



УДК 622.276

АНАЛИЗ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ И МЕРОПРИЯТИЯ ПО КОНТРОЛЮ ЗА РАЗРАБОТКОЙ ВОСТОЧНО-ЛАМБЕЙШОРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

ANALYSIS OF THE CURRENT STATE AND MEASURES TO CONTROL DEVELOPMENT OF THE VOSTOCHNO-LAMBEYSHORSKOYE FIELD

Талеев Анатолий Евгеньевич

студент направления подготовки нефтегазовое дело,
Ухтинский государственный технический университет
taleev135@mail.ru

Савенок Ольга Вадимовна

доктор технических наук,
профессор кафедры разработки и эксплуатации
нефтяных и газовых месторождений и
подземной гидромеханики,
Ухтинский государственный технический университет
olgasavenok@mail.ru

Аннотация. В статье рассматривается анализ текущего состояния разработки Восточно-Ламбейшорского месторождения, расположенного на территории Усинского района Республики Коми. Месторождение открыто в 2011 году и введено в промышленную разработку в 2012 году. По состоянию на 01.01.2019 г. добыча нефти по верхнедевонской залежи с начала разработки составила 3,7 % выработки от начальных извлекаемых запасов, обводненность добываемой продукции – 4 %, средний дебит по нефти 391,1 тонн / сут., текущий КИН равен 0,029 %. Пробуренный фонд составил 14 скважин (из них 8 – разведочных, 5 – горизонтальных, в том числе 1 из них – с пологим окончанием; 1 – нагнетательная), все действующие. Эксплуатация залежи велась на естественном режиме фонтанным способом. Осложняющими факторами при эксплуатации скважин Восточно-Ламбейшорского месторождения, негативно влияющими на работу оборудования, являются парафинистая нефть (5,67 %) и высокое содержание сероводорода в газе (до 7,56 %).

Ключевые слова: анализ текущего состояния разработки месторождения; основные этапы проектирования разработки месторождения; характеристика состояния разработки месторождения; сопоставление проектных и фактических показателей разработки; анализ выполнения мероприятий по контролю за разработкой; анализ эффективности геолого-технических мероприятий.

Общие сведения о месторождении

В административном отношении Восточно-Ламбейшорское месторождение расположено на территории Усинского района Республики Коми (рис. 1).

Административный центр, г. Усинск, находится в 115 км к юго-востоку. В 25–35 км к востоку находятся крупные разрабатываемые нефтяные месторождения Возейской группы (Возейское, Верхневозейское) и в 45 км к юго-востоку расположено Баяндыское нефтяное месторождение. Ближайший населённый пункт – дер. Захар-Вань, расположен в 20 км к югу на правом берегу р. Печоры.

Taleev Anatoly Evgenievich

Student Training Direction
Oil and Gas Engineering,
Ukhta State Technical University
taleev135@mail.ru

Savenok Olga Vadimovna

Doctor of Technical Sciences,
Professor of the Department of
Development and Operation of Oil and Gas
Fields and Underground Hydromechanics,
Ukhta State Technical University
olgasavenok@mail.ru

Annotation. The article examines the analysis of the current state of development of the Vostochno-Lambeishorskoye field located in the Usinsky district of the Komi Republic. The field was discovered in 2011 and brought into commercial development in 2012. As of 01.01.2019, oil production from the Upper Devonian reservoir since the beginning of development amounted to 3,7 % of the production from the initial recoverable reserves, the water cut of the produced products – 4 %, the average oil production rate of 391,1 tons / day, the current oil recovery factor is 0,029 %. The drilled well stock consisted of 14 wells (of which 8 are exploration, 5 are horizontal, including 1 of them with a shallow end; 1 is injection), all operating. The deposit was exploited in a natural mode in a fountain manner. Complicating factors during the operation of the wells of the Vostochno-Lambeishorskoye field, which negatively affect the operation of the equipment, are paraffinic oil (5,67 %) and a high content of hydrogen sulfide in gas (up to 7,56 %).

Keywords: analysis of the current state of field development; main stages of field development design; characteristics of the state of field development; comparison of design and actual development indicators; analysis of the implementation of measures to control the development; analysis of the effectiveness of geological and technical measures.

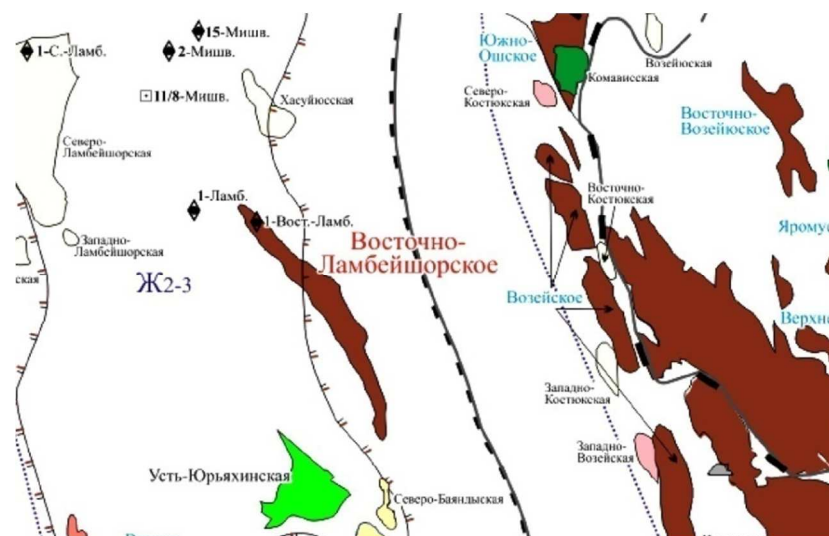


Рисунок 1 – Обзорная карта

В географическом отношении Восточно-Ламбейшорское месторождение располагается в пределах северо-восточной части Печорской низменности в левобережном бассейне р. Лая, протекающей в 3 км западнее месторождения. Площадь работ располагается на поверхности водноледниковой равнины.

Основные этапы проектирования разработки месторождения

Месторождение открыто в 2011 году. Первый действующий проектный технологический документ «Проект пробной эксплуатации Восточно-Ламбейшорского месторождения» был составлен институтом «ПечорНИПинефть» в 2012 году и утверждён СЗ ЦКР Роснедр по УВС (протокол № 804 от 10.10.2012 г.). Основной целью пробной эксплуатации рассматриваемого месторождения являлось уточнение имеющейся к настоящему времени исходной геолого-геофизической и промысловой информации разведочного периода и получение дополнительных геофизических, геолого-промысловых и лабораторно-экспериментальных данных для переоценки запасов углеводородов и обоснованного проектирования промышленной разработки месторождения. Документ был принят сроком на 3 года с основными технико-экономическими показателями, представленными в таблице 1. Окончание действия проекта в 2014 году.

Таблица 1 – Показатели пробной эксплуатации 2012–2014 гг.

Ориентировочные проектные уровни	2012	2013	2014
Добыча нефти, тыс. тонн	325,3	511,3	829,1
Добыча жидкости, тыс. тонн	368,1	633,4	1006,8
Ввод новых добывающих скважин	2	2	2
Действующий фонд добывающих скважин	2	4	6
Закачка воды, тыс. м ³	–	–	157
Действующий фонд нагнетательных скважин	–	–	1
Добыча растворённого газа, млн м ³	65,9	103,5	167,9

На период пробной эксплуатации:

- общий фонд скважин – 7, в том числе 6 добывающих (из них 3 горизонтальные, 1 боковой ствол), 1 нагнетательная;
- фонд скважин для бурения – 5, в том числе 4 добывающие (из них 3 горизонтальные, 1 боковой ствол), 1 нагнетательная;
- бурение четырёх разведочных скважин (в первый год – одной, во второй год – трёх).

С 2015 года месторождение разрабатывается согласно «Технологической схеме разработки Восточно-Ламбейшорского нефтяного месторождения», выполненной институтом «ПечорНИПинефть» и утверждённой СЗ ЦКР Роснедр по УВС (протокол № 1028 от 22.12.2014 г.).



Основные положения проектного документа:

- максимальные проектные уровни: добыча нефти – 1806,2 тыс. тонн (2022 г.), добыча жидкости – 4685 тыс. тонн (2035 г.), закачка воды – 3705 тыс. м³ (2038 г.);
 - использование растворённого газа 95 % (с 2015 года по заключению Минэнерго РФ);
 - выделение одного объекта разработки: залежь D₃fm₁(zd);
 - разработка месторождения с поддержанием пластового давления методом внутриконтурного заводнения;
 - общий фонд скважин – 42, в том числе добывающих – 32 (с горизонтальным стволом – 16, наклонно-направленных – 4, наклонно-направленных с пологим окончанием – 3, разведочных – 9), нагнетательных – 10;
 - фонд для бурения – 28 скважин, в том числе добывающих 19 (12 горизонтальных стволов, 4 наклонно-направленных, 3 наклонно-направленных с пологим окончанием), нагнетательных – 9.
- Достигается накопленная добыча нефти – 41241 тыс. тонн, коэффициент извлечения нефти – 0,430, коэффициент вытеснения $K_{\text{выт}}$ – 0,487, коэффициент охвата $K_{\text{охв}}$ – 0,883, плотность сетки скважин – 114 га.

Характеристика состояния разработки месторождения

По состоянию на 01.01.2019 г. в пределах Восточно-Ламбейшорского месторождения в рифогенных отложениях задонского горизонта нижнефаменского подъяруса верхнего девона пробуренный фонд составил 14 скважин (из них 8 – разведочных, 5 – горизонтальных, в том числе 1 из них – с пологим окончанием; 1 – нагнетательная), все действующие. Характеристика фонда скважин представлена в таблице 2. Эксплуатация залежи велась на естественном режиме фонтанным способом.

По состоянию на 01.01.2019 г. добыча нефти по верхнедевонской залежи с начала разработки составила 2785,2 тыс. тонн, что соответствует 3,7 % выработки от начальных извлекаемых запасов, обводнённость добываемой продукции – 4 %, средний дебит по нефти 391,1 тонн / сут., текущий КИН равен 0,029 %.

Динамика показателей разработки Восточно-Ламбейшорского месторождения приведена на рисунке 2.

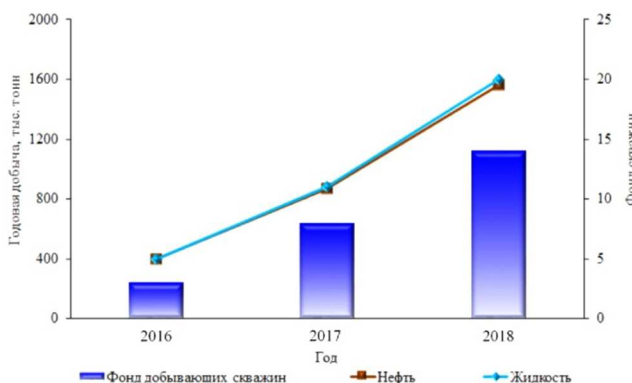


Рисунок 2 – Основные показатели разработки Восточно-Ламбейшорского месторождения

Текущее пластовое давление на водонефтяном контакте равно 39,62 МПа при начальном 39,56 МПа, давление насыщения нефти газом 23,9 МПа. Динамика давления представлена на рисунке 3.

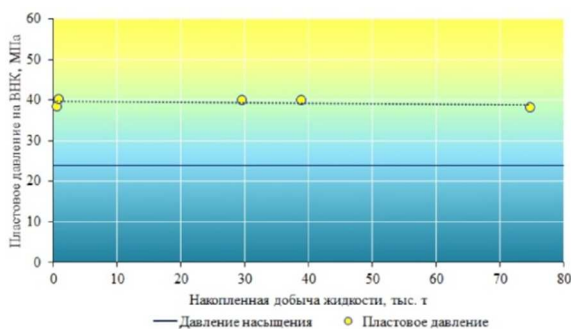


Рисунок 3 – Динамика пластового давления



Таблица 2 – Характеристика фонда скважин месторождения по состоянию на 01.01.2019 г.

Наименование	Характеристика фонда скважин	Количество
Фонд добывающих скважин	Пробурено	13
	Приобщение с других горизонтов	–
	Переведены на другие горизонты	–
	Всего	13
	в том числе:	
	действующие	13
	из них фонтанные	13
	ЭЦН	–
	бездействующие	–
	в освоении после бурения	–
	Пьезометрические	–
	Переведены под закачку	–
	Приобщение с других горизонтами	–
	Переведены на другие горизонты	–
	Ликвидированные	–
Фонд нагнетательных скважин	Пробурено	1
	Возвращено с других горизонтов	–
	Переведены из добывающих	–
	Всего	1
	в том числе:	
	действующие	1
	бездействующие	–
	в освоении после бурения	–
	Переведены на другие горизонты	–
	Ликвидированные	–

Сопоставление проектных и фактических показателей разработки

За 2018 год фактическая добыча нефти превысила проектную на 701,0 тыс. тонн (проект – 829,1 тыс. тонн, факт – 1530,1 тыс. тонн). Фактическая обводнённость по месторождению оказалась ниже проектной, за 2018 год обводнённость действующего фонда по проекту составляет 17,6 %, а по факту – 4 %. Фактический фонд добывающих скважин на конец 2018 года составил 14 единиц, что больше проектного на 8 скважин. Сопоставление проектных и фактических показателей разработки приведено в таблице 3.

Перевыполнение по добыче нефти (+ 701,0 тыс. тонн) получено за счёт меньшей обводнённости (+ 217,5 тыс. тонн) и большего отработанного времени (+ 1362,7, тыс. тонн), что скомпенсировало потери из-за меньших дебитов скважин (– 879,2 тыс. тонн).

Превышение фактического уровня добычи нефти над проектным обусловлено большим фондом добывающих скважин (факт – 14, проект – 7), что связано с вводом в отработку на нефть 6 разведочных скважин и 1 эксплуатационной горизонтальной скважины, пробуренной с опережением проектных сроков в 2018 году (по проекту – 2019 г.).

За период пробной эксплуатации (2012–2014 гг.) выполнены следующие проектные решения:

- внесены оперативные коррективы в геолого-гидродинамическую модель фаменской залежи по результатам бурения эксплуатационных и разведочных скважин;
- выполнен оперативный подсчёт запасов углеводородного сырья;
- отобран керн в восьми скважинах;
- отобрано 19 глубинных и 1 поверхностная проба нефти и растворённого газа;
- осуществлён контроль за режимом эксплуатации (замеряются дебиты, обводнённость, пластовые и забойные давления);
- выполнено 27 промыслово-геофизических исследований по 10 скважинам (профиль притока – 12 скважино-операций, перфорация – 11 скважино-операций, акустическая цементометрия, фазокорреляционная диаграмма, гамма-гамма цементометрия с использованием скважинного гамма-дефектомера-толщиномера – 4 скважино-операции, отбивка забоя и установка пакера – 2 скважино-операции) и 31 гидродинамических исследований в семи скважинах (комплекс испытателя пластов – 15 исследований, модульный динамический испытатель пластов – 2, ГДИ-ПГИ – 14).

В соответствии с руководящими документами (РД) отклонение фактической добычи нефти от проектной не регламентируется.



Таблица 3 – Сопоставление проектных и фактических показателей Восточно-Ламбейшорского месторождения

Показатели	Годы			
	2017		2018	
	проект	факт	проект	факт
Добыча нефти всего, тыс. тонн	511,3	869,0	829,1	1530,1
в том числе из переходящих скважин	337,4	536,2	664,6	1082,8
из новых скважин	173,9	332,8	164,5	447,3
Ввод новых добывающих скважин, ед.	2	5	2	6
в том числе из эксплуатационного бурения	1	2	2	4
из разведочного бурения	–	3	–	2
боковых стволов	1	–	–	–
Среднесуточный дебит нефти новой скважины, тонн/сут.	701	555	558	438
Среднее число дней работы новой скважины, дни	124	120	147	170
Выбытие добывающих скважин, ед.	–	–	–	–
Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	4	8	6	14
в том числе нагнетательных в отработке	–	–	–	–
Действующий фонд добывающих скважин на конец года, ед.	4	8	6	14
Перевод скважин на механизированную добычу, ед.	–	–	–	–
Фонд механизированных скважин, ед.	–	–	–	–
Ввод нагнетательных скважин, ед.	–	–	1	–
Выбытие нагнетательных скважин, ед.	–	–	–	–
Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	–	–	1	–
Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	–	–	1	–
Средний дебит действующих скважин по жидкости, тонн / сут.	648	516	680	408
Средний дебит переходящих скважин жидкости, тонн / сут.	603	492	696	395
Средний дебит новых скважин по жидкости, тонн / сут.	781	559	617	442
Средняя обводнённость продукции действующего фонда, %	19,3	0,5	17,6	4,0
Средняя обводнённость продукции переходящих скважин, %	23,3	0,4	19,4	5,2
Средняя обводнённость продукции нового фонда скважин, %	10,3	0,7	9,6	1,1
Средний дебит действующих скважин по нефти, тонн / сут.	523,5	512,6	560,3	391,1
Средний дебит переходящих скважин по нефти, тонн / сут.	–	489,7	560,9	374,7
Добыча жидкости, всего, тыс. тонн	633,4	873,7	1006,8	1593,9
в том числе из переходящих скважин	440	538,5	825	1141,8
из новых скважин	194	335,1	182	452,2
Добыча жидкости с начала разработки, тыс. тонн	1002	1260,8	2008	2854,7
Добыча нефти с начала разработки, тыс. тонн	837	1255,1	1666	2785,2
Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,016	0,019	0,033	0,029
Отбор от утверждённых извлекаемых запасов, %	3,8	4,5	7,6	6,8
Темп отбора от начальных утверждённых извлекаемых запасов, %	2,3	3,1	3,8	3,7
Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	2,4	3,2	4,0	3,8
Закачка рабочего агента, тыс. м ³	–	–	157	–
Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс. м ³	–	–	157	–
Компенсация отбора текущая, %	–	–	10	–
Компенсация отбора с начала разработки, %	–	–	5	–
Добыча растворённого газа, млн м ³	65,9	185,3	167,9	185,7
Добыча растворённого газа с начала разработки, млн м ³	167,9	252,3	335,8	438,0

Анализ выполнения мероприятий по контролю за разработкой

За 2018 год на месторождении проведено 7 промыслово-геофизических исследований по пяти скважинам.

В добывающих скважинах №№ 1 и 6 проведены исследования по определению профиля притока при отработке на штуцерах.

В скважине № 1 исследование выполнено при отработке на 30 мм штуцере. В эксплуатации середина пласта D₃fm. На притоке работает вся перфорированная толщина пласта. Основной приток в скважину (81 %) отмечается из нижнего интервала перфорации, 19 % притока – из верхнего. Приток представлен нефтью с газом и незначительным содержанием воды. Поступление воды отмечается из интервала 3693–3694 м. Дебит на поверхности составил 481,6 м³ / сут. Регистрация кривой восстановления давления (КВД) и расчёт гидродинамических параметров пласта не выполнены. Рекомендуется выполнить регистрацию КВД с целью определения продуктивной характеристики скважины.



В скважине № 6 исследования выполнены при отработке на 8 мм, 12 мм и 16 мм штуцерах. В эксплуатации верхняя часть пласта D₃fm. Весь приток в скважину отмечается из середины перфорированного интервала, работа кровли и подошвы интервала перфорации не отмечается. По термометрии отмечается незначительный заколонный переток в интервале 3741–3752 м (по данным АКЦ сцепление цементного камня с колонной в данном интервале частичное, заколонный переток имеет место быть). Водонефтяной раздел отмечается на глубине 3731,6 м. Состав притока в процессе исследования представлен нефтью с газом и незначительным содержанием воды. Поступление воды отмечается с глубины 3731 м. Общий дебит притока по результатам исследований составил 260 м³ / сут. По результатам отработки скважины на штуцерах построена индикаторная диаграмма, также выполнена регистрация КВД.

В разведочной скважине № 8 выполнены исследования по определению качества цементирования эксплуатационной колонны. Во всём интервале исследований отмечается хорошее качество цементажа – сцепление цементного камня с колонной хорошее, участками частичное.

Выполнена перфорация верхней части пласта D₃fm, после чего проведены исследования по определению профиля притока при отработке на штуцерах. Скважина отработана на 8 мм, 12 мм и 16 мм штуцерах. По результатам исследований отмечается работа всей перфорированной толщины пласта, при этом 19 % притока поступает из верхнего интервала перфорации, 81 % – из нижнего. Основной приток приходится на середину пласта. Колонна герметична, заколонные перетоки отсутствуют. Приток представлен нефтью с газом.

В горизонтальной скважине № 27Г выполнены исследования по определению положения забоя. Текущий забой отмечается на глубине 3732 м. Исследования при освоении не проводились. Рекомендуется выполнить исследования по определению профиля притока с регистрацией КВД с целью выделения работающих толщин и определения продуктивной характеристики скважины.

В скважине № 32Н выполнена перфорация пласта D₃fm. Исследования при освоении скважины не проводились. Скважина пущена в работу. Рекомендуется выполнить исследования по определению профиля притока с регистрацией КВД с целью выделения работающих толщин и определения продуктивной характеристики скважины.

Из гидродинамических исследований в 2018 году выполнено 2 регистрации КВД при геофизических исследованиях и 2 исследования методом установившихся отборов в скважинах №№ 6 и 8. Данные представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Результаты ГИС

Пласт	D ₃ fm
Эффективная нефтенасыщенная толщина, м	
план	120,0
факт	37,9
Пористость, доли ед.	
план	0,089
факт	0,076
Нефтенасыщенность, доли ед.	
план	0,93
факт	0,92
Проницаемость, 10–3 мкм ²	
план	–
факт	25,1

В целом в 2018 году все исследования (как промыслово-геофизические, так и гидродинамические) проведены корректно, поставленные задачи выполнены, полученные данные достоверны.

В 2018 году на месторождении в эксплуатацию введено 6 новых скважин (скважины №№ 5, 8, 25ГС, 27ГС, 28 ГС и нагнетательная скважина № 32Н с отработкой на нефть). Профиль притока выполнен только в скважине № 8. Согласно протоколу, исследования по определению профиля притока должны выполняться во всех новых скважинах при вводе в эксплуатацию. Рекомендуется выполнить исследования в скважинах №№ 5, 25ГС, 27ГС, 28ГС и 32Н. Кроме того, в скважинах №№ 3, 22ГС и 24ГС, введённых в эксплуатацию в прошлом году, также отсутствуют исследования по определению профиля притока (в горизонтальных скважинах исследования рекомендуется проводить с помощью технологического комплекса для исследований горизонтальных скважин «ЛАТЕРАЛЬ»).

Следует отметить, что помимо новых скважин исследования по определению профиля притока выполнены в двух скважинах действующего фонда на начало года. Общий охват скважин данным видом исследований с учётом всех действующих скважин в текущем году составил 20 %.

Во всех новых скважинах с целью оценки продуктивной характеристики при вводе в эксплуатацию необходимо проводить исследования на стационарном режиме фильтрации, а с целью контроля



за изменением физико-химических свойств пласта необходимо выполнять регистрацию КВД (кривой восстановления уровня (КВУ)). В текущем году качественные исследования выполнены в одной новой скважине (скважина № 8), а также в скважине № 6, введенной в эксплуатацию в конце прошлого года. Необходимо выполнить исследования в остальных скважинах (скважины №№ 5, 25ГС, 27ГС, 28 ГС, а также в скважинах №№ 3, 22 ГС и 24 ГС, введенных в эксплуатацию в прошлом году).

Кроме того, исследования по определению профиля притока и источника обводнения рекомендуется проводить в обводнявшихся скважинах. В 2018 году рост обводнённости отмечается в скважине № 3 (обводнённость выросла на 30 %).

Стоит отметить, что на месторождении не выполняется программа по замерам пластовых и забойных давлений – за текущий год прямыми замерами давлений не охвачена ни одна скважина.

В целом можно констатировать, что программа промыслово-геофизических и гидродинамических исследований выполняется не в полном объеме. Из пяти новых скважин только в скважине № 8 выполнен полный необходимый комплекс промыслово-геофизических и гидродинамических исследований. Остальные скважины были пущены в работу без единого исследования.

В дальнейшем рекомендуется проводить полный комплекс необходимых исследований по всем новым скважинам, вводимым в эксплуатацию.

Литература:

1. Авторский надзор за реализацией Технологической схемы разработки Восточно-Ламбейшорского месторождения. – Ухта : Филиал «ПечорНИПИнефть», 2015. – 267 с.
2. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : ООО «Издательский Дом – Юг», 2016. – 576 с.
3. Ладенко А.А., Савенок О.В. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений. – М. : Инфра-Инженерия, 2020. – 244 с.
4. Ладенко А.А., Савенок О.В. Геофизические исследования скважин на нефтегазовых месторождениях. – М. : Инфра-Инженерия, 2021. – 260 с.
5. Геофизические исследования и работы в скважинах: учебное пособие / В.В. Попов [и др.]. – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2017. – 326 с.
6. Геоинформатика нефтегазовых скважин / В.В. Попов [и др.]. – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2018. – 292 с.
7. Савенок О.В., Ладенко А.А. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГУ», 2019. – 275 с.
8. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – М. : Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.
9. Экологические аспекты при строительстве нефтяных и газовых скважин: монография / О.В. Савенок [и др.]. – М. ; Вологда : Инфра-Инженерия, 2021. – 652 с.
10. Аббасова С.В. О возможности применения горизонтальных скважин с целью повышения технологических процессов нефтегазодобычи // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 2. – С. 37–39.
11. Березовский Д.А., Лаврентьев А.В., Савенок О.В. Предпосылки и задачи моделирования горных пород с точки зрения установления условий наступления факторов осложнения добычи // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2014. – № 2. – С. 27–33.
12. Технологии и принципы разработки многопластовых месторождений / Д.А. Березовский [и др.] // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2017. – № 1. – С. 33–50.
13. Березовский Д.А., Савенок О.В., Кусов Г.В. Закономерности и изменения свойств нефти и газа в залежах и месторождениях // Булатовские чтения. – 2019. – Т. 1. – С. 114–119.
14. Галкин В.И., Колтырин А.Н. Вероятностная оценка влияния факторов на эффективность применения геолого-технических мероприятий // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 2. – С. 110–119.
15. Лаврентьев А.В., Савенок О.В., Березовский Д.А. Экспериментальные исследования механизмов гидродинамической устойчивости песчаника // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). Отдельная статья (специальный выпуск). – М. : Издательство «Горная книга», 2014. – № 09. – 28 с.
16. Савенок О.В., Поварова Л.В., Скиба А.С. Особенности эксплуатации добывающих скважин Западной Сибири // Булатовские чтения. – 2019. – Т. 2. – С. 164–167.

References:

1. Author's supervision over the implementation of the Technological development scheme of the Vostochno-Lambeysorskoye oil field. – Ukhta : Branch of PechorNIPIneft, 2015. – 267 p.
2. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremichuk R.S. Scientific bases and practice of oil and gas wells development. – Krasnodar : LLC «Publishing House – South, 2016. – 576 p.
3. Ladenko A.A., Savenok O.V. Theoretical bases of development of oil and gas fields. – M. : Infra-Engineering, 2020. – 244 p.
4. Ladenko A.A., Savenok O.V. Geophysical studies of wells in oil and gas fields. – M. : Infra-Engineering, 2021. – 260 p.
5. Geophysical research and work in wells: a training manual / V.V. Popov [et al.]. – Novocherkassk : Publishing house «Lik», 2017. – 326 p.



6. Geoinformatics of oil and gas wells / V.V. Popov [et al.]. – Novocherkassk : Publishing house «Lik», 2018. – 292 p.
7. Savenok O.V., Ladenko A.A. Development of oil and gas fields. – Krasnodar : Izd. FGBOU VO «KubGTU», 2019. – 275 p.
8. Savenok O.V., Kachmar Y.D., Yaremichuk R.S. Oil and gas engineering in well development. – M. : Infra Engineering, 2019. – 548 p.
9. Environmental aspects in the construction of oil and gas wells: a monograph / O.V. Savenok [et al.]. – M. ; Volgda : Infra-Engineering, 2021. – 652 p.
10. Abbasova S.V. On the possibility of using horizontal wells in order to improve technological processes of oil and gas production // Bulatov readings. – 2020. – Vol. 2. – P. 37–39.
11. Berezovskiy D.A., Lavrent'ev A.V., Savenok O.V. Prerequisites and tasks of rock modeling in terms of establishing the conditions for the onset of production complication factors // Science. Technique. Tekhnologii (Polytechnicheskii Vestnik). – 2014. – № 2. – P. 27–33.
12. Technologies and principles of development of multilayer fields / D.A. Berezovsky [et al.] // Science. Technique. Tekhnologii (Polytechnicheskii vestnik). – 2017. – № 1. – P. 33–50.
13. Berezovsky D.A., Savenok O.V., Kusov G.V. Regularities and changes in the properties of oil and gas in reservoirs and fields // Bulatov Readings. – 2019. – Vol. 1. – P. 114–119.
14. Galkin V.I., Koltyrin A.N. Probabilistic assessment of the impact of factors on the effectiveness of geological and technical measures // Bulatov Readings. – 2020. – Vol. 2. – P. 110–119.
15. Lavrent'ev A.V., Savenok O.V., Berezovsky D.A. Experimental studies of the mechanisms of hydrodynamic stability of sandstone // Mountain Information and Analytical Bulletin (scientific and technical journal). Separate article (special issue). – M. : Gornaya kniga Publishing House, 2014. – № 09. – 28 p.
16. Savenok O.V., Povarova L.V., Skiba A.S. Features of operation of producing wells in Western Siberia // Bulatov Readings. – 2019. – Vol. 2. – P. 164–167.