

УДК 622.276.652

**ОБОСНОВАНИЕ МАКСИМАЛЬНОЙ ВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ ЗАЛЕЖЕЙ
ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ МНОГОПЛАСТОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
НА ПРИМЕРЕ АХТЫРСКО-БУГУНДЫРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**



**SUBSTANTIATION OF THE MAXIMUM DEVELOPMENT
OF HIGH-VISCOSITY OIL RESERVES DEPOSITS
OF A MULTILAYER FIELD ON THE EXAMPLE
OF THE AKHTYRSKO-BUGUNDYRSKOYE FIELD**

Самойлов Александр Сергеевич

аспирант кафедры Нефтегазового дела
имени профессора Г.Т. Вартумяна,
Кубанский государственный
технологический университет
aleksandr3105@inbox.ru

Савенок Ольга Вадимовна

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

Аннотация. В статье рассматривается перспектива максимальной выработки запасов высоковязкой нефти с применением парогазоциклического метода увеличения нефтеотдачи. Ахтырско-Бугундырское месторождение является многопластовым, в разрезе выявлено 13 залежей углеводородов, из которых 9 залежей содержат лёгкую нефть (степень выработки которых практически завершена) и 4 залежи высоковязкой нефти. При планировании геолого-технических мероприятий по довыработке запасов залежей тяжёлой нефти рассматривается возможность использования скважин, пробуренных на нижележащие объекты с лёгкими нефтями. Работа выполнена на геологической основе, проанализированы основные эксплуатационные показатели при достигнутой степени нефтеизвлечения и сделана оценка перспектив дальнейшей разработки месторождения.

Ключевые слова: анализ выработки запасов; характеристика текущего состояния разработки месторождения; текущее состояние разработки эксплуатационных объектов; обоснование мероприятий по довыработке запасов нефти; методы воздействия на пласт; обоснование метода воздействия на пласт; технологические показатели разработки по вариантам.

Samoylov Alexander Sergeevich

Graduate student of oil
and gas engineering department
named after Professor G.T. Vartumyan,
Kuban state technological university

Savenok Olga Vadimovna

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

Annotation. The article discusses the prospect of maximizing the development of high-viscosity oil reserves using the gas-vapor cyclic method of increasing oil recovery. The Akhtyrsko-Bugundyrskoye field is multilayer, with a cross section of 13 hydrocarbon deposits, of which 9 deposits contain light oil (the degree of production of which is almost complete) and 4 deposits of high-viscosity oil are identified. When planning geological and technical measures for the development of reserves of heavy oil deposits, the possibility of using wells drilled on underlying objects with light oils is considered. The work was done on a geological basis, the main operational indicators were analyzed with the achieved degree of oil recovery, and an assessment was made of the prospects for further development of the field.

Keywords: stock development analysis; characterization of the current state of field development; current state of development of operational facilities; substantiation of measures for additional production of oil reserves; formation stimulation methods; substantiation of the method of stimulation; technological indicators of development by options.

Х характеристика текущего состояния разработки
месторождения в целом

Ахтырско-Бугундырское месторождение открыто в 1946 году, введено в разработку в 1949 году.

По состоянию на 01.01.2019 г. накопленная добыча нефти по объектам тяжёлой нефти составляет 454,5 тыс. тонн, текущий КИН равен 0,219 при утверждённом 0,327. Накопленная добыча жидкости составила 3111 тыс. тонн.

На 01.01.2019 г. на Ахтырско-Бугундырском месторождении (по объектам тяжёлой нефти) пробурено 115 скважин.

В добывающем фонде на месторождении числится 115 скважин, из них:

- действующих – 7 скважин,
- наблюдательных – 19 скважин
- в ожидании ликвидации – 17 скважин,
- ликвидированных – 72 скважины.

В нагнетательном фонде на месторождении числится 3 скважины.

Разбуривание месторождения проведено в соответствии с проектными документами. Проектный фонд скважин пробурен в полном объёме.

Большинство выбывших из эксплуатации скважин ликвидировано по технологическим причинам, как выполнивших своё проектное назначение.

В 1949 году годовая добыча нефти составляла 39,5 тыс. тонн.

С 1949 по 1951 гг. годовая добыча нефти по месторождению увеличивается с 39,5 до 52,7 тыс. тонн. В 1951 году на месторождении достигается максимальная годовая добыча нефти – 52,7 тыс. тонн (рис. 1). Действующий добывающий фонд составлял 25 скважин, под закачкой находилось 0 скважин.

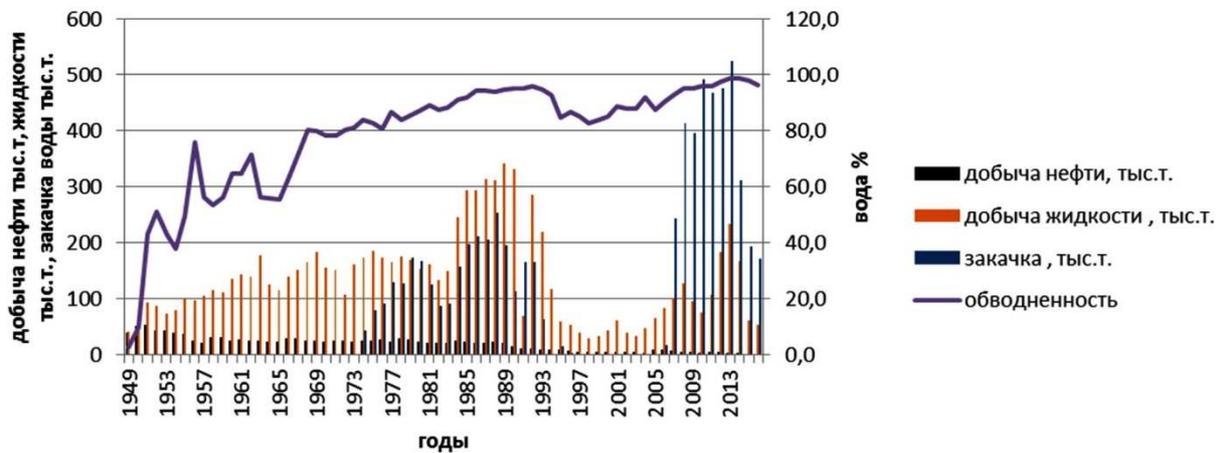


Рисунок 1 – Динамика технологических показателей разработки Ахтырско-Бугундырского месторождения (по объектам с тяжёлой нефтью)

В 1956 году действующий добывающий фонд увеличивается до 26 скважин, под закачкой нет скважин, однако годовая добыча нефти снижается на 47 % и составляет 24,88 тыс. тонн. С 1954 по 1958 гг. действующий добывающий фонд снижается до 22 скважин, нагнетательный фонд отсутствует, а годовые отборы нефти увеличиваются до 30,8 тыс. тонн. Обводнённость продукции скважин изменялась в пределах 11–85,5 %. На конец периода текущий КИН составлял 0,219. В последующие годы происходит снижение годовой добычи нефти при росте обводнённости добываемой продукции и дебитов скважин по жидкости.

Текущее состояние разработки эксплуатационных объектов

Текущее состояние разработки объекта №1 р (понт)

Разработка объекта ведётся с 1954 года на упруговодонапорном режиме.

По состоянию на 01.01.2019 г. фонд скважин составляет 7 добывающих, все они ликвидированы.

Накопленная добыча нефти с начала разработки составила 23,0 тыс. тонн, текущий КИН равен 0,035. Отбор от начальных извлекаемых запасов 26,8 %.

Накопленная добыча жидкости составила 147,6 тыс. тонн, накопленный водонефтяной фактор – 5,4.

Всего в эксплуатации пребывало 22 скважин, достигнутая плотность сетки скважин составила 4,7 га. Все скважины эксплуатировались глубинно-насосным способом. Накопленный отбор нефти на одну скважину составил 1,9 тыс. тонн.

Остаточные извлекаемые запасы равны 63 тыс. тонн.

Максимальный отбор нефти по объекту был достигнут в 1972 году и составил 1,7 тыс. тонн при темпе отбора от НИЗ 2,0 %. В этот период времени объект эксплуатировали три скважины.

С 1994 года объект не разрабатывается по причине высокой обводнённости скважин (99 %).

На рисунке 2 представлен график истории разработки объекта.

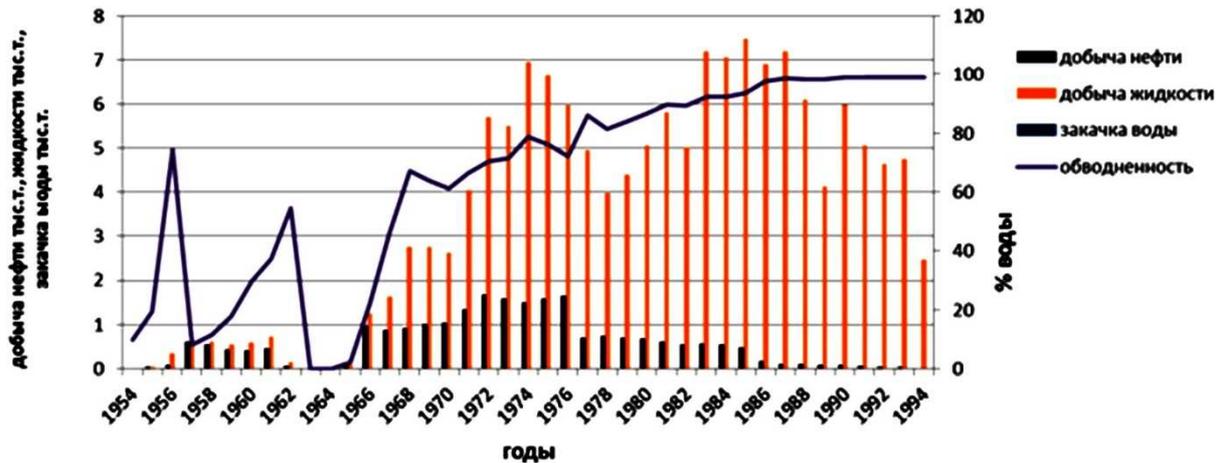


Рисунок 2 – Динамика технологических показателей разработки объекта N1p (понт)

Начальное пластовое давление в пластах понтических отложений близко к гидростатическому. Первый замер пластового давления был произведён в 1967 году в скважине № 345 (приведённое к а.о. – 200 м, пластовое давление равно 2,2 МПа). Последние замеры были произведены в 1997 году в скважинах №№ 150 и 527 (среднее приведённое пластовое давление равно 2,1 МПа).

Замеры пластового давления по залежи производились как в добывающих, так и в наблюдательных скважинах. В течение всего периода исследований пластовое давление практически оставалось на одном уровне – на уровне гидростатического давления.

На рисунке 3 представлена карта накопленных отборов по объекту N1p.

Текущее состояние разработки объекта N1 m (меотис)

По состоянию на 01.01.2019 г. фонд скважин составляет 8 добывающих, все они ликвидированы.

Залежь периодически эксплуатировалась одной скважиной.

Накопленная добыча нефти с начала разработки составила 1 тыс. тонн, текущий КИН равен 0,004. Накопленная добыча жидкости составила 5 тыс. тонн, накопленный водонефтяной фактор – 4,0.

Остаточные извлекаемые запасы равны 23 тыс. тонн.

По состоянию на 01.01.2019 г. объект не разрабатывается.

Текущее пластовое давление равно начальному пластовому давлению.

По данному объекту разработки эксплуатация не производилась, все скважины, пробуренные для разведки этого объекта, в процессе эксплуатации были перенесены на ниже- или вышележащие горизонты. На рисунке 4 представлена карта накопленных отборов по объекту N1p.

Текущее состояние разработки объекта N1 sr (сармат)

Разработка объекта ведётся с 1949 года на упруговодонапорном режиме.

По состоянию на 01.01.2019 г. фонд скважин составляет 2 добывающие, все действующие.

Нефть тяжёлая, плотность 0,970; высоковязкая, вязкость нефти в пластовых условиях 400 мПа·с; нефть высокосмолистая (акцизных смол 53–72 %).

Накопленная добыча нефти с начала разработки составила 454,5 тыс. тонн, текущий КИН равен 0,201 при утверждённом 0,356. Отбор от начальных извлекаемых запасов 56,6 %.

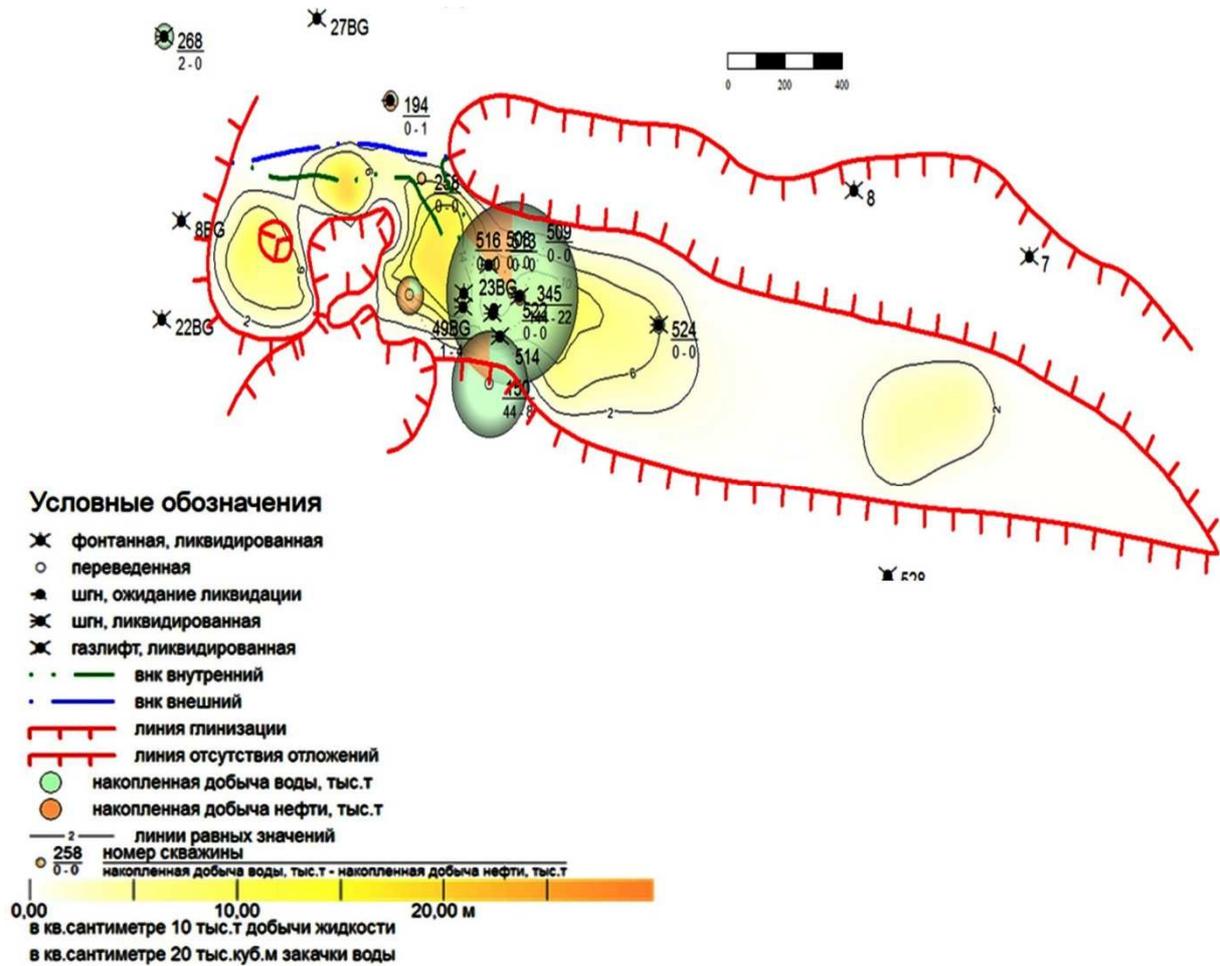


Рисунок 3 – Карта накопленных отборов по объекту N1p

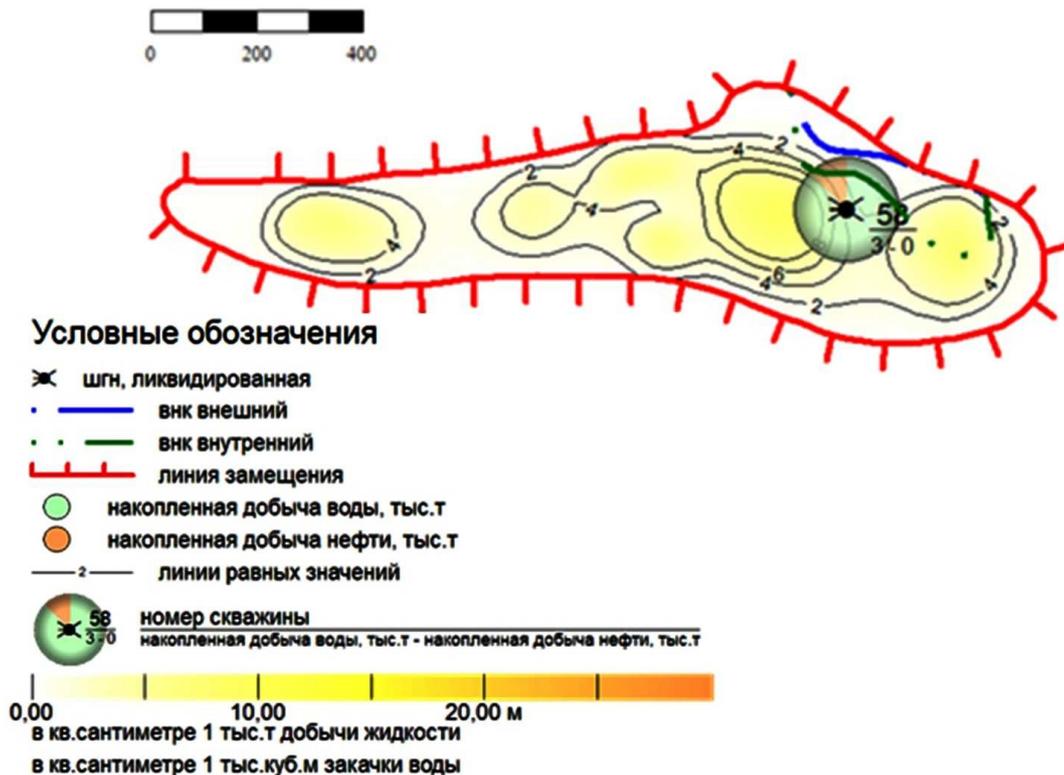


Рисунок 4 – Карта накопленных отборов по объекту N1m

Накопленная добыча жидкости составила 3111 тыс. тонн, накопленный водонефтяной фактор – 5,4.

Всего в эксплуатации пребывало 23 скважин, достигнутая плотность сетки скважин составила 2,1 га. Все скважины эксплуатировались глубинно-насосным способом. Накопленный отбор нефти на одну скважину составил 14,8 тыс. тонн.

Остаточные извлекаемые запасы равны 341 тыс. тонн, обеспеченность добычи запасами 175 лет.

Максимальный отбор нефти по объекту был достигнут в 1949 году и составил 39,5 тыс. тонн при темпе отбора от НИЗ 5,0 %. В этот период времени объект эксплуатировали 15 скважин. В последующие годы добыча снижалась и к 1956 году составила 5,7 тыс. тонн, а текущая обводнённость – 83,6 %. В последующие годы годовая добыча колебалась, не превышая 9,8 тыс. тонн.

В 2018 году разработка велась двумя скважинами. Годовая добыча нефти составила 0,225 тыс. тонн, жидкости 5,617 тыс. тонн.

Дебит скважины по нефти за 2018 год составил 0,31 тонн/сут., по жидкости 7,69 тонн/сут.

Динамика технологических показателей разработки приведена на рисунке 5.

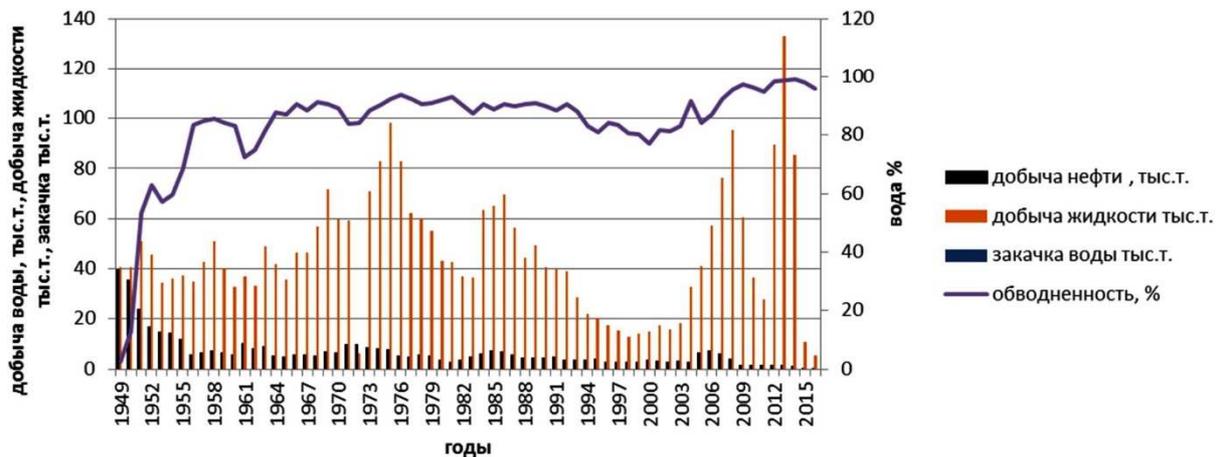


Рисунок 5 – Динамика технологических показателей разработки объекта N1sr

Залежь нефти в сарматских отложениях приурочена к миоценовой водонапорной системе с региональным развитием в пределах южного борта Западно-Кубанского прогиба нормальных гидростатических давлений. По объекту N1sr не предусматривалось и не было осуществлено мероприятий по поддержанию пластового давления.

Начальное пластовое давление равно гидростатическому давлению. Сложное строение миоцен-палеоценовой водонапорной системы предопределили ограниченные энергетические возможности горизонта. Ограниченный запас энергии, вероятно, привел к падению давления в начальный период, характеризующийся максимальными отборами нефти и нарастающей обводнённостью продукции скважин.

Можно предположить, что первые годы режим разработки был смешанным, с преимущественным развитием режима растворённого газа и сравнительно малоактивным напором вод. Развитию режима растворённого газа способствовало снижение пластового давления ниже давления насыщения нефти газом. Об этом свидетельствуют данные геолого-промысловой информации.

Но уже с середины 60-х гг. по мере снижения отборов нефти и жидкости, пластовое давление начало подниматься. Данное обстоятельство может быть подтверждено замером пластового давления в 1965 году в скважине № 33-А (приведённое пластовое давление равно 3,4 МПа, отметка приведения – 750 м). Через 5 лет давление в этой скважине составляло 6,5 МПа при среднем давлении по залежи 6,9 МПа.

Учитывая текущие показатели разработки, режим эксплуатации залежи определён как естественный упруговодонапорный.

На объекте N1sr разработкой охвачена только центральная часть, запасы восточной и западной частей практически не вырабатываются.

По залежи наблюдается большая изменчивость производительности скважин вне зависимости от эффективной нефтенасыщенной толщины. Например, эффективные толщины скважин №№ 49-А и 551 различаются втрое (5 и 14 м соответственно), однако их накопленные отборы нефти различаются в обратную сторону и составляют 20,4 и 1,1 тыс. тонн соответственно.

Центральный участок залежи нефти разбурен по равномерной треугольной сетке с плотностью скважин 2,1 га/скв., система заводнения отсутствует. По мере выбытия скважин из эксплуатации равномерность сетки искажена, произошло её разрежение. Процесс разработки объекта N1sr характеризуется большими отборами воды: в 1951 году обводнённость достигает значения 55,3 %, в 1956 году – 83,6 %, текущая обводнённость – 94,4 %.

Разработка залежи велась на естественном упруговодонапорном режиме. Расстояние между скважинами в среднем составляет 150 м. В эксплуатации находились запасы нефти, сосредоточенные в пластах, отнесённых к первой группе, в которых сосредоточено 45 % геологических запасов нефти.

Высокорасчленённый разрез опробован всего в одной скважине № 71, из которой получено 0,8 тыс. тонн нефти и 21,6 тыс. тонн воды.

Пароциклические обработки реализовывались на залежи с 1985 по 1991 гг. В трёх скважинах были произведены ПТОС, а пять скважин использовались как паронагнетательные.

В целом по объекту за период с 1985 по 1991 гг. было закачено 535,4 тыс. тонн пара. Суммарная дополнительная добыча нефти составила около 13 тыс. тонн. Тепловые методы вытеснения нефти оказались низкоэффективными, так как они были применены на стадии почти полного обводнения залежи (обводнённость продукции скважин в этот период составляла более 90 %).

По объекту N1sr в скважинах №№ 631 (в 1984 г. и в 1988 г.) и 48-А (в 1989 году) были проведены паротепловые обработки призабойных зон, результаты которых, к сожалению, показали отрицательный эффект возможно из-за нарушений технологии и техники применения метода.

В скважине № 22-А опробован метод циклической закачки горячей воды с температурой 90–65 °С. Всего проведено три цикла закачки, объём закачки горячей воды составил по циклам: 80 м³, 650 м³ и 212 м³. Наиболее эффективным оказался первый цикл при температуре горячей воды 90 °С и давлении 50 атм. Эффект составил 350 тонн.

С целью поддержания производительности скважин проводились глинокислотные обработки, крепления призабойной зоны и др. Анализ результатов тепловых обработок скважин показал, что их низкий эффект связан, прежде всего, с низкими коллекторскими свойствами и небольшой нефтенасыщенной толщиной объекта в скважинах. В целом же этот метод может быть эффективным для данной залежи. Важным моментом для этого является техническая подготовка скважин для обработки паром или горячей водой и изоляция интервалов водопритока. На рисунке 6 представлена карта накопленных отборов по объекту N1р.

Текущее состояние разработки объекта P1e1 (эльбурган)

Разработка объекта ведётся с 1950 года на естественном режиме.

По состоянию на 01.01.2019 г. фонд скважин составляет 5 добывающих, 3 нагнетательных.

В нагнетательном фонде скважин – 3 действующих, 6 наблюдательных, 5 ликвидированных.

Накопленная добыча нефти с начала разработки составила 833 тыс. тонн, текущий КИН равен 0,292 при утверждённом 0,368. Отбор от начальных извлекаемых запасов 79,4 % при обводнённости 96,9 %.

Накопленная добыча жидкости составила 6053,9 тыс. тонн, накопленный водонефтяной фактор – 6,1.

Всего в эксплуатации на объекте пребывало 61 скважина, достигнутая плотность сетки скважин составила 0,3 га. Накопленный отбор нефти на одну скважину составил 14,7 тыс. тонн.

Остаточные извлекаемые запасы равны 215 тыс. тонн, обеспеченность запасами 88 лет.

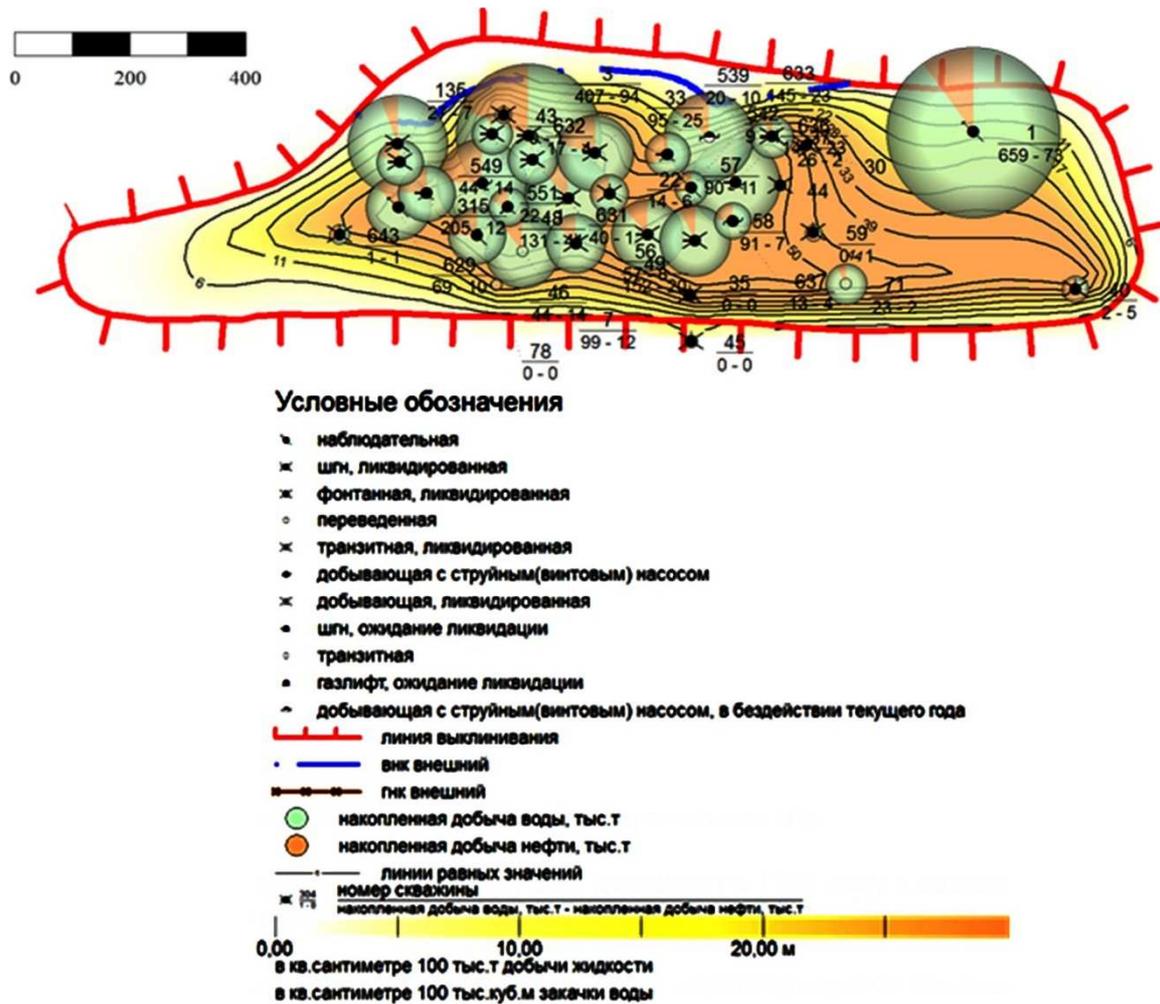


Рисунок 6 – Карта накопленных отборов по объекта N1p

Максимальный отбор нефти по объекту был достигнут в 1951 году и составил 28,8 тыс. тонн при темпе отбора от НИЗ 2,8 %. В этот период времени объект эксплуатировали 9 добывающих скважин.

Процесс разработки залежи нефти объекта P1e1 характеризуется большими отборами воды с начала разработки: в 1954 году обводненность достигает значения 44 %, в 1960–1977 гг. на уровне 70–85 %, текущая обводненность – 96,9 %.

По мере обводнения вскрытых интервалов проводились изоляционные работы с установкой цементных мостов с последующим вскрытием нового интервала. Это позволило удерживать обводненность продукции скважин в интервале 75-80 %.

К 1973 году обводненность выросла до 83,7 %, дебиты нефти начали снижаться до 4,3 тонн/сут. (годовые отборы нефти – до 13,7 тыс. тонн). В 1974 году на объекте началась закачка воды (с целью утилизации сточных вод) в скважины, расположенные за контуром нефтеносности. Всего было закачано 8466,5 тыс. м³ воды, из них 8357,1 тыс. м³ Бугундырской. Следует отметить положительное влияние закачки воды на некоторую стабилизацию пластового давления на уровне гидростатического давления.

На объекте проводились мероприятия направленные на повышение нефтеотдачи. В 1981 году в двух добывающих скважинах были произведены ПТОС, а 6 скважин использовались как паронагнетательные. Всего за период с 1985 по 1991 гг. было закачано 535,4 тыс. тонн пара. Суммарная дополнительная добыча нефти составила около 13 тыс. тонн. Тепловые методы вытеснения нефти оказались низкоэффективными, так как они были применены на стадии почти полного обводнения залежи (обводненность продукции скважин в этот период составляла 95–98 %).

Динамика технологических показателей разработки объекта приведена на рисунке 7.

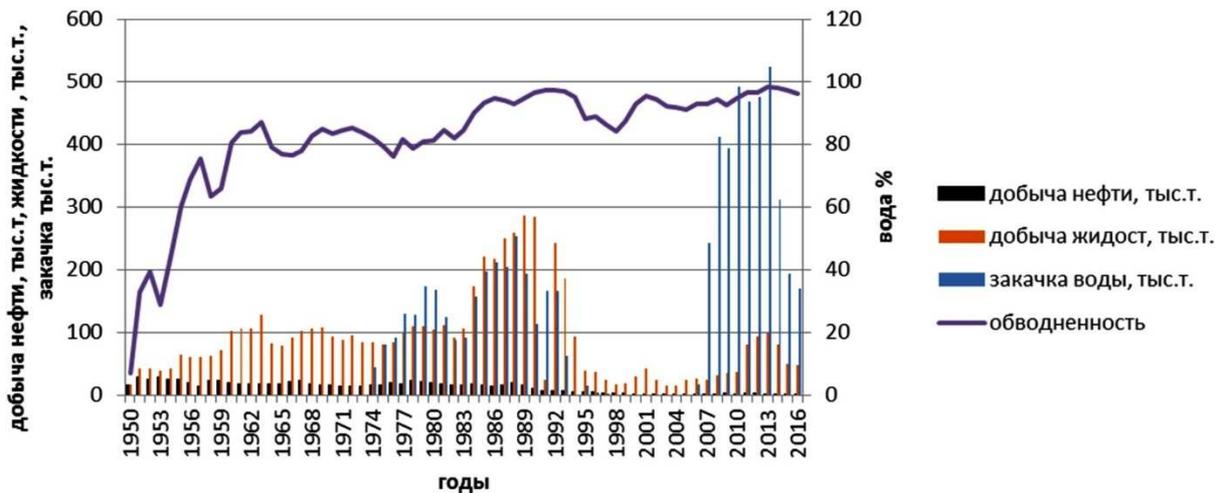


Рисунок 7 – Динамика технологических показателей разработки объекта P1e1

Начальное пластовое давление по объекту P1e1, замеренное в скважине № 25-Б, составило 3,5 МПа.

Следует отметить, что из 61 пробуренной скважины, перебивавшей в эксплуатации, замеры пластового давления были проведены в 37 скважинах, причём 2 скважины находятся на Ахтырской площади, а остальные – на Бугундырской.

Практически по всем скважинам в течение всего периода исследований пластовое давление находилось на уровне гидростатического. Причём данная ситуация характерна как по скважинам Ахтырской площади, так и по скважинам расположенным на Бугундырской площади месторождения. В отдельных случаях наблюдается отличие замеренных величин пластового давления от среднего по залежи, но связано это, скорее всего, с погрешностями в исследованиях.

Вполне очевидно, что на некоторую стабилизацию пластового давления оказала влияние закачка воды, начатая в 1970 году и закончившаяся в 1994 году на Абинском участке месторождения. А с 1996 года и до настоящего времени ведётся закачка сточных вод с целью захоронения на Бугундырском участке месторождения. На рисунке 8 представлена карта накопленных отборов по объекту P1e1.

Подводя итоги анализа выработки запасов на Ахтырско-Бугундырском месторождении (по залежам тяжёлых нефтей), можно сделать выводы, что реализация существующей системы разработки залежей не обеспечивает достижения проектного значения КИН. Отбор извлекаемых запасов по объектам разработки составил: N1P (понт) – 27 % выработки, N1m (мэотис) – 4 % выработки, N1sr (сармат) – 56 % выработки, P1e1 (эльбурган) – 80 % при обводнённости от 94,4 до 99 % соответственно. Достижение достаточно высоких значений проектной нефтеотдачи (от 0,103 до 0,368) по рассматриваемым залежам тяжёлой нефти возможны лишь при применении тепловых методов воздействия на пласт.

Обоснование мероприятий по довыработке запасов и методы воздействия на пласт

Обоснование метода воздействия на пласт

Широко применяемые технологии паротеплового воздействия на пласт (ПТВ) и паротепловых обработок призабойных зон пласта (ПТОС) имеют ряд ограничений и недостатков.

В первую очередь, это ограничения по глубине залегания продуктивного пласта (менее 1200 м), его толщине (более 4–6 м), невозможность рентабельной добычи на завершающей стадии разработки при высокой обводнённости пласта, значительные затраты на дополнительное обустройство, теплоизолированное внутрискважинное оборудование (колонна НКТ, пакер), экологические проблемы при выработке теплоносителя.

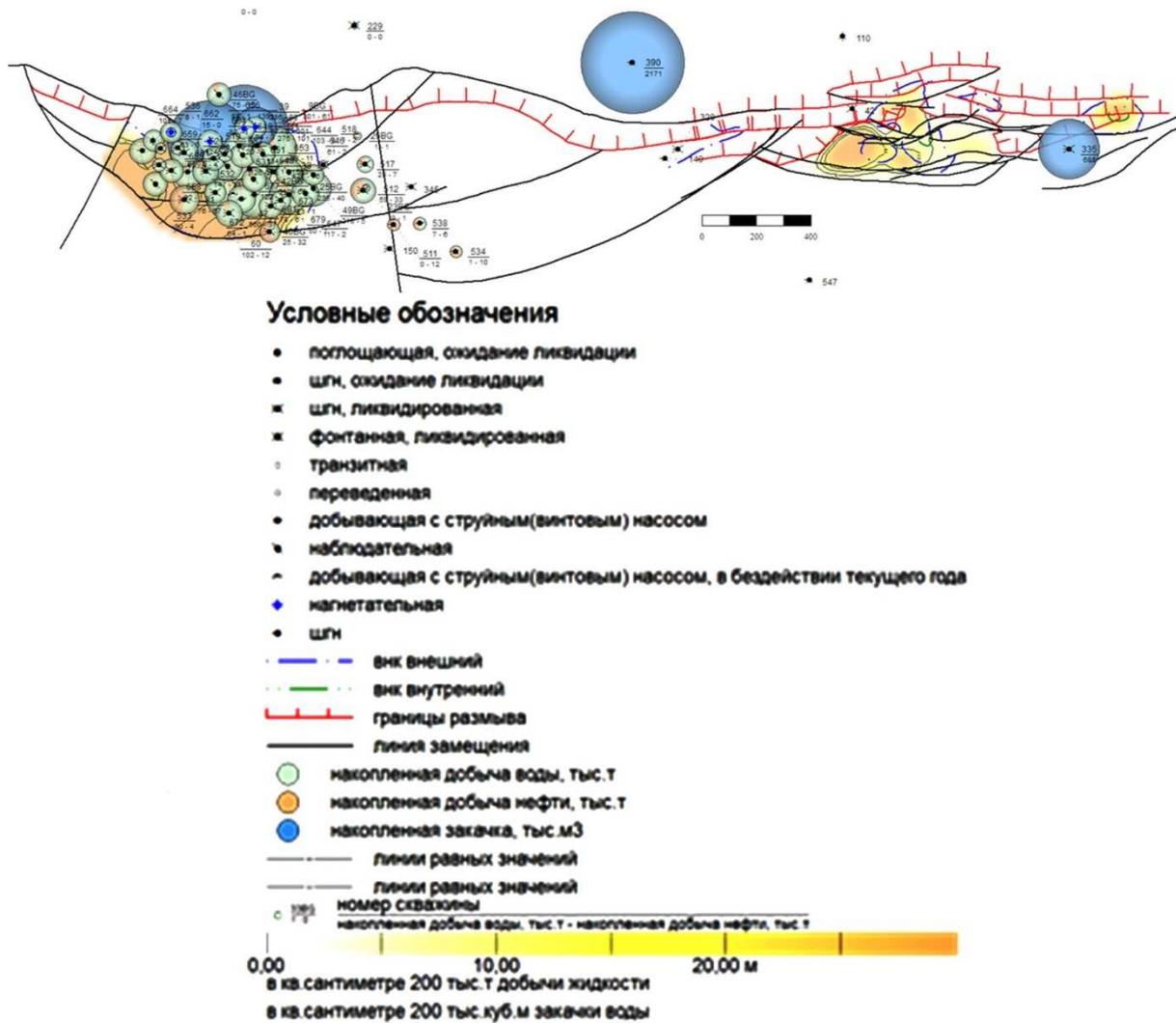


Рисунок 8 – Карта накопленных отборов по объекту P1e1

Апробированные на залежах методы увеличения нефтеотдачи такие как паротепловое воздействие на пласт, не могли привести к положительным результатам вследствие несоблюдения критериев применимости технологии, так как они были применены на стадии существенного обводнения залежи (обводнённость продукции скважин в этот период превышала 70–80 %).

Некоторые из выше указанных ограничений и недостатков могут быть нивелированы при добавлении к теплоносителю (пару) различных газов вследствие проявления дополнительных эффектов, которые могут оказывать положительное влияние на характеристики вытеснения нефти и охвата пласта воздействием.

Добавление газа к теплоносителю приводит к возникновению трёхфазного потока, более интенсивному перемещению передней границы тепловой волны, так как часть объёма, занятого теплоносителем, замещается газовой фазой.

Экспериментально доказано, что при вытеснении нефти паром часть нефти испаряется, переносится к фронту вытеснения, где, конденсируясь, действует как растворитель, увеличивая коэффициент вытеснения, а, следовательно, и нефтеотдачу пласта. Эффективное испарение лёгких фракций нефти и их перенос к фронту вытеснения возможны только при наличии паровой (газовой) фазы. В реальном пласте газовая фаза имеет небольшие размеры по сравнению с возможной зоной конденсации. Совместная закачка теплоносителя и газа позволит существенно увеличить объём зоны испарения нефти, а также:

- нагнетание газа совместно с паром и горячей водой позволяет повысить эффективность вытеснения нефти за счёт испарения лёгких фракций и проявления режима вытеснения газом;

- режим вытеснения нефти газом превалирует на первой стадии процесса, до прокачки одного порового объёма, в дальнейшем более существенен фактор испарения нефти.

Помимо этого в газовую фазу в прогретой части пласта испаряется часть воды в соответствии с парциальным давлением. В паровом состоянии эта вода переносится в область впереди прогретой зоны и конденсируется, в результате чего выделяется тепло, что увеличивает размер прогретой зоны в сравнении с закачкой в пласт только горячей воды.

При использовании в качестве теплоносителя водяного пара вышеуказанный эффект действует в зоне горячей воды, перемещающейся перед зоной пара.

Существенное снижение вязкости нефти, основного фактора увеличения нефтеотдачи при тепловом воздействии, происходит при достижении пластовой температуры 80–100 °С. Поэтому снижение температуры при добавлении газовой фазы не должно вызывать отрицательных эффектов. При этом достигается более эффективное использование вводимого тепла за счёт снижения теплопотерь в окружающие породы.

Эффективность добавления газа к теплоносителю зависит от его состава. К растворяющимся газам можно отнести CO_2 и углеводородные газы, к плохо растворяющимся – азот и смеси газов с большим его содержанием (например, газообразные продукты сгорания топлива при использовании для этого воздуха). При добавлении газа, хорошо растворяющегося в нефти, изменяются её физические свойства. Так, например, растворение углекислого газа в нефти приводит к уменьшению её вязкости, а также увеличению её объёма, степень которого зависит от давления, температуры, состава нефти и мольной доли CO_2 , растворившегося в нефти. Как правило, при оценке увеличения объёма нефти применяются графические зависимости двух типов: коэффициента изменения объёма от мольной доли CO_2 в жидкой фазе и пластового объёмного фактора нефти от давления насыщения. При малых концентрациях растворяющихся газов, по-видимому, не следует ожидать существенных эффектов, связанных с изменением свойств нефти за счёт растворения в ней газов.

При одновременной закачке в пласт горячей воды и газа можно ожидать, что газовая фаза будет фильтроваться по самым высоко лежащим зонам продуктивного пласта. При такой схеме распределения потоков не будет происходить взаимного влияния воды и газа на одну и ту же зону пористой среды. Газ будет вытеснять нефть в вышележащих зонах, а вода – в пониженных участках продуктивного пласта. Суммарный эффект при одновременной закачке горячей воды и газа будет зависеть от толщины продуктивного пласта: чем больше толщина, тем меньшим будет эффект указанного комбинированного воздействия.

При совместной закачке в пласт водяного пара и газа гравитационное разделение агентов также будет иметь место. По прикровельным зонам продуктивного пласта будут фильтроваться газ и влажный насыщенный пар. При контакте пара с ненагретыми зонами пласта будет происходить его конденсация. Часть сконденсировавшейся воды будет фильтроваться по каналам, образованным газовой фазой.

Другая часть конденсата из-за разности плотностей нефти и воды может перетекать в пониженные зоны продуктивного пласта и обеспечить определённый коэффициент нефтевытеснения в этих зонах (вытеснение нефти водой).

Большое влияние на охват пласта воздействием может оказывать последовательность закачки агентов. Это связано с тем, что первоначально закачиваемый агент создаст в продуктивном пласте определённую систему фильтрационных каналов, расположенных в массе пористой среды, насыщенной высоковязкой нефтью. Таким образом, первоначально закачиваемый агент создаёт зоны наименьшего сопротивления для последующего закачиваемого агента. Конечно, и в этих случаях определенное воздействие на процесс будут оказывать эффекты гравитационного разделения фаз, но их влияние будет иметь подчиненное значение, т.е. будет зависеть от последовательности закачки агентов в продуктивный пласт. Так, например, если сначала в пласт закачивается газ, а затем горячая вода или водяной пар, водяная фаза будет перемещаться по путям, промытым газовой фазой в прикровельных зонах пласта. Движение воды в пониженные области пласта будет происходить с малой интенсивностью, т.к. различие плотностей воды и нефти сравнительно невелико. С другой стороны, если в пласт сначала закачивается горячая вода, а затем газ, последний будет фильтроваться сначала по каналам,

промытым горячей водой, и лишь на более поздней стадии процесса газ будет устремляться в вышележащие зоны пласта.

Ряд выполненных лабораторных исследований процесса парогазоциклических обработок на физической модели пласта, целью которых являлось определение преимуществ газоконденсатного теплоносителя перед однокомпонентными и также оценка оптимального состава парогазовой смеси, её температуры и коэффициента вытеснения.

Первоначально при одинаковых термодинамических параметрах была проведена сравнительная серия экспериментов по определению технологической эффективности для циклических обработок газообразным, водным и газоводным теплоносителем.

Результаты этих исследований представлены на рисунке 9, который свидетельствует о высокой технологической эффективности газожидкостного теплоносителя (коэффициент вытеснения нефти на 4-м цикле обработки составляет 62,5 %).

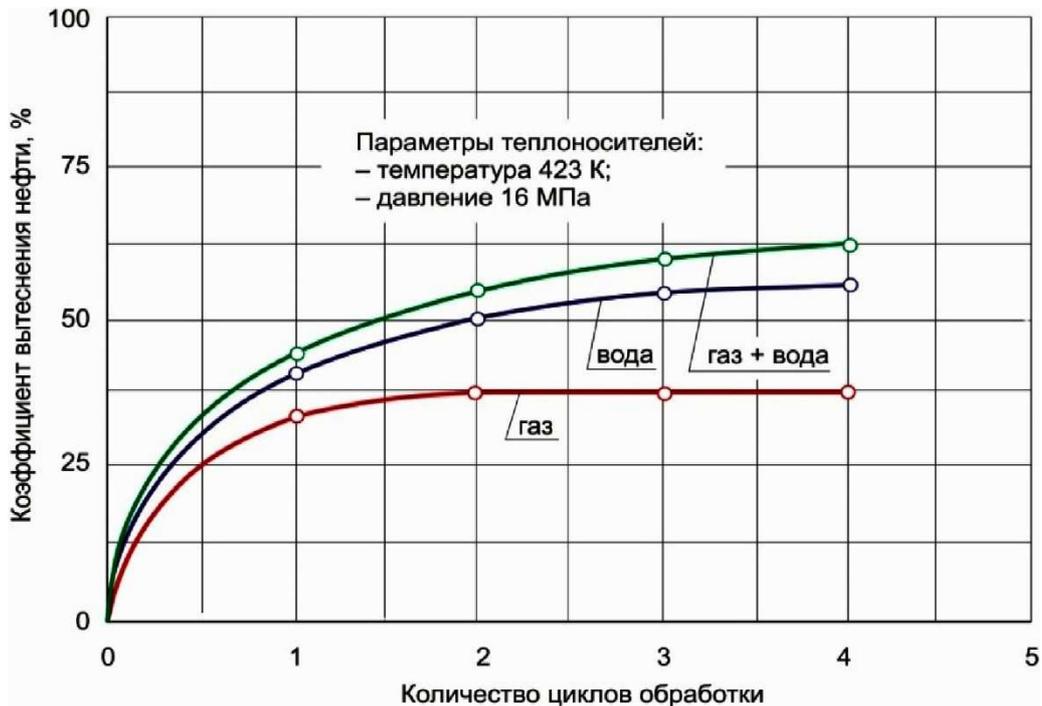


Рисунок 9 – Динамика изменения коэффициента вытеснения нефти для различных теплоносителей в зависимости от количества циклов обработки

Проведены были исследования по определению оптимального количества воды в газожидкостном теплоносителе (рис. 10) и углекислого газа в газообразной фазе теплоносителя (рис. 11).



Рисунок 10 – Зависимость коэффициента вытеснения нефти от содержания воды в газожидкостном теплоносителе

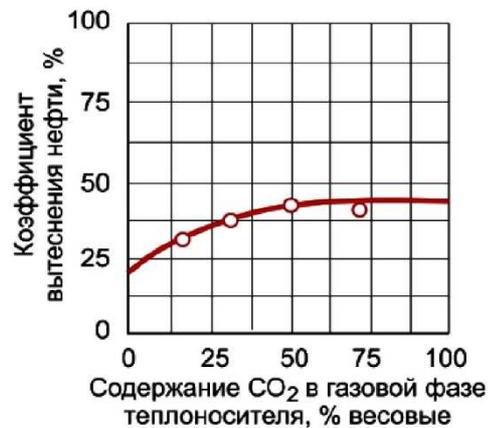


Рисунок 11 – Зависимость коэффициента вытеснения нефти от содержания CO2 в газовой фазе теплоносителя

Исследования показали, что при данных термодинамических параметрах теплоносителя и составе его газовой фазы (N_2 – 85 %; CO_2 – 15 %) оптимальным соотношением «вода – газ» является 50:50. При исследовании влияния состава газовой фазы на технологическую эффективность соотношение «вода – газ» составляло 50:50, а в составе газовой фазы количество CO_2 изменялось от 0 до 100 %.

Исследовались также зависимости коэффициента вытеснения нефти от температуры газожидкостного теплоносителя (рис. 12) при его предельных параметрах, которые показали, что с ростом температуры теплоносителя технологическая эффективность возрастает.



Рисунок 12 – Зависимость коэффициента вытеснения нефти от температуры газожидкостного теплоносителя

В ходе экспериментов исследовалось влияние времени выдержки на газонасыщенность и концентрацию CO_2 в нефти.

При увеличении времени выдержки с 3 до 10 суток общее газосодержание увеличилось в 1,6 раза, а концентрация CO_2 в нефти – в 2,5 раза.

Проведённый анализ теоретических и экспериментальных исследований позволяет выделить основные процессы, происходящие в пласте при парогазовом воздействии.

Закачка неконденсируемого газа вместе с паром позволяет предотвратить сжатие зоны пара в период паропропитки коллектора. При реализации комбинированного парогазового воздействия в момент пуска скважины в эксплуатацию по окончании паропропитки в пласте существует псевдогазонапорный режим, который совместно с гравитационным режимом пласта обеспечивает более эффективную добычу пластовой жидкости. Растворяясь в нефти, углекислый газ способствует снижению её вязкости.

Закачка CO_2 одновременно с паром оказывает положительное влияние на коэффициент вытеснения нефти. Повышается темп отбора жидкости из пласта, понижаются паронефтяной и водонефтяной факторы.

Основные преимущества парогазового воздействия:

- улучшение соотношения подвижностей нефти и воды за счёт растворения в ней CO_2 , вследствие которого вязкость нефти уменьшается, вязкость воды увеличивается;
- поддержание пластового давления за счёт содержания в парогазовой смеси неконденсируемого газа – азота;
- объёмное расширение нефти за счёт растворения в ней CO_2 ;
- уменьшение межфазного натяжения на границе «нефть – вода» и «нефть – порода» за счёт растворения CO_2 во флюидах.

Наиболее важным, на наш взгляд, является возможность реализации парогазового воздействия на завершающей стадии разработки при высокой обводнённости, минимизация вредных выбросов в атмосферу и снижение затрат на выработку агента.

Обоснование мероприятий по довыработке запасов нефти

Ахтырско-Бугундырское месторождение находится на поздней стадии разработки.

По объектам разработки рассмотрено от одного до двух вариантов разработки. По неразрабатываемым объектам рассмотрен один вариант разработки, в котором, учитывая негативное состояние выработки запасов нефти, планируется проведение

парогазоциклических обработок скважин. Так как по разрабатываемым объектам (сармат и эльбурган) также не достигается проектное значение КИН при реализации существующей системы, во втором варианте рассчитаны показатели с учётом применения ПГЦОС.

Объект N1p

Вариант 1. Разработка проводится на упруговодонапорном режиме. Предусматривается ввод из ликвидации четырёх скважин, перевод четырёх скважин с другого объекта и проведение парогазовых обработок скважин.

Общий фонд скважин 10, в т.ч. 8 добывающих, 2 ликвидированных.

Плотность сетки скважин 1,1 га/скв.

Объект N1m

Вариант 1. Разработка проводится на упруговодонапорном режиме. Предусматривается ввод из ликвидации шести скважин, перевод двух скважин с другого объекта и проведение парогазовых обработок скважин.

Общий фонд скважин 9, в т.ч. 7 добывающих, 2 ликвидированных.

Плотность сетки скважин 3,1 га/скв.

Объект N1sr

Вариант 1. Предполагается ввод четырёх скважин из консервации, перевод трёх скважин с других объектов, зарезка семи боковых горизонтальных стволов.

Общий фонд скважин 14 добывающих.

Плотность сетки скважин 1,6 га/скв.

Вариант 2. Предполагается ввод четырёх скважин из консервации, ввод одной нагнетательной скважины из ликвидации, перевод трёх скважин с других объектов и проведение парогазовых обработок скважин. Зарезка семи боковых горизонтальных стволов.

Общий фонд скважин 18, из них 17 добывающих и одна нагнетательная.

Плотность сетки скважин 1,5 га/скв.

Отличие от первого варианта в том, что вводится одна нагнетательная скважина, с помощью которой осуществляется закачка в пласт.

Объект P1e1

Вариант 1. Предполагается ввод четырёх скважин из консервации, одиннадцать скважин из ликвидации, зарезка одного бокового горизонтального ствола.

Общий фонд скважин 23, в т.ч. 17 добывающих, 2 нагнетательных, 4 ликвидированных.

Плотность сетки скважин 0,3 га/скв.

Вариант 2. Предполагается ввод четырёх скважин из консервации, одной скважины нагнетательной из ликвидации, одиннадцать скважин из ликвидации и проведение парогазовых обработок скважин. Зарезка одного бокового горизонтального ствола.

Общий фонд скважин 30, из них 17 добывающих, 1 нагнетательная, 12 ликвидированных.

Плотность сетки скважин 0,3 га/скв.

Отличие от первого варианта в том, что вводится одна нагнетательная скважина, с помощью которой осуществляется закачка в пласт.

Месторождение в целом

Рассмотрено два варианта разработки.

Вариант 1. Суммирует первые варианты разработки объектов. Предусматривается вывод из неработающего фонда 42 скважин.

Общий фонд скважин 56, из них 46 добывающих, 2 нагнетательных и 8 ликвидированных скважин.

Вариант 2. Суммирует первые варианты разработки объектов N1p, N1m и вторые варианты разработки объектов N1sr, P1e1.

Предусматривается вывод из неработающего фонда 31 скважины, переводы скважин с объекта на объект, зарезка восьми боковых горизонтальных стволов.

Общий фонд скважин 67, из них 49 добывающих, 2 нагнетательных и 16 ликвидированных скважин.

Технологические показатели разработки по вариантам

Технологические показатели разработки рассчитаны для каждого объекта и в целом по месторождению.

Объект М1р

Вариант 1. Максимальная годовая добыча нефти в прогнозный период составит 9,25 тыс. тонн/год в 2023 году, максимальная годовая добыча жидкости – 24,25 тыс. тонн/год в 2023 году.

Накопленная добыча нефти за проектный срок равна 63 тыс. тонн. Добыча нефти с начала разработки составит 86 тыс. тонн. КИН – 0,131.

Объект М1т

Вариант 1. В прогнозный период максимальная годовая добыча нефти достигнет 5,09 тыс. тонн/год в 2022 году, максимальная годовая добыча жидкости – 9,79 тыс. тонн/год в 2022 году.

Накопленная добыча нефти за проектный срок равна 23,0 тыс. тонн. Добыча нефти с начала разработки составит 24,0 тыс. тонн. КИН – 0,103.

Объект М1sr

Вариант 1. Максимальная годовая добыча нефти в прогнозный период составит 21,4 тыс. тонн/год в 2030 году, максимальная годовая добыча жидкости – 24,8 тыс. тонн/год в 2030 году.

Накопленная добыча нефти за проектный срок равна 328 тыс. тонн. Добыча нефти с начала разработки составит 776 тыс. тонн. КИН – 0,352, при утверждённом КИН – 0,356.

Вариант 2. В прогнозный период максимальная годовая добыча нефти достигнет 23,92 тыс. тонн/год в 2029 году, максимальная годовая добыча жидкости – 33,81 тыс. тонн/год в 2022 году.

Накопленная добыча нефти за проектный срок равна 338,4 тыс. тонн. Добыча нефти с начала разработки составит 786,4 тыс. тонн. КИН – 0,356.

Объект Р1е1

Вариант 1. Максимальная годовая добыча нефти в прогнозный период составит 11,4 тыс. тонн/год в 2025 году, максимальная годовая добыча жидкости – 15,5 тыс. тонн/год в 2026 году.

Накопленная добыча нефти за проектный срок равна 181 тыс. тонн. Добыча нефти с начала разработки составит 1014 тыс. тонн. КИН – 0,358, при утверждённом КИН 0,369.

Вариант 2. В прогнозный период максимальная годовая добыча нефти достигнет 22,10 тыс. тонн/год в 2024 году, максимальная годовая добыча жидкости – 28,03 тыс. тонн/год в 2023 году.

Накопленная добыча нефти за проектный срок равна 214 тыс. тонн. Добыча нефти с начала разработки составит 1047 тыс. тонн. КИН – 0,369

Месторождение

Вариант 1. Максимальная годовая добыча нефти в прогнозный период составит 39,05 тыс. тонн/год в 2025 году, максимальная годовая добыча жидкости – 86,62 тыс. тонн/год в 2023 году.

Накопленная добыча нефти за проектный срок равна 369,0 тыс. тонн. Добыча нефти с начала разработки составит 1621 тыс. тонн. Расчётный КИН составляет 0,274 при утверждённом КИН 0,327.

Вариант 2. В прогнозный период максимальная годовая добыча нефти достигнет 46,24 тыс. тонн/год в 2024 году, максимальная годовая добыча жидкости – 92,78 тыс. тонн/год в 2023 году.

Накопленная добыча нефти за проектный срок равна 689 тыс. тонн. Добыча нефти с начала разработки составит 1942 тыс. тонн. Достигается утверждённое значение КИН 0,327.

Схема размещения проектного фонда скважин по объектам и вариантам разработки приведены на рисунках 13–17.

Вариант 1.

4 ПВЛГ и 4 вывода из ликвидации

Текущие извлекаемые запасы, тыс.т	63
Накопленная добыча нефти, тыс.т	23
Действующий фонд скважин на 01.01.2016:	
-добывающих	0
-нагнетательных	0
КИН утвержденный	0,131
КИН по варианту разработки	0,131

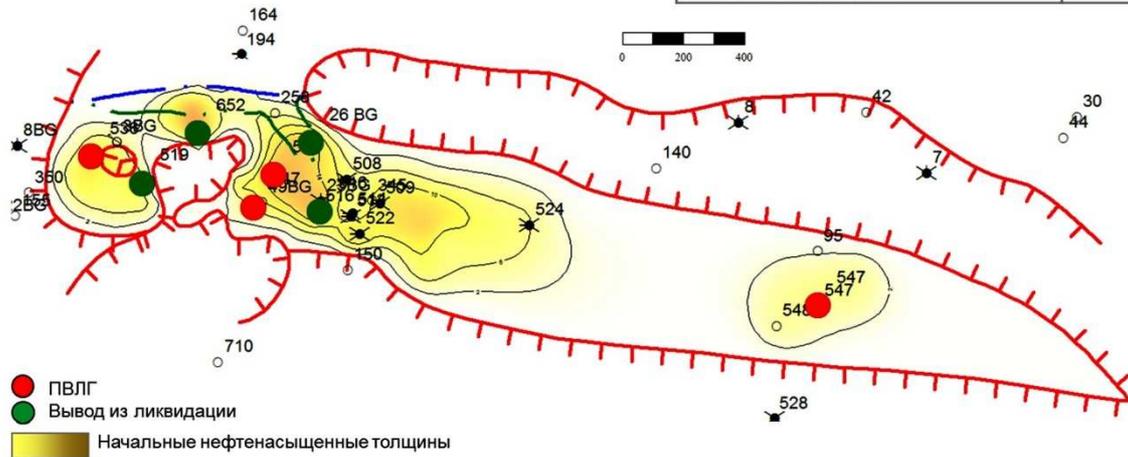


Рисунок 13 – Схема размещения проектного фонда скважин: Объект N1p; Вариант 1

Вариант 1.

2 ПВЛГ, 1 ПНЛГ и 4 выводов из ликвидации

Текущие извлекаемые запасы, тыс.т	23
Накопленная добыча нефти, тыс.т	1
Действующий фонд скважин на 01.01.2016:	
-добывающих	0
-нагнетательных	0
КИН утвержденный	0,103
КИН по варианту разработки	0,103

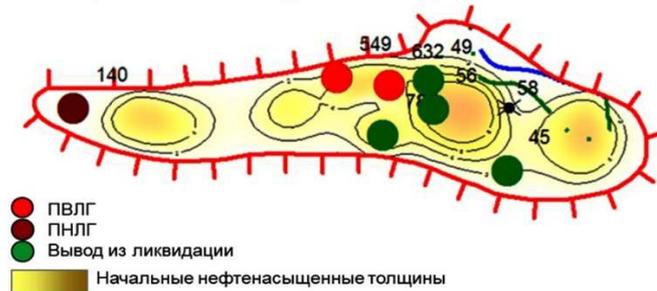
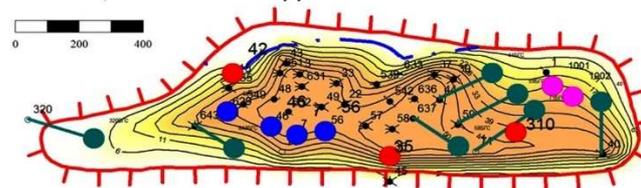


Рисунок 14 – Схема размещения проектного фонда скважин: Объект N1m; Вариант 1

Вариант 1.

7 ЗБГС, 3 ПВЛГ и 4 ВБД

Текущие извлекаемые запасы, тыс.т	338
Накопленная добыча нефти, тыс.т	447
Действующий фонд скважин на 01.01.2016:	
-добывающих	5
-нагнетательных	0
КИН утвержденный	0,356
КИН по варианту разработки	0,356



Вариант 2.

7 ЗБГС, 3 ПВЛГ, 4 ВБД добывающих скважин и 1 ВБД нагнетательной скважины

Текущие извлекаемые запасы, тыс.т	338
Накопленная добыча нефти, тыс.т	447
Действующий фонд скважин на 01.01.2016:	
-добывающих	5
-нагнетательных	1
КИН утвержденный	0,356
КИН по варианту разработки	0,356



Рисунок 15 – Схема размещения проектного фонда скважин: Объект N1sr; Вариант 1, Вариант 2

Вариант 1.

1 ЗБГС, 4 ВБД добывающих и 11 выводов из ликвидации

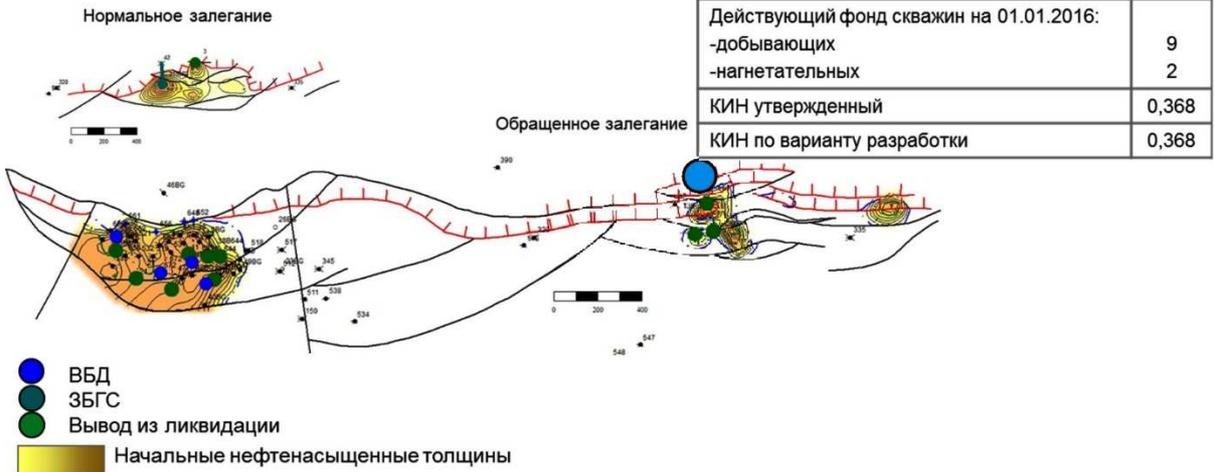


Рисунок 16 – Схема размещения проектного фонда скважин: Объект P1eI; Вариант 1

Вариант 2.

1 ЗБГС, 4 ВБД добывающих, 1 ВБД нагнетательных и 11 выводов из ликвидации

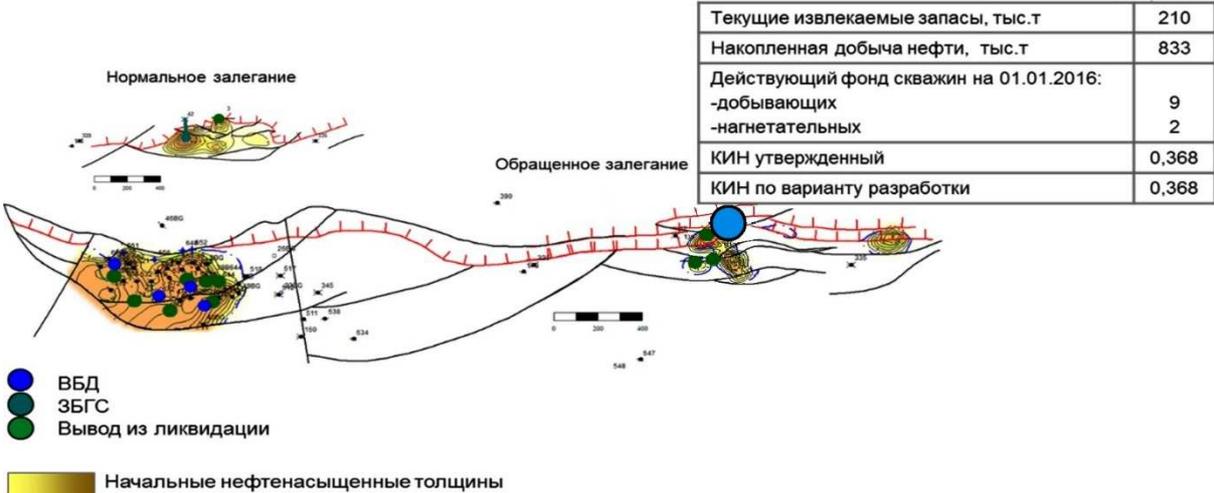


Рисунок 17 – Схема размещения проектного фонда скважин: Объект P1eI; Вариант 2

Добыча нефти по объектам и вариантам разработки приведены на рисунках 18–25.

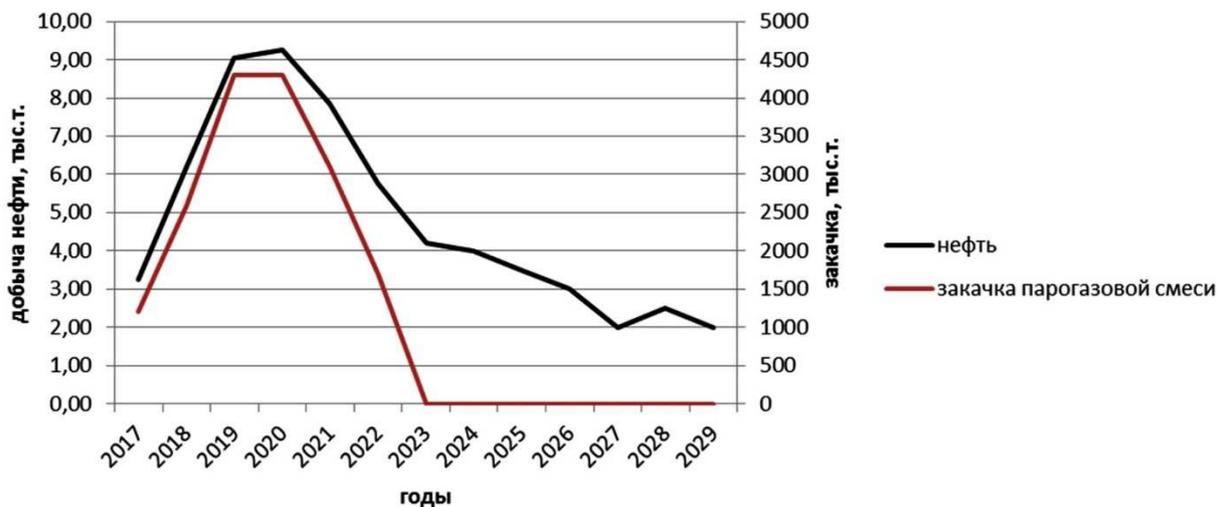


Рисунок 18 – Добыча нефти: Объект N1p; Вариант 1

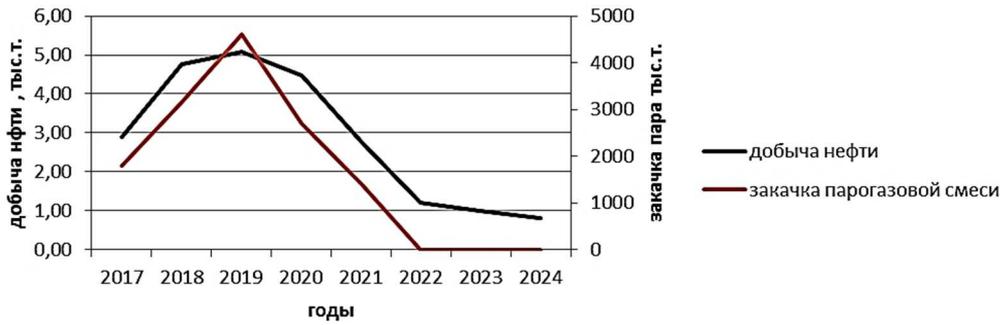


Рисунок 19 – Добыча нефти: Объект N1m; Вариант 1

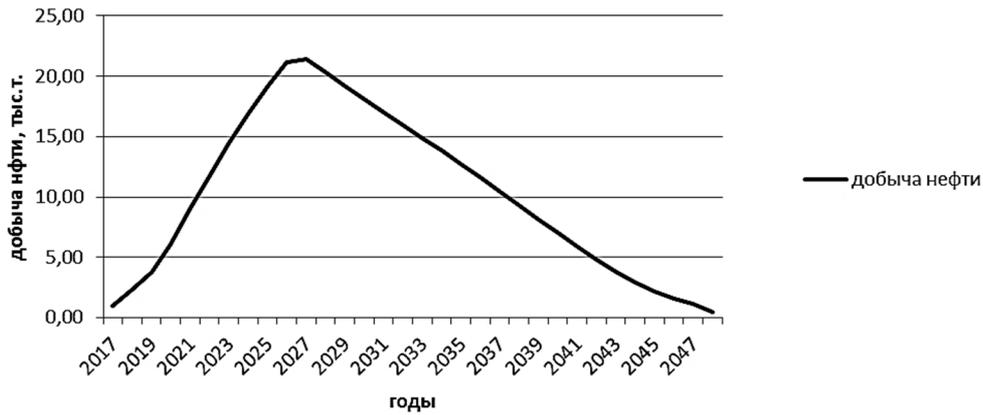


Рисунок 20 – Добыча нефти: Объект N1sr; Вариант 1

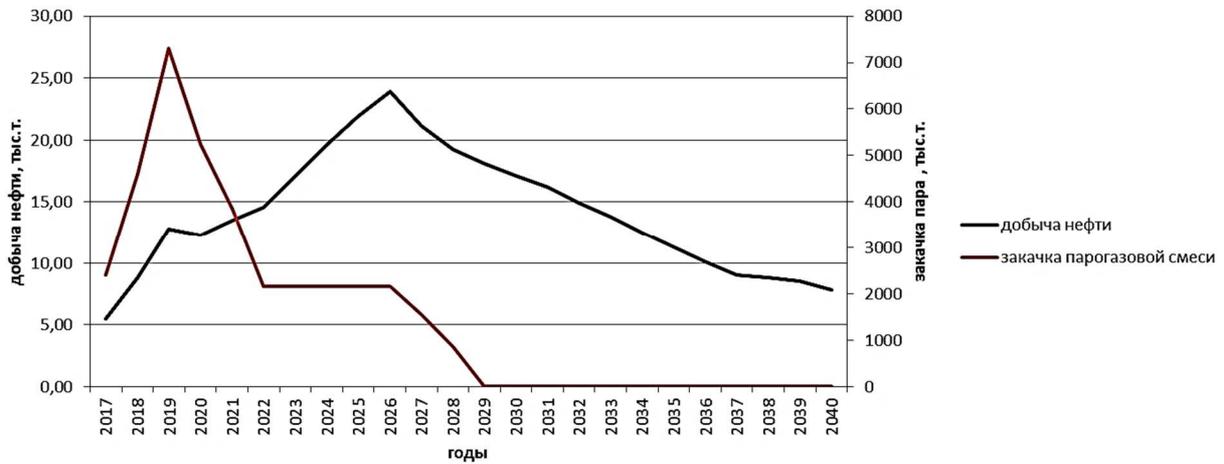


Рисунок 21 – Добыча нефти: Объект N1sr; Вариант 2

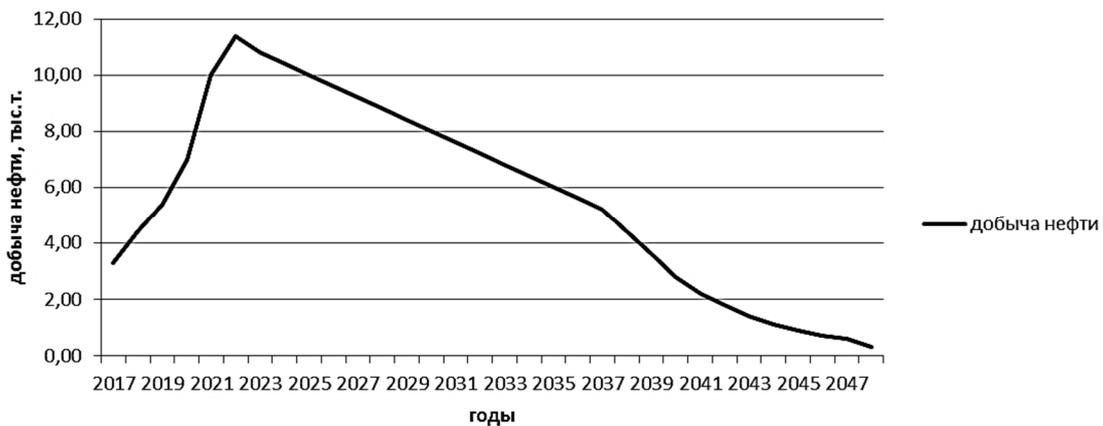


Рисунок 22 – Добыча нефти: Объект P1el; Вариант 1

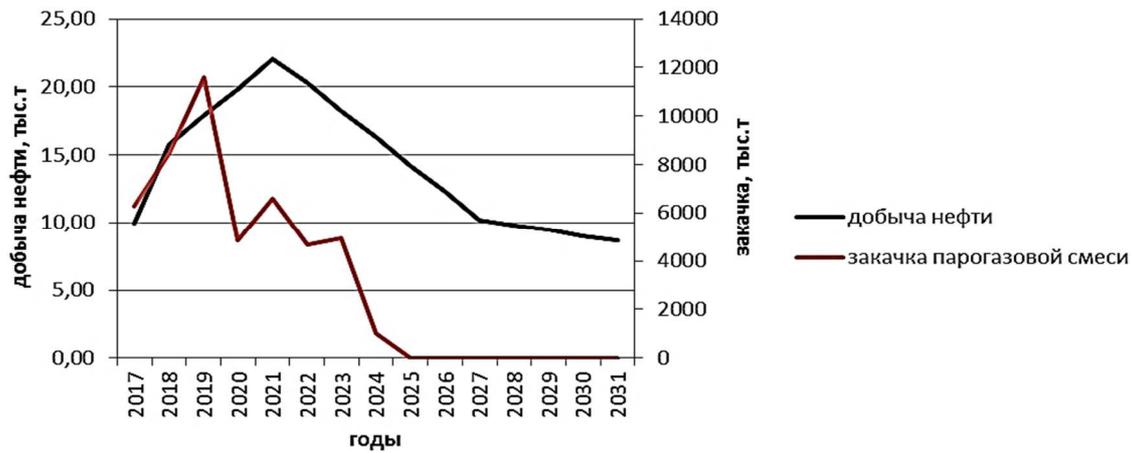


Рисунок 23 – Добыча нефти: Объект P1e1; Вариант 2

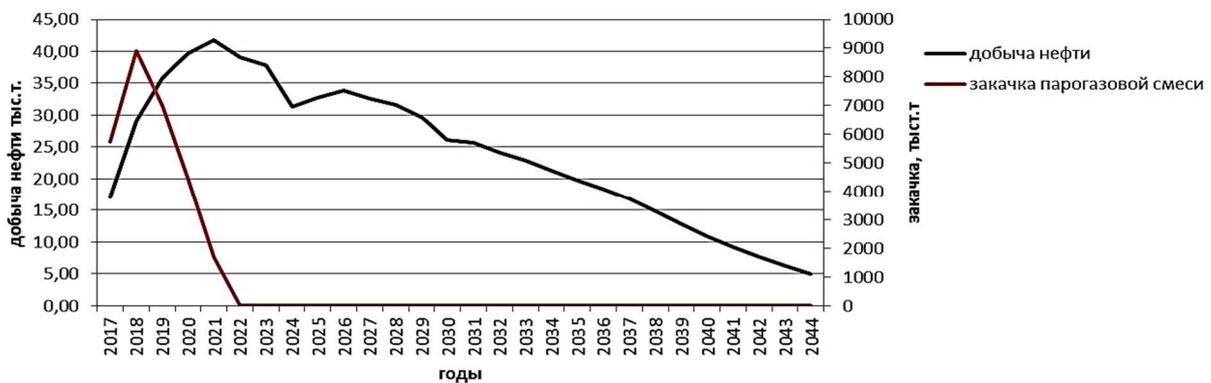


Рисунок 24 – Добыча нефти по месторождению: Вариант 1

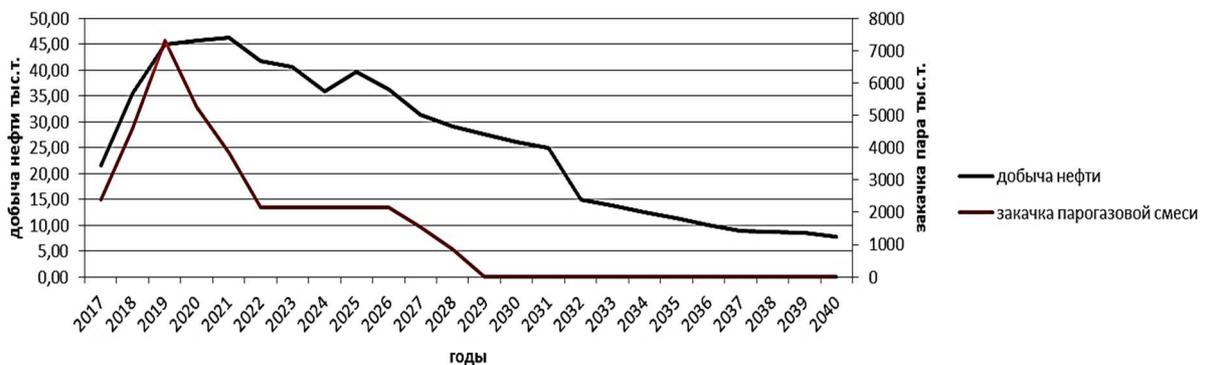


Рисунок 25 – Добыча нефти по месторождению: Вариант 2

Рассматривая выбранные мероприятия по довыработке запасов нефти, можно сделать вывод, что по первому варианту не достигается проектное значение КИН, а, следовательно, рекомендуется к рассмотрению второй вариант разработки.

Реализация рекомендуемого варианта разработки позволит достичь утверждённых коэффициентов КИН по объектам и по месторождению в целом, обеспечив отбор запасов нефти и газа, числящихся на государственном балансе. По рекомендуемому варианту разработки по месторождению достигается утверждённый КИН, равный 0,327.

В таблице 1 приведены технико-экономические показатели разработки залежи тяжёлой нефти месторождения.

Чистый дисконтированный (при ставке дисконта 10 %) доход недропользователя составит 9,7 млн руб., в бюджет государства с учётом дисконта будет перечислено 156,3 млн руб.

Для разработки месторождения потребуется 41,2 млн руб. капитальных вложений (без НДС).

Отраслевые научные и прикладные исследования: Науки о земле

Таблица 1 – Основные технико-экономические показатели разработки Ахтырско-Бугундырского месторождения

Показатели	2 вариант разработки
1. Система разработки	
Плотность сетки скважин, га/скв.	5,4
Проектный уровень добычи:	
нефти, тыс. тонн	1941,81
жидкости, тыс. тонн	10692,7
закачки пара, тыс. м ³	36550
Проектный срок разработки, годы	24
Накопленная добыча нефти за проектный период, тыс. тонн	689
Накопленная добыча нефти с начала разработки, тыс. тонн	1941
Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,327
Фонд скважин за весь срок разработки, всего, шт.	118
в том числе: добывающих	115
нагнетательных	3
Средняя обводнённость к концу разработки, %	98
Фонд скважин для бурения, всего, шт.	8
в том числе: добывающих	8
нагнетательных	1
2. Экономические показатели эффективности вариантов разработки	
Норма дисконта 10 %	
чистый дисконтированный доход, млн руб.	9,7
внутренняя норма доходности, %	13,9
индекс доходности затрат, доли ед.	1,03
индекс доходности инвестиций, доли ед.	1,99
Норма дисконта 15 %	
чистый дисконтированный доход, млн руб.	-21
внутренняя норма доходности, %	13,9
индекс доходности затрат, доли ед.	0,99
индекс доходности инвестиций, доли ед.	0,74
срок окупаемости, лет	окупается
3. Оценочные показатели	
Норма дисконта 10 %	
капитальные вложения на освоение месторождения	128
в т.ч. на бурение скважин, млн руб.	30
эксплуатационные затраты на добычу нефти, млн руб.	2730
доход государства, млн руб.	2032
Норма дисконта 15 %	
капитальные вложения на освоение месторождения	80
в т.ч. на бурение скважин, млн руб.	11
эксплуатационные затраты на добычу нефти, млн руб.	896,7
доход государства, млн руб.	156,3

Эксплуатационные расходы, рассчитанные по укрупнённой оценке, за расчетный срок составят 896,7 млн руб., в т.ч.:

- 506 млн руб. – текущие производственные затраты;
- 13 млн руб. – затраты на проведение МУН;
- 307,5 млн руб. – налоги и отчисления в себестоимости;
- 77,6 млн руб. – амортизационные отчисления.

Транспортные расходы при поставках на экспорт составят 40 млн руб. Чистый доход от реализации нефти составит 161 млн руб., чистый дисконтированный (при ставке дисконта 10 %) доход 9,7 млн руб. Индекс доходности затрат 1,03 доли ед. В бюджет поступит с учётом дисконта 156,3 млн руб. (ЧДДб). При изменении нормы дисконта до 0,15 показатели эффективности составят: ЧДД (– 21,9) млн руб., ИДД 0,99 доли ед., дисконтированный доход государства 94,6 млн руб.

Заключение

Достижение достаточно высоких значений проектной нефтеотдачи (от 0,103 до 0,368) по рассматриваемым залежам тяжёлой нефти возможны лишь при применении тепловых методов воздействия на пласт. Вследствие чего были предложены от одного до двух вариантов разработки. По неразрабатываемым объектам был рассмотрен один вариант разработки, в котором, учитывая негативное состояние выработки запасов нефти, планируется проведение парогазоциклических обработок скважин. Так как по разрабатываемым объектам (сармат и эльбурган) также не достигается проектное значение КИН при реализации существующей системы, во втором варианте рассчитаны показатели с учётом применения парогазоциклических обработок скважин. Данный метод осуществляет возможность реализации парогазового воздействия на завершающей стадии разработки при высокой обводнённости, минимизации вредных выбросов в атмосферу и снижении затрат на выработку агента.

Литература

1. Построение структурной модели эоцен-палеоценовых отложений складчатой зоны Западно-Кубанского прогиба с целью поиска объектов для доразведки : Отчёт о НИР ООО «НК «Роснефть» – НТЦ» / отв. исп. Дердуга В.С., Сапунова В.Л. – Краснодар : ООО «НК «Роснефть» – НТЦ», 2008. – 120 с.
2. Детальная комплексная интерпретация геолого-геофизических материалов южного борта Западно-Кубанского прогиба в пределах Украинского, Абино-Украинского, Ахтырско-Бугундырского лицензионных участков с целью выявления и подготовки объектов ГРП : Отчёт о НИР ООО «НК «Роснефть» – НТЦ» / отв. исп. Дердуга В.С. – Краснодар : ООО «НК «Роснефть» – НТЦ», 2011. – 210 с.
3. Технологический проект разработки Ахтырско-Бугундырского месторождения : Отчёт о НИР ООО «НК «Роснефть» – НТЦ» / отв. исп. Мочульский В.М. – Краснодар : ООО «НК «Роснефть» – НТЦ», 2012. – 372 с.
4. Дополнение к технологическому проекту разработки Ахтырско-Бугундырского газонефтяного месторождения : Отчёт о НИР ООО «НК «Роснефть» – НТЦ» / отв. исп. Никитенко В.В. – Краснодар : ООО «НК «Роснефть» – НТЦ», 2014. – 252 с.
5. Булатов А.И. [и др.]. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 603 с.
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. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин в 4 томах. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012–2015. – Т. 1–4.
8. 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.
9. Булатов А.И., Качмар Ю.Д., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Освоєння нафтових і газових свердловин. Наука і практика : монографія. – Львів : Сполом, 2018. – 476 с.
10. Климов В.В., Савенок О.В., Лешкович Н.М. Основы геофизических исследований при строительстве и эксплуатации скважин на нефтегазовых месторождениях. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 274 с.
11. Ладенко А.А., Савенок О.В. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений. – М. : Инфра-Инженерия, 2020. – 244 с.
12. Попов В.В. [и др.]. Поиски, разведка и эксплуатация месторождений нефти и газа : учебное пособие. – Новочеркасск : ЮРГПУ (НПИ), 2015. – 322 с.
13. Попов В.В. [и др.]. Геофизические исследования и работы в скважинах : учебное пособие. – Новочеркасск : Лик, 2017. – 326 с.
14. Попов В.В. [и др.]. Геоинформатика нефтегазовых скважин. – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2018. – 292 с.

15. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – М. : Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.
16. Савенок О.В., Ладенко А.А. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГУ», 2019. – 275 с.
17. Айдамирова З.Г., Бачаева Т.Х. Оценка перспектив нефтегазонасыщенности понт-меотических отложений Прибрежной группы месторождений северного борта Западно-Кубанского прогиба // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 1. – С. 13–16.
18. Березовский Д.А. [и др.]. Разработка физико-химических моделей и методов прогнозирования состояния пород-коллекторов // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 9. – С. 84–86.
19. Гаделева Д.Д., Вахитова Г.Р. Обоснование коэффициента нефтегазонасыщенности пластов-коллекторов // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 1. – С. 47–50.
20. Григорьев М.А., Платонов С.Н., Григорьев А.М. Гидродинамические условия кумских отложений южного борта Западно-Кубанского прогиба // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 1. – С. 63–66.
21. Ефимов В.И. Перспективы нефтегазонасыщенности приосевой части Западно-Кубанского прогиба // Булатовские чтения. – 2019. – Т. 1. – С. 71–73.
22. Мосякин А.Ю. [и др.]. Новые представления о тектоническом строении южного борта Западно-Кубанского прогиба // Геология нефти и газа. – 2010. – № 6. – С. 8–15.
23. Соловьёва В.Н., Мочаев С.В. Гидравлический разрыв пласта в скважинах с горизонтальным отводом как возможный инструмент повышения эффективной доработки IV продуктивного горизонта Ахтырско-Бугундырского месторождения / Сборник докладов на II Международной конференции «Освоение и добыча трудноизвлекаемых и высоковязких нефтей», г. Анапа, 1999. – С. 79–83.
24. Соловьёва В.Н., Колбунов М.Г. Исследование закономерностей выработки запасов нефти в условиях флишевого строения нефтенасыщенных горизонтов (на примере V горизонта Ахтырско-Бугундырского месторождения) // Сборник научных трудов «НК «Роснефть» за 2001 год. – М. : ЦНИИТЭнефтехим, 2002. – С. 325–332.
25. Савенок О.В. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений. Свидетельство о государственной регистрации базы данных № 2013620242. Заявка № 2012621485. Дата поступления 24 декабря 2012 г. Зарегистрировано в Реестре баз данных 07 февраля 2013 г.

References

1. Construction of the structural model of the Eocene-Paleocene deposits of the folded zone of the West Kuban Trough for the purpose of search of the objects for additional exploration : Research report on LLC «Oil company Rosneft» - STC / representative office Derduga V.S., Sapunova V.L. – Krasnodar : LLC «Oil company Rosneft» - STC», 2008. – 120 p.
2. Detailed Complex Interpretation of Geological and Geophysical Materials of the South Board of the West Kuban Trough within the Ukrainian, Abino-Ukrainian, Akhtyrsko-Bugundyrsky License Areas for the Identification and Preparation of Exploration Objects : Research Report of Oil Company Rosneft LLC - STC / Derduga V.S. – Krasnodar : Oil Company Rosneft LLC - STC, 2011. – 210 p.
3. Technology project for the development of the Akhtyrsko-Bugundyrskoye field : Research report of LLC Oil Company Rosneft - STC / branch office Mochulsky V.M. – Krasnodar : LLC Oil Company Rosneft - STC, 2012. – 372 p.
4. Addendum to the technological project for the development of the Akhtyrsko-Bugundyrskoye gas and oil field : Research and Development Report for LLC «Oil Company Rosneft» - STC / representative office V.V. Nikitenko. – Krasnodar : Oil Company Rosneft - STC LLC, 2014. – 252 p.
5. Bulatov A.I. [et al.]. Ecology in construction of oil and gas wells : a textbook for students of higher educational institutions. – Krasnodar : «Prosveshchenie-Yug» LLC, 2011. – 603 p.
6. Bulatov A.I., Savenok O.V. Workshop on the discipline «Finishing oil and gas wells» in 4 volumes : a training manual. – Krasnodar : South Publishing House, 2013–2014. – Vol. 1–4.
7. Bulatov A.I., Savenok O.V. Oil and gas wells overhaul in 4 volumes. – Krasnodar : Publishing House - South, 2012–2015. – Vol. 1–4.
8. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremiychuk R.S. Scientific bases and practice of oil and gas wells development. – Krasnodar : Publishing House - South, 2016. – 576 p.
9. Bulatov A.I., Kachmar Yu.D., Savenok O.V., Yaremiichuk R.S. Development of oil and gas wells. Science and Practice : Monograph. – Lvov: Spolom, 2018. – 476 p.
10. Klimov V.V., Savenok O.V., Leshkovich N.M. Basics of geophysical research in construction and operation of wells at oil and gas fields. – Krasnodar : Publishing house - South, 2016. – 274 p.
11. Ladenko A.A., Savenok O.V. Theoretical bases of development of oil and gas birth places. – М. : Infra-Engineering, 2020. – 244 p.

12. Popov V.V. [et al.]. Prospecting, exploration and exploitation of oil and gas fields : a training manual. – Novochoerkassk : Russian State Pedagogical University (SPI), 2015. – 322 p.
13. Popov V.V. [et al.]. Geophysical research and work in wells : a training manual. – Novochoerkassk : Lick, 2017. – 326 p.
14. Popov V.V. [et al.]. Geoinformatics of oil and gas wells. – Novochoerkassk : «Lik» Publishing House, 2018. – 292 p.
15. Savenok O.V., Kachmar Yu.D., Yaremichuk R.S. Oil and gas engineering at squa-gin development. – M. : Infra-Engineering, 2019. – 548 p.
16. Savenok O.V., Ladenko A.A. Development of the oil and gas fields. – Krasnodar : Ezd. FSBOU VO «KubGTU», 2019. – 275 p.
17. Aidamirova Z.G., Bachaeva T.H. Estimation of the oil and gas bearing prospects of the pontic-meothetic deposits of the Coastal group of deposits of the northern board of the Western Kuban pro-bend // Bulatovskie readings. – 2017. – Vol. 1. – P. 13–16.
18. Berezovsky D.A. [et al.]. Development of the physico-chemical models and methods of the collector rocks state prediction // Petroleum economy. – 2014. – № 9. – P. 84–86.
19. Gadeleva D.D., Vakhitova G.R. Justification of the oil-gas saturation coefficient of the reservoir collectors // Bulatovskie readings. – 2017. – Vol. 1. – P. 47–50.
20. Grigoriev M.A., Platonov S.N., Grigoriev A.M. Hydrodynamic conditions of the Kuma detachment of the southern board of the West Kuban trough // Bulatovskie readings. – 2017. – Vol. 1. – P. 63–66.
21. Efimov V.I. Perspectives of the oil-and-gas bearing capacity of the Zapadno-Kubanskiy flexion axis part // Bulatovskie readings. – 2019. – Vol. 1. – P. 71–73.
22. Mosyakin A.Yu. [et al.]. New ideas about tectonic structure of the southern board of Zapadno-Western-Kuban flexure // Oil and gas geology. – 2010. – № 6. – P. 8–15.
23. Solovyova V.N., Mochayev S.V. Hydraulic fracturing in wells with horizontal diversion as a possible tool to improve the effective development of IV productive horizon Akhtyrsko-Bugundyrskoe field / Collection of papers at the II International Conference «Development and Production of hard-to-recover and high-viscosity oils», Anapa, 1999. – P. 79–83.
24. Solovyova V.N., Kolbunov M.G. Study of patterns of oil reserves development in the conditions of the flysch structure of oil-saturated horizons (on the example of the V horizon of the Akhtyrsko-Bugundyrskoe field) // Collection of scientific papers «Rosneft» for 2001. – M. : CNIITeneftkhim, 2002. – P. 325–332.
25. Savenok O.V. Theoretical bases of development of oil and gas fields. Certificate of state registration of database № 2013620242. Application № 2012621485. Date of receipt: December 24, 2012. Registered in the Register of Databases on February 07, 2013.