец В.В. Охрана труда и техника безопасности при бурении и эксплуатации нефтегазовых скважин : учебное пособие для студентов ВУЗов, обучающихся по направлению «Нефтегазовое дело». – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2016. – 290 с.
19. Joshi S.D., Joshi Ph.D. Horizontal well technology. – Technologies International, Inc. Tulsa, OK, U.S.A, 1991.
20. Оценка перспективности бурения боковых горизонтальных стволов и совершенствования системы разработки на турнейском объекте Черновского месторождения. – URL : [http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0a65635a2bc79b4c53a89521216c27\\_0.html](http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0a65635a2bc79b4c53a89521216c27_0.html)
21. Арутюнов А.А., Бондаренко В.А., Климов В.В., Кошелев А.Т., Савенок О.В., Усов С.В. Практические расчёты в бурении и нефтепромысловой практике: методические указания к практическим занятиям по дисциплинам «Буровое оборудование» и «Оборудование для добычи нефти» для студентов всех форм обучения направления 131000.62 Нефтегазовое дело. – Краснодар : Изд. КубГТУ, 2014. – 55 с.
22. Волков Ю.А., Карпова Л.Г., Муслимов Р.Х. Анализ зарубежного опыта использования горизонтальных скважин при разработке нефтяных месторождений // Сборник научных трудов «Разработка нефтяных и газовых месторождений. Состояние и проблемы». – М. : ВНИИОЭНГ, 1996. – Вып. 3. – С. 242–254.
23. Кусов Г.В., Березовский Д.А., Савенок О.В. Перспективы разработки Самбургского нефтегазоконденсатного месторождения. Особенности резки боковых стволов // НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – № 3. – С. 73–99
24. Муслимов Р.Х., Султанов Э.И., Рамазанов Р.Г., Волков Ю.А. Системы разработки нефтяных месторождений с горизонтальными скважинами // Сборник научных трудов «Разработка нефтяных и газовых месторождений. Состояние и проблемы». – М. : ВНИИОЭНГ, 1996. – Вып. 3. – С. 61–71.
25. 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.

26. Хисамутдинов Н.И. Обоснование рациональной разработки многопластового месторождения системой горизонтальных скважин // Ежемесячный научно-технический и производственный журнал «Нефтяное хозяйство». – М. : ЗАО «Издательство «Нефтяное хозяйство», 2001. – № 8. – С. 60–65.

27. Savenok O.V., Arutyunyan A.S., Petrushin E.O., Likhacheva O.N., Kusov G.V. Secondary opening of productive layers // *Advances in Engineering Research*, volume 133 Proceeding of the International Conference «Actual Issues of Mechanical Engineering» 2017 (AIME 2017) Pages: 734–741. – URL : <http://www.atlantispress.com/proceedings/aime-17/articles?q=savenok>

### References:

1. Addition to the technological scheme of development of the Chernovsky oil field of the Udmurt Republic. – Izhevsk : JSC UNPP Nipineft, 2006.
2. Addition to the technological scheme of development of the Chernovsky field. – Tyumen : LLC Russneft – Scientific and Technological Center, CJSC Tyumennipineft, 2012.
3. Aliyev Z.S. Research of horizontal wells. – Ufa : NGTU, 2004. – 365 p.
4. Antoniadi D.G., Savenok O.V., Shostak N.A. Theoretical bases of development of oil and gas fields : manual. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2011. – 203 p.
5. Basarygin Yu.M., Budnikov V.F., Bulatov A.I., Geraskin V.G. Construction of inclined and horizontal wells. – M. : Publishing house Subsoil, 2000. – 262 p.
6. Berdin T.G. Design of development of oil and gas fields systems of horizontal wells. – M. : LLC Nedra-Businesscentre, 2001. – 199 p.
7. Bulatov A.I., Prosyolkov E.Yu., Prosyolkov Yu.M. Drilling of horizontal wells : handbook. – Krasnodar : Publishing house Soviet Kuban, 2008. – 419 p.
8. Bulatov A.I., Prosyolkov Yu.M. Reference book on drilling of horizontal wells : handbook. – Krasnodar : Publishing house Soviet Kuban, 2008. – 354 p.
9. Bulatov A.I., Savenok O.V. Complications and accidents at construction oil and gas wells. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2010. – 522 p.
10. Bulatov A.I., Savenok O.V. Completion of oil and gas wells: theory and practice. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2010. – 539 p.
11. Bulatov A.I., Voloshchenko E.Yu., Kusov G.V., Savenok O.V. Ecology at construction of oil and gas wells : manual for students of higher education institutions. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2011. – 603 p.
12. Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repairs of oil and gas wells in 4 volumes. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2012–2015. – T. 1–4.
13. Bulatov A.I., Savenok O.V. Praktikum on discipline «Completion oil and gas wells» in 4 volumes : manual. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2013–2014. – T. 1–4.
14. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremychuk R.S. Scientific bases and practice of development of oil and gas wells. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2016. – 576 p.
15. Kudinov V.I., Savelyev V.A., Bogomolny E.I., Shaykhutdinov R.T., Timerkayev M.M., Golubev G.R. Construction of horizontal wells. – M. : CJSC Neftyanoye hozyaystvo Publishing House, 2007. – 688 p.
16. Levinson L.M., Akbulatov T.O., Akchurin H.I. Management of process of a curvature of wells: manual. – Ufa : UGNTU publishing house, 2000. – 88 p.
17. Suchkov B.M. Horizontal wells. – Moscow-Izhevsk : Research Center Regul'yarnaya i haoticheskaya dinamika, 2006. – 424 p.
18. Tretiak A.Ya., Savenok O.V., Shvets V.V. Labor protection and safety measures during the drilling and operation of oil and gas wells : the manual for students of HIGHER EDUCATION INSTITUTIONS, students in the Oil and Gas Business direction. – Novocherkassk : Lik publishing house, 2016. – 290 p.
19. Joshi S.D., Joshi Ph.D. Horizontal well technology. – Technologies International, Inc. Tulsa, OK, U.S.A, 1991.
20. Assessment of prospects of drilling of side horizontal trunks and improvement of system of development on a turneysky object of the Chernovsky field. – URL : [http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0a65635a2bc79b4c53a89521216c27\\_0.html](http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0a65635a2bc79b4c53a89521216c27_0.html)
21. Arutyunov A.A., Bondarenko V.A., Klimov V.V., Koshelev A.T., Savenok O.V., Usov S.V. Practical calculations in drilling and oil-field practice: methodical instructions to a practical training on disciplines «Drilling equipment» and «The equipment for oil production» for students of all forms of education of the direction 131000.62 Oil and gas business. – Krasnodar : Prod. Ky6ГТУ, 2014. – 55 p.
22. Volkov Yu.A., Karpova L.G., Muslimov R.H. The analysis of foreign experience of use of horizontal wells when developing oil fields // the Collection of scientific works «Development of oil and gas fields. State and problems». – M. : VNIIOENG, 1996. – Issue 3. – P. 242–254.

23. Kusov G.V., Berezovsky D.A., Savenok O.V. Prospects of development of the Samburgsky oil-gas condensate field. Features of kickoff of side trunks // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – No. 3. – P. 73–99.

24. Muslimov R.H., Sultanov E.I., Ramazanov R.G., Volkov Yu.A. The systems of development of oil fields with horizontal wells // the Collection of scientific works «Development of oil and gas fields. State and problems». – M. : VNIOENG, 1996. – Issue 3. – P. 61–71.

25. 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 : Publishing house – the South, 2016. – 68 p.

26. Hisamutdinov N.I. Justification of rational development of the multibedded field system of horizontal wells // Monthly scientific and technical and production magazine «Neftyanoye Hozyaystvo». – M. : CJSC Neftyanoye hozyaystvo Publishing House, 2001. – No. 8. – P. 60–65.

27. Savenok O.V., Arutyunyan A.S., Petrushin E.O., Likhacheva O.N., Kusov G.V. Secondary opening of productive layers // Advances in Engineering Research, volume 133 Proceeding of the International Conference «Actual Issues of Mechanical Engineering» 2017 (AIME 2017) Pages: 734–741. – URL : <http://www.atlantis-press.com/proceedings/aime-17/articles?q=savenok>