

УДК 622.276.6

**АНАЛИЗ И ОБЗОР ПРИМЕНЯЕМЫХ ТЕХНОЛОГИЙ
ВОССТАНОВЛЕНИЯ ПРОДУКТИВНОСТИ
И РАБОТОСПОСОБНОСТИ СКВАЖИН
НА МЕСТОРОЖДЕНИИ ДЫШ**

**ANALYSIS AND REVIEW OF APPLIED TECHNOLOGIES
FOR THE RECOVERY OF WELL PRODUCTIVITY
AND WELL SERVICEABILITY ON THE DYSH FIELD**

Яковлев Алексей Леонидович

Вице-президент
по развитию инвестиционных проектов,
ООО «КНГК-Групп»
yakovlev@kngk-group.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 выполнен анализ современного состояния разработки газонефтяного месторождения Дыш; установлена нефтегазоносность на текущий период и определены перспективы и варианты разработки месторождения; выполнен анализ и обзор существующих методов интенсификации добычи на месторождении Дыш. Целью статьи является анализ и обзор применяемых технологий восстановления продуктивности и работоспособности скважин на месторождении Дыш, а также различных методов интенсификации добычи пластовых флюидов с целью достижения проектного КИН.

Ключевые слова: технологии по интенсификации притока; растворение глинистых частиц; изменение обменного комплекса; разрушение глинистых частиц (разглинизация); разглинизация призабойной зоны пласта с применением разглинизирующего реагента; воздействие на пласт гидродинамическим пульсатором давления; комплексное использование технологий.

Yakovlev Aleksey Leonidovich

Vice President
for Investment Project Development,
LLC «KNGK-Group»
yakovlev@kngk-group.ru

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

Annotation. The article analyzes the current state of development of the Dysh gas and oil field; the oil and gas potential for the current period has been determined and the prospects and options for the development of the field have been determined; the analysis and review of existing methods of intensification of production at the Dysh deposit have been carried out. The purpose of the article is to analyze and review the technologies used to restore the productivity and efficiency of wells in the Dysh deposit, as well as various methods of intensifying production of reservoir fluids in order to achieve the design of oil recovery ratio.

Keywords: technologies for stimulation of inflow; dissolution of clay particles; change in the exchange complex; destruction of clay particles (decomposition); deglazing the bottomhole formation zone with the use of a decomposing reagent; impact on the reservoir by a hydrodynamic pressure pulsator; integrated use of technology.

Анализ и обзор текущего состояния показателей разработки газонефтяного месторождения Дыш

Месторождение Дыш находятся в Горяче-Ключевском районе Краснодарского края. Самым крупным населенным пунктом в районе является г. Горячий Ключ, расположенный в 55 км от г. Краснодара и связанный с ним шоссейной и железной дорогой (рис. 1).

В орографическом отношении район приурочен к переходной зоне от Прикубанской низменности к северному склону Кавказского хребта (хребет Пшаф) и характеризуется сильно расчлененной поверхностью.

Хребет Пшаф, с которого берут начало все речки (Псекупс, Гоноубат, Большой и Малый Дыш) и балки района, сложен эльбурганской свитой и доломитизированными известняками верхнего мела.

Промышленная нефтегазоносность месторождения Дыш установлена в 1954 году.

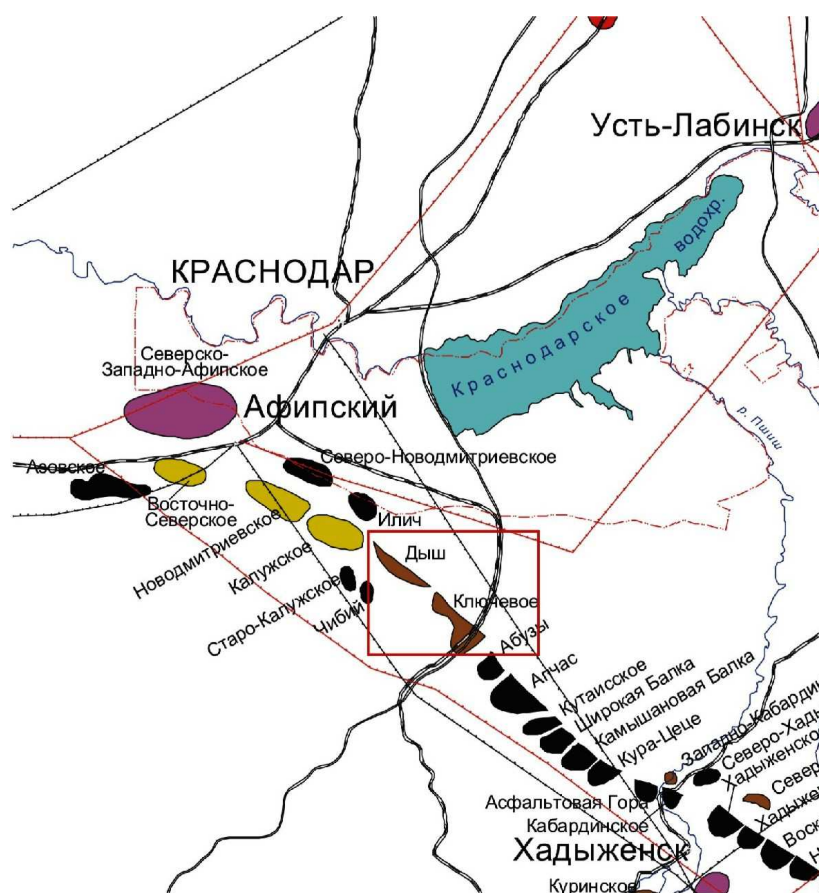


Рисунок 1 – Обзорная карта района работ

Ключевые этапы проектирования разработки месторождения

Разработка месторождения начата в 1954 году вводом в эксплуатацию скважин №№ 41 и 50 на I майкопском горизонте и скважины № 55 на II горизонте. Скважины вступили в эксплуатацию с дебитами жидкости от 32 до 39 тонн/сут.

Первым проектным документом на разработку I горизонта стала технологическая схема, выполненная КФ ВНИИнефть в 1956 году [1]. ЦКР утвержден вариант разработки с размещением 38 эксплуатационных скважин двумя рядами с расстоянием между скважинами 400 м и между рядами 450 м. Поддержание пластового давления не предусматривалось. Установлены уровни отбора нефти до 700 тонн/сут. и максимальная депрессия 2,5 МПа. Проектный фонд скважин был полностью реализован к концу 1957 года. Среднесуточный уровень отбора нефти составил при этом 519 тонн. До 1957 года разбуривалась только восточная часть залежи, т.к. участок западнее скважины № 125 не был разведан.

В том же 1957 году КФ ВНИИнефть выполнен анализ разработки I горизонта [2], где отмечено снижение пластового давления при существующих уровнях отбора жидкости и рекомендовано законтурное заводнение. С 1959 года разработка залежи осуществляется с поддержанием пластового давления путем законтурного и приконтурного заводнения. Нагнетание воды способствовало стабилизации пластового давления. В 1962-1965 гг. отборы снизились вследствие роста обводненности приконтурных скважин и перевода части скважин на периодическую работу из-за резкого увеличения газового фактора. В дальнейшем, благодаря вводу новых скважин и изоляции загазованных пропластков, достигнута стабилизация отборов.

В 1974 году КраснодарНИПИнефть составлен проект доработки месторождения [3], в котором рассмотрены варианты дальнейшего уплотнения сетки скважин I горизонта. В связи с падением давления и расширением газовой шапки предложено создать линию нагнетания из обводнившихся скважин первого ряда. Фактически под закачку переведены только обводнившиеся скважины №№ 45, 50, 111, 347 в период с 1987 по 1998 гг.

Также в проекте 1974 года впервые рассмотрена разработка II горизонта. К этому времени все пять заливов объекта были разбурены двумя рядами добывающих скважин, но поддержание пластового давления осуществлялось только на пятом заливе. В работе рассмотрены варианты с поддержанием давления путем закачки воды в законтурную область, а также газа высокого давления и воды в головную часть. По результатам расчетов рекомендован вариант с циклической закачкой газа и воды в головную часть залежей.

В работе [5] выполнен анализ состояния разработки пятого залива II горизонта, на котором работой [3] рекомендовалась закачка газа высокого давления. Отмечено, что проектные рекомендации не выполнены по причине отсутствия компрессора. В связи с невозможностью закачки газа, рекомендовано увеличить объемы нагнетаемой воды для достижения полной компенсации отборов.

В 1998 году РосНИПИтермнефть выполнен и утвержден протоколом ЦКР № 2414 от 15.09.1999 г. анализ разработки [5] с расчетом технологических показателей на период действия лицензионных соглашений. Рекомендовано пробурить 30 добывающих скважин на I горизонте для обеспечения равномерной выработки запасов, а также рассмотреть возможность применения полимерного заводнения для довыработки остаточных запасов. Довыработку запасов II горизонта предполагалось проводить существующим фондом скважин, без поддержания пластового давления.

В работе [6] отмечено, что увеличение закачки воды в нагнетательные скважины I горизонта не приводит к необходимой компенсации отборов жидкости из пласта, т.к. сопровождается возрастанием оттока воды за контур нефтеносности. Также рассмотрен вопрос о наличии перетоков пластовых флюидов между участками залежи. Сделан вывод о наличии латеральных перетоков нефти в направлении с востока на запад вдоль оси линий выклинивания и ВНК.

В проекте доработки I горизонта [7], составленном ОАО «РосНИПИтермнефть» в 2003 году, отмечено, что пластовое давление в зоне отбора упало ниже давления насыщения, и в призабойной зоне скважин начался режим растворенного газа. Для предотвращения дальнейшего развития этого режима, рекомендовано изменение системы разработки залежи путем организации внутриконтурного заводнения. Во избежание быстрого обводнения скважин, запланировано применение физико-химических методов воздействия. Для этого в восточной части залежи предусмотрено формирование трех разрезающих и приконтурного рядов нагнетательных скважин с закачкой оторочки раствора полимера.

Характеристика и оценка текущего состояния разработки месторождения Дыш в целом

В 1998 году в рамках «Анализа разработки месторождений ОАО «Роснефть-Краснодарнефтегаз» [5], утвержденного протоколом ЦКР № 2414 от 15.09.1999 г., по месторождению выполнен прогноз технологических показателей на период действия лицензионных соглашений.

В целом по месторождению (рис. 2) в 2006–2017 гг. проектный документ предполагал отбор 721,8 тыс. тонн нефти, фактически отобрано почти вдвое больше – 1387,8 тыс. тонн. Заложенного в расчеты снижения добычи со средним коэффициентом падения 0,82 фактически не происходило. При этом по жидкости отборы составили 2163,5 и 1911,5 тыс. тонн соответственно, то есть повышенные уровни отборов нефти достигнуты за счет значительно более низкой обводненности продукции.

В 2017 году коэффициент извлечения нефти достиг значения 0,530, отбор утвержденных извлекаемых запасов составил 99,1 %. Темп отбора равен 2,5 % от начальных и 72,9 % от текущих извлекаемых запасов нефти. Годовая добыча в 2006–2017 гг. росла, и только в последний год снизилась. Все эти показатели свидетельствуют о вовлечении в разработку дополнительных запасов нефти. Остаточные извлекаемые запасы составляют 111 тыс. тонн, что практически втрое меньше добычи 2007 года. Несомненно, утвержденные извлекаемые запасы нефти по месторождению будут превышены.

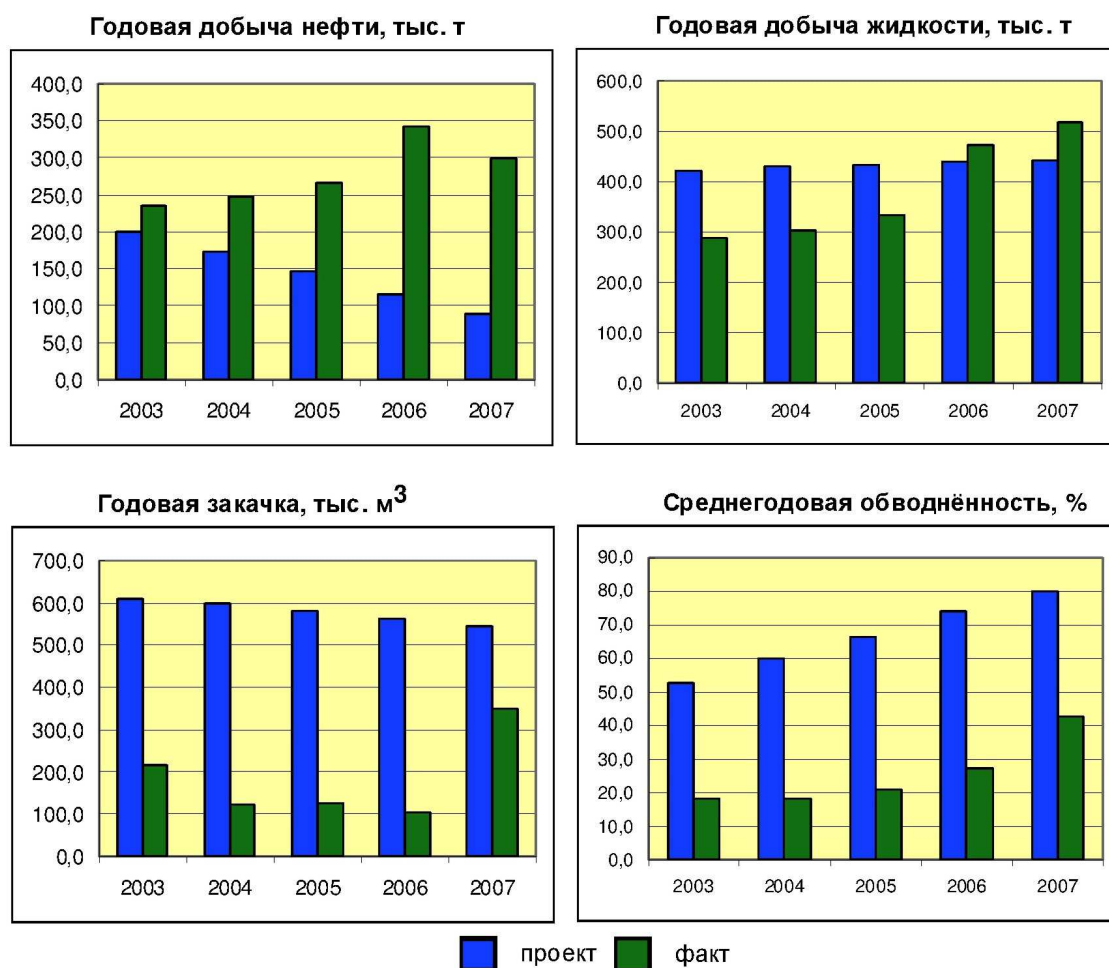


Рисунок 2 – Сопоставление проектных и фактических показателей разработки месторождения Дыш

83,4 % отобранной за период сопоставления нефти приходится на долю I горизонта. В 2017 году превышение добычи над проектной достигло 3,4 раз. Произошло это в основном вследствие более медленного роста обводненности. В 2013–2016 гг. она стабильно держалась на уровне 18–22 %, после чего стала расти темпами, превышающими проектные – до 49,2 %. Но и это значение значительно ниже проектного (84,3 %), что позволило при меньших дебитах по жидкости более чем в два раза превысить дебиты по нефти. Низкая обводненность достигнута за счет своевременной изоляции и переносов интервалов перфорации.

В рассмотренный период проектом предусматривалась повышенная компенсация отборов жидкости закачкой, на уровне 120 % ежегодно. Для этого нагнетание должно было осуществляться в 30 скважин, с приемистостью 52–59 м³/сут. Фактически приемистость соответствовала проектной, но действующий фонд был гораздо меньше и не превышал 14 скважин. Поэтому закачка составляла от 17 до 50 % от уровня отборов, т.е. компенсация была недостаточной для поддержания пластового давления. Это справедливо и для 2016 года, когда увеличение объемов закачки также не позволило компенсировать возросшие отборы.

К концу рассматриваемого периода средняя обводненность достигла 48,6 % вместо 84,3 %, что позволило сохранить больший действующий фонд добывающих скважин – 130 против 86 по проекту. Объясняется это как отсутствием выбытия обводнившихся скважин, так и большими объемами бурения в эти годы – 24 скважины вместо 6. Новые скважины обеспечили 19,3 % суммарной добычи нефти за пять лет. Дебиты их были несколько выше проектных, обводненность – ниже. Высокий средний дебит новых скважин 2016 г. объясняется исключительно высокой продуктивностью скважины 499. Две другие скважины проработали 11–13 сут. и их гораздо более низкие дебиты почти не отразились на средней цифре.

По II горизонту в 2013–2015 гг. уровни отборов нефти несколько выросли, хотя в сумме имел место меньший отбор по сравнению с проектом. Причина заключается в том, что стабильно работающих скважин оказалось меньше предусмотренного проектом количества, и действующий добывающий фонд составлял 16–20 единиц вместо 26–27. Резкий рост отборов в 2015–2016 гг., вызванный успешным проведением мероприятий, позволилкратно превысить проектные уровни в эти годы. Определяющую роль в данном превышении сыграл рост дебитов скважин по жидкости в 3,1 раз за два года.

В середине 2016 года на II горизонте были пробурены две новые добывающие скважины, которые благодаря достаточно высоким дебитам, примерно вдвое превышающим средние, и небольшому фонду объекта, дали 14,0 % от общей добычи.

Поддержание пластового давления проектным документом в рассматриваемый период не планировалось. По факту в 2016 году закачка возобновлена, для чего использовались три скважины, из которых на конец года действовали две. Реально на динамику пластового давления могла повлиять только скважина № 211, на долю которой приходится 97,4 % годового объема закачки. Отметим, что это первый опыт закачки на третьем заливе горизонта.

Разбуривание месторождения начато в 1954 году. В течение шести лет в эксплуатацию был введен основной фонд скважин, на обоих объектах пробурено два ряда эксплуатационных скважин. В 1959 году начато поддержание пластового давления путем законтурного и приконтурного заводнения. В последующие 25 лет фонд оставался достаточно стабильным, к 1984 году уменьшившись до 80 добывающих и 18 нагнетательных скважин. С 1985 года начинается интенсивное уплотнение сетки скважин, с увеличением фонда более чем в два раза. На многих участках соседние скважины располагаются теперь на расстоянии 100–200 м, вместо прежних 300–400 м.

Скважины вводились в эксплуатацию фонтанным способом. Напор контурной воды и газовой шапки (на I горизонте) обеспечили длительный период фонтанной эксплуатации. При снижении пластового давления осуществлялся перевод скважин на механизированный, в основном глубинно-насосный, способ эксплуатации.

За прошедшее время проектный фонд скважин полностью реализован, пробурено 53 скважины вместо предусмотренных проектом 30 (табл. 1). Характеристика фонда скважин на текущий момент приведена в таблице 2. В настоящее время в действующем фонде находится 146 добывающих скважин, из них 26,0 % – фонтанные. 80 добывающих скважин находится в бездействующем, консервационном либо наблюдательном фонде. Из 33 нагнетательных скважин действующих 12. 89 % действующего добывающего и 83 % нагнетательного фонда относится к I горизонту.

Таблица 1 – Состояние реализации проектного фонда скважин месторождения Дыш по состоянию на 01.01.2018 г.

n/n	Категория фонда	I горизонт	II горизонт	Месторождение
1	2	3	4	5
1	Утвержденный проектный фонд, всего	178	28	206
	в том числе:			
	добывающие	148	28	176
	нагнетательные	30	–	–
	газовые	–	–	–
	контрольные	–	–	–
	водозаборные	–	–	–
2	Фонд скважин на 01.01.2018 г., всего	222	37	259
	в том числе:			
	добывающие	130	16	146
	нагнетательные	11	2	13
	наблюдательные	47	14	61
	бездействующие	29	5	34
	в консервации	5	–	5

Отраслевые научные и прикладные исследования: Науки о земле

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5
3	Фонд скважин для бурения на 01.01.2018 г., всего	30	–	30
	в том числе:			
	добывающие	–	–	–
	нагнетательные	–	–	–
	газовые	–	–	–
	контрольные	–	–	–
	водозаборные	–	–	–

Таблица 2 – Характеристика фонда скважин месторождения Дыш по состоянию на 01.01.2018 г.

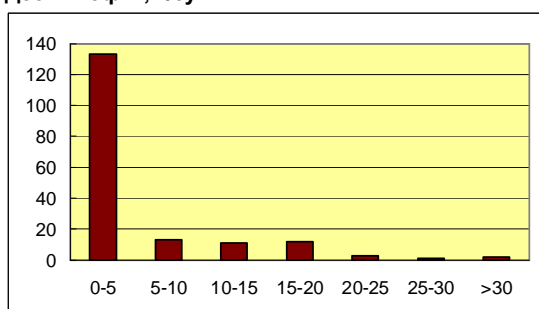
Наименование	Характеристика фонда скважин	Количество скважин		
		I горизонт	II горизонт	Место-рождение
Фонд добывающих скважин	Пробурено	213	47	260
	Возвращено с других горизонтов	6	–	
	Всего	219	47	260
	В том числе:			
	Действующие	130	16	146
	из них: фонтанные	34	2	36
	ЭЦН	1	5	6
	ШГН	94	9	103
	газлифт:	1	–	1
	Бездействующие	11	3	14
	В освоении после бурения	–	–	–
	В консервации	5	–	5
	Наблюдательные	47	14	61
	Переведены под закачку	17	4	21
	Переведены на другие горизонты	–	6	–
	В ожидании ликвидации	–	2	2
	Ликвидированные	9	2	11
Фонд нагнетательных скважин	Пробурено	12	–	12
	Возвращено с других горизонтов	–	–	–
	Переведены из добывающих	17	4	21
	Всего	29	4	33
	В том числе:			
	Под закачкой	11	2	13
	Бездействующие	18	2	20
	В освоении	–	–	–
	В консервации	–	–	–
	В отработке на нефть	–	–	–
	Переведены на другие горизонты	–	–	–
	В ожидании ликвидации	–	–	–
Ликвидированные	–	–	–	

Особенностью разработки залежи нефти I и II майкопских горизонтов является невысокая обводненность продукции скважин на протяжении всей истории разработки.

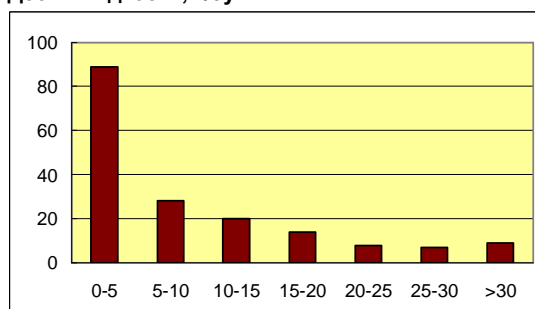
Вода до 2016 года достигала 23 %, но в результате проведения геолого-технических мероприятий по ее отсечению (в основном изоляция цементным раствором и переносом интервала перфорации) обводненность не росла. Такой факт связан также с щадящим режимом разработки залежи, присущим месторождениям с газовой шапкой (темп отбора от начальных извлекаемых запасов не превышал 2 %), и в основном законтурной системой поддержания пластового давления. После интенсификации отборов обводненность продукции по I горизонту повысилась.

Распределение скважин по текущим и накопленным показателям приведено на рисунках 3 и 4. Дебит нефти скважин I горизонта в 2017 году в среднем составлял 4,6 тонн/сут., при этом более половины скважин работают с дебитом менее 2 тонн/сут. Обводненность изменяется от 0 до 98 %, причем скважины распределены достаточно равномерно во всем диапазоне.

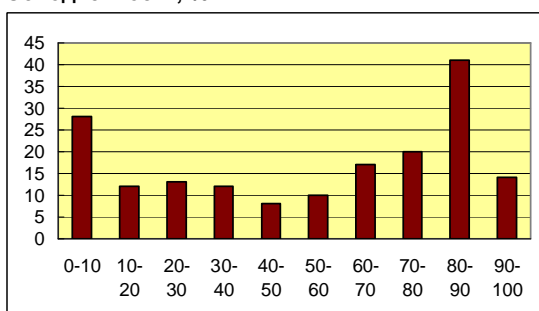
Дебит нефти, т/сут



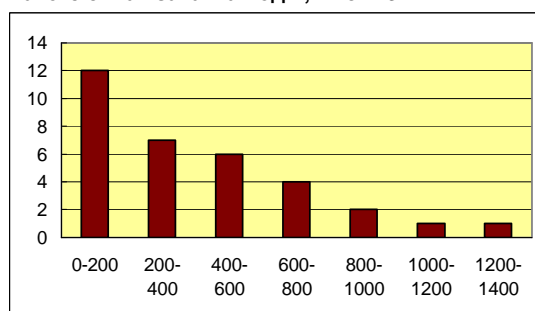
Дебит жидкости, т/сут



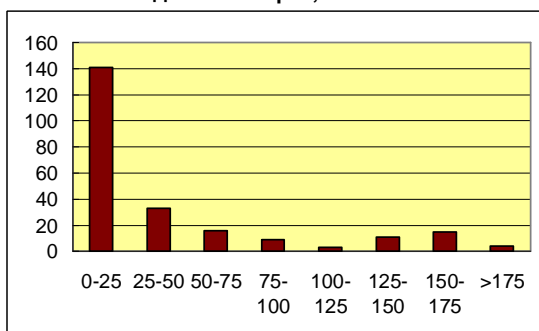
Обводнённость, %



Накопленная закачка воды, тыс. м3



Накопленная добыча нефти, тыс.т



Накопленная добыча жидкости, тыс.т

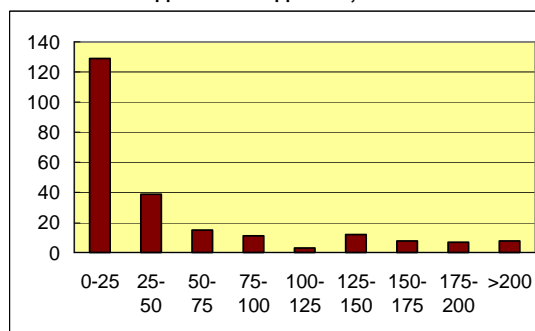


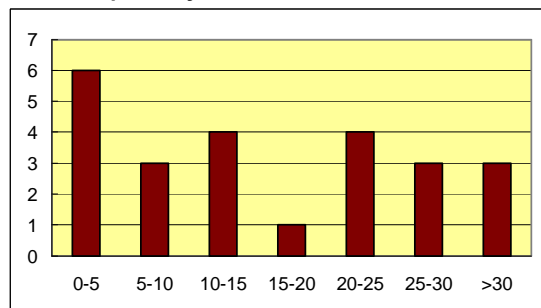
Рисунок 3 – Распределение скважин I майкопского горизонта месторождения Дыш по текущим и накопленным показателям

На II горизонте фонд значительно меньше, но показатели его лучше. Дебит скважин по нефти доходит до 41 тонн/сут., почти равномерно распределяясь в интервале изменения. С дебитом до 2 тонн/сут. работает всего 5 скважин. Обводненность изменяется от 3 до 57 %. За последние два года дебиты скважин выросли более чем в три раза, в основном за счет ГРП.

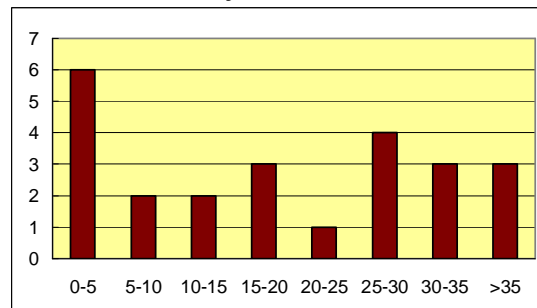
I и II майкопские горизонты месторождения Дыш введены в разработку в 1954 году. В 1954–1960 гг. оба объекта разбурены двумя рядами добывающих скважин. В

1959–1960 гг. введены в эксплуатацию первые нагнетательные скважины. Объемы закачки весьма незначительны, как и ее влияние на отборы жидкости. Дебиты скважин остаются стабильными, обводненность растет медленно, с тем же темпом, что и до начала закачки.

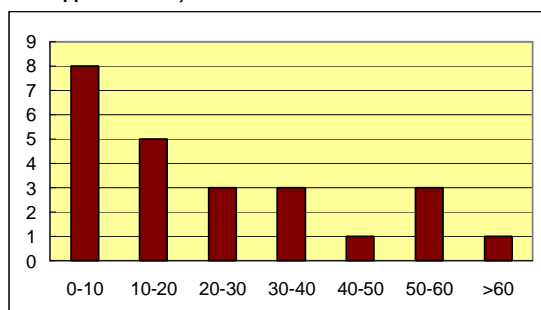
Дебит нефти, т/сут



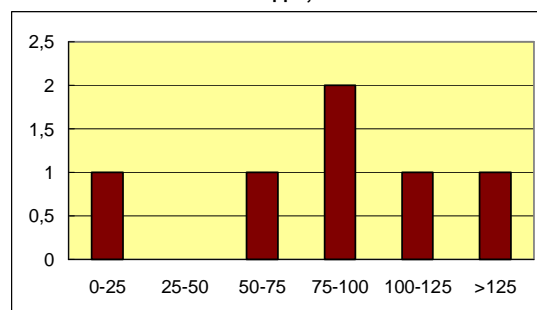
Дебит жидкости, т/сут



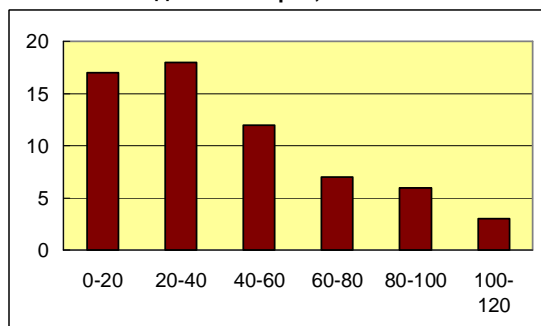
Обводненность, %



Накопленная закачка воды, тыс. м3



Накопленная добыча нефти, тыс.т



Накопленная добыча жидкости, тыс.т

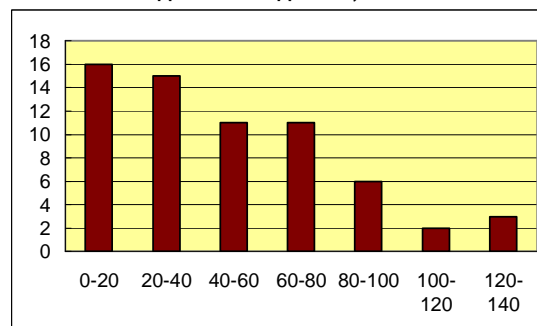


Рисунок 4 – Распределение скважин II майкопского горизонта месторождения Дыш по текущим и накопленным показателям

На II горизонте закачка так и осталась незначительной до сегодняшнего дня. На I же горизонте в 1973–1979 гг. ее объемы выросли вчетверо. Причем произведено это было не путем увеличения приемистости, а вводом новых нагнетательных скважин вдоль всей линии контура.

С 1985 года начинается второй этап разбуривания I горизонта. Сетка скважин уплотнена в несколько раз. Своевременное выполнение мероприятий по изоляции обводненных интервалов и переносу интервалов перфорации позволила держать обводненность на достаточно низком уровне, не превышая 30 %, и даже снизив ее к 2004 году до 18 %.

На II горизонте объемы бурения в 1980–1990-е годы был значительно меньше. Сетка скважин здесь не такая плотная, как на I горизонте, поэтому добыча по сравнению с предыдущим периодом сократилась, и темп отбора составлял около 1 % в год от НИЗ. В 1995 году прекращена закачка воды на II горизонте.

В 2016–2017 гг. на месторождении выполнен значительный объем мероприятий по интенсификации добычи: ГРП, перевод на механизированный способ добычи, опти-

мизация оборудование и депрессии на пласт. Эти мероприятия позволили на месторождении, находящемся на завершающей стадии разработки, существенно увеличить темпы отбора. В результате в 2016 году добыча по I горизонту возросла на 15,6 % по сравнению с 2017 года, а по II горизонту – на 135,7 %. Основная заслуга в столь резком росте добычи II горизонта принадлежит ГРП, позволившим увеличить дебит скважин почти втрое.

Объемы выполняемых мероприятий весьма значительны. В 2016 году выполнено 46 ГТМ, основные из которых ГРП и РИР, 98 мероприятий по ИДН, в основном смена штуцера, увеличение числа качаний, смена насоса. В 2017 году – 40 ГТМ и 32 ИДН. Таким образом, на месторождении с общим фондом 261 скважин и действующим 157 скважин за два последних года выполнено 216 мероприятий, в т.ч. 86 ГТМ и 130 ИДН.

В целом ИДН выполнены на 95 скважинах (60,5 % действующего фонда), ГТМ – на 69 скважинах (43,9 %). По многим скважинам различные мероприятия выполнялись неоднократно, поэтому всего за два года охвачено мероприятиями 124 скважины (79,0 %).

Объемы закачки на I горизонте в 2013–2016 гг. были небольшими, компенсация отборов составляла не около 100 %, как в предыдущий период, а от 17 до 27 %. На II горизонте в 2016 году после длительного перерыва возобновлена закачка.

На I горизонте в результате интенсификации добычи в 2017 году получили максимальную годовую добычу за всю историю разработки. Негативным следствием явилось снижение пластового давления, вторжение и прорывы контурных вод, большинство скважин стали резко обводняться. Дебиты скважин по жидкости возросли почти в полтора раза, однако к росту добычи нефти это не привело. За два года (2015–2016 гг.) средняя обводненность возросла с 22,0 до 48,6 %. Коэффициент падения добычи нефти в 2016 году составил 0,795, хотя ранее он никогда не опускался ниже 0,923.

На втором горизонте доля скважин с интенсифицированной добычей была значительно больше, чем на первом. Кроме того, здесь преобладали ГРП, которые позволяют получить наибольший прирост добычи. Поэтому по объекту получен резкий рост добычи – в 2,7 раз за два года. Уровни добычи приблизились к максимальным за историю и стали наибольшими за последние 45 лет. Обводненность за два года возросла с 9,3 до 15,3 %. Если посмотреть на динамику добычи последних лет ежемесячно, то видно, что последнее время добыча нефти и жидкости постепенно снижается, и за полгода сократилась в 1,3 раз, вернувшись к уровню середины 2015 года. Дебиты скважин по жидкости снижаются, а обводненность растет, что привело к снижению добычи по сравнению с максимальной, достигнутой за счет ГРП, на 40 %.

В целом по месторождению и в отдельности по объектам, в первые годы разработки наблюдается рост обводненности продукции. К концу 1970-х годов она достигает 12–20 %. В дальнейшем, благодаря изоляции и переносу интервалов перфорации, удавалось избежать роста обводненности. На протяжении 35–40 лет доля воды оставалась достаточно стабильной, составляя 15–25 %.

Быстрый рост обводненности отмечается в последние два года на I майкопском горизонте. Интенсификация добычи нефти привела к значительному росту отборов жидкости из залежи. Малоэффективная система ППД не позволила компенсировать отборы закачиваемой водой. Давление в залежи упало, что привело к вторжению большого объема контурных вод. Произошел прорыв вторгшейся воды ко многим скважинам, скачкообразно обводнившимся до 70–98 %. При этом наблюдается схожая динамика обводнения по всей длине 14-километровой залежи.

На II горизонте обводненность скважин остается на уровне 10–20 %. В этом диапазоне она колеблется, начиная с конца 1960-х годов. Интенсификация добычи, выполненная здесь в последние годы, также привела к падению давления ниже давления насыщения в зоне отбора, а система ППД на объекте практически отсутствует. Поэтому при сохранении существующей ситуации вероятно вторжение в залежь контурных вод.

На I майкопском горизонте история показала эффективность реализованной системы разработки. Щадящие уровни отборов позволяли поддерживать пластовое давление близким к начальному. Несмотря на близость начального пластового давления (21,8 МПа) к давлению насыщения (17,8 МПа), на протяжении всей истории разработки удавалось избегать развития режима растворенного газа.

Система ППД на объекте реализована давно и в широком объеме. На протяжении всей площади залежи, вдоль контура сформирован ряд нагнетательных скважин. В этом виде система с небольшими изменениями существует уже тридцать лет. Однако эффективность такой системы вызывает большие сомнения. Зависимость пластового давления от накопленного отбора жидкости в пластовых условиях показывает, что результативность закачки под вопросом. Основным режимом залежи был и остается естественный упруговодонапорный. Законтурное и приконтурное заводнение показало себя малоэффективным.

Большие объемы бурения и интенсификация добычи в последние годы привели к существенному увеличению отборов. Вместе с тем, объемы закачки с 2006 по 2015 гг. постоянно снижались, увеличившись только в 2016 году. Как следствие, в настоящее время пластовое давление на многих участках опустилось до давления насыщения и для предотвращения разгазирования нефти необходимо переносить закачку внутрь контура.

На II горизонте поддержание давления осуществлялось не на всех заливах, и закачка всегда производилась в незначительных объемах, мало влияя на энергетическое состояние объекта. В 1995–2006 гг. нагнетание воды прекратили, а в последний год возобновили, но практически весь объем закачки (97,4 %) приходится на работу одной приконтурной скважины во второй половине года. Реакция ближайших добывающих скважин на эту закачку отсутствует, в нынешнем виде это больше похоже на захоронение вод. Эффективность его для целей ППД близка к нулю.

На государственном балансе по состоянию на 01.01.2017 г. по месторождению Дыш числились остаточные извлекаемые запасы нефти в количестве 111 тыс. тонн, причем все они относятся к I горизонту. На II горизонте остаточных запасов не числится. Учитывая, что в 2016 году по месторождению добыто 297,9 тыс. тонн нефти, утвержденный КИН будет значительно превышен.

В истории разработки I майкопского горизонта можно выделить следующие периоды:

1. 1954–1958 гг. – разбуривание залежи;
2. 1959–1960 гг. – начало закачки воды;
3. 1961–1972 гг. – стабильная работа;
4. 1973–1979 гг. – интенсификация закачки;
5. 1980–1984 гг. – стабильная работа;
6. 1985–2015 гг. – уплотнение сетки скважин.

Определение прогнозной добычи нефти производился для трех периодов: двух этапов стабильной работы (1961–1972 и 1980–1984 гг.) и для текущего этапа (до 2007 года). Расчет проводился по всем стандартным формулам, из которых наилучшую сходимость показали методики, предложенные Г.С. Камбаровым, А.М. Пирвердяном, С.Н. Назаровым и Н.В. Сипачевым.

Расчеты показывают, что разбуривание залежи двумя рядами добывающих скважин позволяло отобрать 5512,8 тыс. тонн нефти. Хотя поддержание пластового давления начато на объекте в 1959 году, объемы его оставались до 1972 года незначительными. Нагнетание воды осуществлялась в четыре скважины, расположенные в восточной части залежи, на расстоянии от 10 до 500 м за внешним контуром нефтеносности. Даже если принять эффективность закачки равной 100 %, годовая компенсация в 1959–1972 гг. была на уровне 30–50 %.

В 1973–1977 гг. количество нагнетательных скважин увеличено с 4 до 16. Новые скважины расположены ближе к контуру, а некоторые и в приконтурной зоне. Четыре нагнетательные скважины введены в западной части залежи. В 1978–1979 гг. увеличены объемы закачки таким образом, что в 1978 году достигнут уровень компенсации 100,6 %, а в 1979 году – 124,0 %. Положительный эффект расширения системы ППД прослеживается по характеристикам вытеснения. Прогнозная добыча нефти возрастает до 8543,4 тыс. тонн, т.е. на 55 %.

С 1985 года начинается уплотнение сетки скважин на объекте. Объемы бурения весьма значительны и превышают ранее выполненные вдвое. Так, до 1985 года было пробурено 64 скважины, после – 131. Кроме того, 12 скважин были переведены с II го-

ризонта. Трехкратное увеличение фонда позволило нарастить прогнозную добычу нефти до 14104,6 тыс. тонн, на 65 %. Дополнительная добыча нефти за счет бурения одной новой скважины составляет в среднем 42,5 тыс. тонн. Плотность сетки скважин формально возросла при этом с 28 до 9 га/скв., а фактически в зоне разбуривания она выросла значительно больше, т.к. расстояния между соседними скважинами уменьшились с прежних 300–500 м до 50–150 м.

Таким образом, по характеристикам вытеснения, построенным по данным годовой добычи нефти жидкости, остаточные запасы нефти I майкопского горизонта на 01.01.2017 г. составляют 4882,6 тыс. тонн. Однако в 2013–2016 гг. на объекте выполнены многочисленные мероприятия по интенсификации добычи нефти. На многих скважинах проведены ГРП, увеличен диаметр штуцера, осуществлен перевод на механизированный способ добычи, оптимизировано оборудование. В результате достигнут резкий рост дебитов скважин по жидкости: 2013 год – 5,5; 2014 год – 6,0; 2015 год – 7,6; 2016 год – 8,6 тонн/сут. За три года средний дебит вырос в 1,6 раз. Поскольку фонд за это время изменился незначительно, пропорционально дебитам увеличились и годовые отборы жидкости, достигнув в 2007 году 420,4 тыс. тонн. Надо отметить, что постоянный уровень отбора жидкости поддерживался на объекте в течение примерно 40 лет, колеблясь на протяжении всего этого времени в районе 200 тыс. тонн в год. Резкое увеличение отборов привело к прорывам контурных вод в добывающие скважины. Обводненность увеличивалась вслед за отборами и с 18,3 % в 2013 году возросла до максимального за историю значения 48,6 % в 2007 году.

В истории II горизонта выделяются следующие периоды:

1. 1954–1960 гг. – разбуривание залежи;
2. 1960 год – начало закачки воды;
3. 1961–1989 гг. – стабильная работа;
4. 1990–1996 гг. – уплотнение сетки скважин;
5. 1997–2007 гг. – стабильная работа.

Прогноз по характеристикам вытеснения рассчитывался для двух периодов: 1961–1989 и 1997–2007 гг.

Основное бурение на объекте выполнено в 1954–1960 гг. – 75 % от всего объема бурения к настоящему времени. Закачка проводится с 1960 года, но осуществлялась она на отдельных участках и в незначительных масштабах, с компенсацией 20–30 % отобранной жидкости. Такая система разработки по прогнозу позволяла отобрать 3471,3 тыс. тонн нефти.

В 1990–1996 на залежи пробурено еще 10 скважин, в 2013 году – еще 2. Благодаря уплотнению сетки произошло увеличение прогнозных извлекаемых запасов нефти до 4298,2 тыс. тонн. На разбуриваемых участках расстояние между скважинами уменьшилось с 300–350 до 200–250 м. Дополнительная добыча нефти на одну новую скважину составляет 55,1 тыс. тонн.

На II майкопском горизонте интенсификация добычи проводилась преимущественно путем ГРП и не привела к такому резкому обводнению, как на I горизонте. На основании средней обводненности можно было бы сделать вывод, что обводнение незначительно: 2012 год – 9,3; 2015 год – 13,8; 2016 год – 15,3 %. Однако здесь сказывается малый фонд скважин. Отдельные скважины, добывающие наибольшие объемы продукции, преимущественно определяют и средние показатели. На самом деле, из 16 добывающих скважин, работавших в 2016 году (исключены две новые), рост обводненности отмечен по 13. Так, в 2013 году обводненность скважин варьировала от 1 до 21 %, а в 2016 году – от 4 до 76 %. То есть здесь интенсификация добычи также привела к ускоренному обводнению, но оценить эффект пока затруднительно.

Теперь о том, почему приведенные выше характеристики не следует использовать для прогноза. В данном случае оценка величины извлекаемых запасов с помощью большинства характеристик вытеснения может быть выполнена с очень большой погрешностью. Такие характеристики предполагают рост обводненности продукции, который происходит при «классической» разработке месторождения. На рассматриваемом же месторождении в течение 30–40 лет удавалось сдерживать обводненность путем своевременного выполнения РИР и переносов интервалов перфорации. В этих условиях, расчет

по характеристикам, использующим данные по добыче воды дает завышенные значения запасов, и полученные значения могут сильно отличаться от реальных.

Если не применять характеристики, использующие данные по добыче воды (добыче жидкости, обводненности), то остаются методики, основанные на зависимостях годовой добычи и дебитов нефти от накопленной добычи нефти и времени. На I горизонте есть дополнительное ограничение. Здесь мало информативен также расчет по характеристикам, предполагающим снижение годовой добычи нефти. Причина заключается в совсем недавнем завершении второго этапа бурения, когда в 1985–2013 гг. ежегодно бурилось в среднем по шесть скважин. При этом вместо снижения происходил постоянный рост добычи, характерный, скорее, для начальной, а не завершающей стадии разработки.

Расчет наиболее применимых характеристик дает по II горизонту следующие результаты: $Q_n(t) - 3392,4$ тыс. тонн, $Q_n(\sum Q_n) - 3611,8$ тыс. тонн, $q_{н,уд}(\sum Q_n) - 3532,5$ тыс. тонн. Среднее значение – 3512,2 тыс. тонн. По интегральным и основанным на обводнении характеристикам среднее составляет 4298,2 тыс. тонн. Это значение, как видим, намного завышено, разница в остаточных запасах почти двукратная.

Наиболее близкий к среднему значению прогноз получен по характеристике В.Д. Лысенко. Для проверки расчета и оценки влияния мероприятий последних лет было выполнено построение этой характеристики на основе помесечных данных за период 2006–2016 гг. В результате расчета выяснилось, что до 2014 года происходило постоянное снижение дебитов скважин, и по прогнозу суммарная добыча нефти должна была составить 2488,3 тыс. тонн. Благодаря увеличению дебитов за счет ГРП, прогноз увеличился до 3443,3 тыс. тонн. Рассчитанное значение достаточно близко к вычисленному по данным годовой добычи. Это говорит не только в пользу корректности расчетов, но и о том, что увеличение отборов на II горизонте путем снижения скин-фактора не оказало негативного влияния на ход разработки.

По I горизонту результаты расчета такие: $Q_n(t) - 11025,1$ тыс. тонн, $Q_n(\sum Q_n) - 14595,2$ тыс. тонн, $q_{н,уд}(\sum Q_n) - 11645,0$ тыс. тонн. По первым двум характеристикам для расчета взят период до начала второго этапа разбуривания залежи. Среднее значение – 12421,8 тыс. тонн. По интегральным и основанным на обводнении характеристикам среднее значение составляет 14104,6 тыс. тонн. Расхождение остаточных запасов – в полтора раза.

Расчет характеристики по данным помесечной добычи показывает, что до 2014 года залежь выходила на 12767,3 тыс. тонн суммарно добытой нефти. Это значение, близкое к рассчитанному по годовой добыче. После интенсификации отборов падение дебитов скважин по нефти очень резкое, и прогноз снизился до 9851,8 тыс. тонн.

Построение карт текущих нефтенасыщенных толщин показывает, что остаточные запасы нефти сосредоточены в основном в центральной и восточной частях I майкопского горизонта и в заливах II горизонта 2, 3 и 5.

Ранее [3] определялись текущие нефтеотдачи каждого из субъективно выбранных участков залежей, которые связывались с плотностью сетки скважин, определялись перетоки между участками залежи. Сопоставление указанных величин позволяли сделать следующие выводы:

- выработка запасов нефти по площади осуществляется неравномерно;
- наибольшие коэффициенты нефтеотдачи достигнуты на западном крыле складки I горизонта и в 4 заливе II горизонта при практически одинаковой плотности сетки скважин;
- коэффициенты нефтеотдачи по участкам плохо коррелируются с плотностью сетки скважин, в связи с этим и определялось наличие возможных перетоков нефти между участками.

В настоящее время плотность сетки скважин в центральной части и на восточном крыле залежи путем бурения новых скважин и зарезок вторых стволов скважин приведена в соответствие удельным остаточным запасам нефти по залежи. Поэтому вопрос о перетоках между участками не представляет большого интереса. Кроме того, при существующих депрессиях на пласт трудно представить себе возможность таких перетоков, фильтрация осуществляется в одном направлении – к забоям скважин.

О степени выработки пласта по продуктивным пачкам можно судить по данным истории разработки залежи, на основании результатов гидродинамических исследований по определению профилей притока и приемистости, по результатам исследований керна в оценочных скважинах, по результатам специальных исследований (СО каротаж и ядерные методы) в добывающих скважинах и на основании анализа направлений и профиля вытеснения нефти с помощью индикаторов притока (меченых жидкостей).

В 2011 году на основании результатов бурения вторых стволов и новых эксплуатационных скважин и единичных исследований скважин методом импульсного нейтронного каротажа ООО «Нефтегазовая производственная экспедиция» была построена карта текущих нефтенасыщенных коллекторов, которая объективно носит оценочный характер.

В работе [3] достаточно подробно рассмотрен вопрос о наличии перетоков пластовых флюидов с одного участка на другой, исходя из сопоставления начальных балансовых и извлекаемых запасов и накопленных отборов нефти по скважинам и динамики изменения плотности сетки скважин по промысловым участкам разработки. Сделан вывод о наличии латеральных перетоков нефти в направлении с востока на запад вдоль оси линий выклинивания и ВНК.

Определение остаточной нефтенасыщенности коллекторов по продуктивным пачкам на основании исследований керна по скважинам №№ 473 и 479, пробуренным в 2013 году, позволило выявить выработанные обводненные пропластки и перспективно нефтенасыщенные [7]. Наибольшей величиной остаточной нефтенасыщенности характеризуется вторая пачка.

В 2010–2015 гг. проведены специальные исследования по выделению нефтяных и обводненных пластов.

В 2010 году исследования методом импульсного нейтронного каротажа проведены в наблюдательной скважине № 211. По результатам исследований нефтенасыщенными являются пласты второй пачки, находящиеся между обводненными пропластками той же пачки, и отдельные пропластки нижележащих третьей и четвертой пачек. Количественная характеристика остаточной нефтенасыщенности не выполнена.

В 2013 году в скважинах №№ 209 и 286 проведены исследования комплексом ядерно-физических методов. По скважине № 209 наибольшими значениями остаточной нефтенасыщенности характеризуются коллектора двух верхних пачек – до 42–45 %. Верхняя пачка более перспективна по суммарным нефтенасыщенным толщинам. Нижняя пачка пластов II горизонта выработана – текущая нефтенасыщенность в интервалах пластов-коллекторов варьирует в диапазоне 25–28 %.

По скважине № 286 наибольшими средневзвешенными значениями текущей нефтенасыщенности характеризуется верхняя пачка – интервал изменения 42–59,6 %. По группе пластов-коллекторов в интервале 2085–2112 м текущая нефтенасыщенность оценивается в 20–43 %.

Для определения нижней границы фильтрации нефти в этих скважинах необходимо провести поинтервальное опробование пластов.

Использование меченых жидкостей по контролю за заводнением месторождения Дыш с использованием индикаторов потока осуществлялось в 1991 году. Основной вывод – улучшение фильтрационно-емкостных свойств пород вдоль центральной оси залежи, обусловленный наибольшими величинами нефтенасыщенных толщин по этой оси.

Высокий текущий коэффициент нефтеизвлечения в целом по залежи обусловлен работой трех видов энергии:

- энергия расширяющейся газовой шапки;
- энергия режима растворенного газа;
- энергия водоносной области и нагнетаемой воды.

Оценка доли каждого вида энергии в суммарной добыче нефти из залежи выполнена в работе [5].

Газонефтяной контакт за всю историю разработки по отдельным участкам залежи опустился на 10–24 м по отношению к первоначальному. Безусловно, это вызывает потери извлекаемых запасов в целом по залежи, однако, в связи с отсутствием специальных исследований по определению коэффициента извлечения нефти газом, количественно оценить эти потери не представляется возможным.

Развитие режима растворенного газа в залежи неизбежно приведет к снижению уровней добычи нефти и конечного коэффициента нефтеотдачи, что в совокупности с недостаточной эффективностью законтурного заводнения, вызывающей падение давления в залежи, предопределяет изменение системы разработки.

По результатам анализа разработки месторождения Дыш могут быть сделаны следующие выводы:

1. На месторождении реализована высоко эффективная система разработки. Сформирована плотная сетка скважин, охватывающая всю площадь нефтеносности. Оптимальный темп отборов позволил практически на естественном режиме достичь высокого значения коэффициента нефтеотдачи.

2. Система ППД на I горизонте с нагнетанием воды в законтурную и приконтурную части залежи оказалась низко эффективной. На II горизонте ППД практически не осуществлялось. Пластовое давление в зоне отбора на обоих объектах упало до давления насыщения. Для предотвращения развития режима растворенного газа требуется организация внутриконтурного заводнения.

3. За последние два года на месторождении выполнены многочисленные мероприятия, позволившие увеличить добычу нефти: ГРП, РИР, перевод на механизированный способ добычи, смена штуцеров и насосов, оптимизация режима работы. На I горизонте интенсификация повлекла за собой резкое обводнение многих скважин контурной водой. До решения проблемы ППД на данном объекте разработки проводить дальнейшие мероприятия по интенсификации нецелесообразно.

4. Наиболее высокую эффективность за историю разработки показали мероприятия по изоляции и переносу обводнившихся интервалов перфорации. Необходимо продолжать их выполнение в широком объеме, особенно на обводняющемся I горизонте.

5. Извлекаемые запасы нефти, стоящие на государственном балансе, будут превышены в ближайшее время. Пробуренные за последний год скважины подтвердили наличие зон с невыработанными запасами нефти. Переходящий фонд скважин весьма большой для месторождения на поздней стадии разработки, характеризуется достаточно высокими дебитами и небольшой обводненностью. Все это говорит о необходимости приращения извлекаемых запасов по обоим объектам.

6. Быстрый рост обводненности привел к значительному снижению отборов нефти за последний год по I горизонту и по месторождению в целом. Динамика добычи позволяет предположить дальнейшее продолжение снижения уровней.

7. Для достоверного контроля энергетического состояния месторождения необходимо осуществлять регулярные замеры давлений и уровней по всему фонду скважин.

Опыт применения технологий по интенсификации притока на месторождении Дыш

В процессе разработки месторождения ряд скважин работает гораздо ниже своих потенциальных возможностей. Это обусловлено рядом причин, но одной из основных является взаимодействие глинистых минералов и воды.

Естественная проницаемость пласта сохраняется лишь до его вскрытия в процессе бурения и зависит от физико-химического и гранулометрического состава минералов и пластового флюида. Но в процессе вскрытия пласта в него поступает фильтрат промывочной жидкости. Его количество и глубина проникновения при прочих равных условиях определяется перепадом давления (репрессия) на пласт в процессе его вскрытия. Величина репрессии по промысловым данным может достигать 15–20 МПа. При этом фильтрат бурового раствора, проникая в пласт, вызывает набухание глинистых частиц, а также удерживается в пористой среде капиллярными силами и вытесняться из поровых каналов может лишь при значительных перепадах давления, что затрудняет продвижение нефти к забою скважины. При столь высоких репрессиях глубина зоны проникновения фильтрата может достигать до 10 и более метров.

Это явление называется гидратацией. Возможны два основных механизма адсорбции воды на глинистых частицах: адсорбция мономолекулярных слоев воды на плоские поверхности кристаллических решеток частиц и осмотическое набухание, происходящее вследствие высокой концентрации ионов, удерживаемых электростатическими силами вблизи поверхности глинистых частиц.

В тех случаях, когда глинистые отложения, под действием вышележащих слоев осадочных пород уплотняются, адсорбированная глинистыми минералами вода выжимается вместе с поровой водой. Количество остающейся воды зависит от глубины погружения, типа и объемной доли глинистых минералов, присутствия обменных катионов и некоторых других факторов. При вскрытии пластов, содержащих глинистые отложения, обезвоженная глина начинает адсорбировать воду, увеличиваясь в объеме. Это явление может вызвать не только закупорку каналов, но и дестабилизировать ствол скважины, что проявляется в виде пластичного течения породы, состоящей преимущественно из натриевого монтмориллонита.

Несколько иной механизм действия, но вызывающий аналогичные явления, может происходить при осмотическом набухании глин. Сущность его заключается в следующем. Вследствие поверхностной диссоциации глинистых частиц, а также растворения солей, находящихся в породе, между поровой водой, а также водой, взаимодействующей с глиной, возникают градиенты концентраций, которые вводят в процесс гидратации осмотические силы. Осмотическое набухание происходит в результате того, что концентрация катионов между слоями глин больше их концентрации в основной массе водного раствора. Поэтому вода втягивается в межслоевое пространство, в результате чего расстояние между слоями увеличивается и появляется возможность образования диффузионных частей двойных электрических слоев.

Помимо фильтрата, твердая фаза также проникает в пласт, что приводит к его закупорке. Экспериментально установлено, что при проницаемости 0,38–0,6 мкм² происходит наибольшая закупорка пор прискважинной зоны пласта и сильно затрудняет вымыв фильтрата и глинистых частиц из пласта в скважину при обратном потоке.

Исходя из вышеизложенного, существуют три варианта химического воздействия на призабойную зону пласта с целью увеличения ее проницаемости.

1. *Растворение глинистых частиц.* Для этого используют различные варианты кислотных и глинокислотных обработок, направленных на растворение глинистых частиц, однако данные составы воздействуют не только на саму глинистую частицу, а и на силикатные цементы.

2. *Изменение обменного комплекса.* Данные технологии предназначены для предотвращения пептизации глинистых частиц, находящихся в пласте. Для этого используют водные растворы электролитов, содержащих ионы K⁺ и NH₄⁺, которые предотвращают набухание глин. Концентрация электролитов в таком растворе должна превышать концентрацию электролитов, содержащихся в пластовой воде. Наиболее оптимально использовать подобные составы для промывки скважин.

3. *Разрушение глинистых частиц (разглинизация).* Технология разглинизации направлена на разрушение глинистых частиц. В этой технологии используется водный раствор аммонийсодержащего вещества, кислота и катализатор. Механизм реакции заключался в воздействии на кристаллическую решетку глинистой частицы, при этом в ней происходит ослабление структурных связей, что приводит к разрушению глинистых частиц, после чего последние неспособны к пептизации и уплотнению и легко выносятся из порового пространства.

Работы по интенсификации притока в скважинах ООО «РН-Краснодарнефтегаз» начали проводиться с июня 2012 года. Для интенсификации притока использовались две технологии, разработанные в ООО «ИННОЙЛ»: разглинизация призабойной зоны пласта с применением разглинизирующего реагента (РР) и воздействие на пласт гидродинамическим пульсатором давления (ГПД).

Внедрение этих технологий проводилось на I горизонте газонефтяного месторождения Дыш.

Особенностью залежи I горизонта на месторождении Дыш является ее приуроченность к «песчаному заливу», имеющему большую протяженность по простиранию 14,2 км и весьма незначительные поперечные размеры – 1,6 км. Разрез моноклинали характеризуется широким развитием глинистой толщи майкопской серии, содержащей в средней части несколько песчаных горизонтов, представленных чередованием слоев (от 0,3 до нескольких метров толщиной) серых кварцевых песчаников разной степени уплотнения и темно-серых известковистых глин. Толщины I горизонта изменяются от 180 м до нуля.

Окатанность обломочного материала слабая, преобладают угловатые и угловато-окатанные формы зерен с плохо отсортированными разностями. Обломочные материалы расположены в природном цементе хаотически. Цемент гидрослюдистый, иногда хлоритизированный, монтмориллонито-гидрослюдистый и кремнисто-глинистый.

Содержание цементирующего вещества изменяется в пределах 5–25 %. При его содержании до 10 % тип цементации пленочный, контактовый, а свыше 10 % – появляются неполно-поровые, поровые и базальные цементы. Глинистые породы и глины темно-серые, буроватые слабозамокающие или рыхлые, некарбонатные. Текстура их слоистая, иногда сланцеватая со слоями, содержащими растительные и органические остатки, слюду или весьма тонкие (5–10 см) прослойки алевролитовых и алевролитопесчаных разностей. Наличие в глинах значительного количества минералов с разбухающими пакетами придает им высокие флюидоупорные свойства.

В период с июня 2012 года по май 2014 года было обработано 15 скважин. Из них 12 скважин – по технологии реагентной разглинизации с применением разглинизирующего реагента, 2 скважины – с применением ГПД и 1 скважина – ГПД + разглинизация.

Из 12 скважин, обработанных по технологии реагентной разглинизации, на двух скважинах №№ 195 и 126 из-за низкого результата произведен дострел верхней пачки I горизонта.

Хорошие результаты получены на скважинах №№ 453, 159, 204 и 410, дополнительная добыча по ним составила 857, 1154, 631 и 222 тонн соответственно, скважины №№ 453 и 159 работают с превышением первоначального дебита уже в течение 26 и 23 месяцев соответственно, а скважины №№ 204 и 410 – 13 и 9 месяцев.

Итого из 12 обработанных скважин методом реагентной разглинизации 7 скважин находятся в работе. Среднемесячный дебит нефти по всем скважинам (с учетом неудачных обработок) вырос в 2 раза – с 20,5 тонн/мес. до 41,6 тонн/мес. Дополнительная добыча с начала работы и до сентября 2014 года составила 3605 тонн. Средняя дополнительная добыча на 1 скважину составляет 300,4 тонн. Результаты представлены в таблице 3. Все скважины были обработаны без привлечения бригад КРС и ПРС, что минимизирует стоимость обработки. Успешность обработок составляет 83 %.

Таблица 3 – Средняя дополнительная добыча на одну скважину

№№ п/п	№ скважины	Дебит нефти до воздействия, тонн/мес.	Дебит нефти после воздействия, тонн/мес.	Дополни- тельная добыча, тонн	Отработано месяцев	Примечания
1	457	44	54,4	130	10	конец эффекта
2	195	1	после обработки увеличение дебита в пределах ошибки замера			
3	453	1	34	857	26	в работе
4	159	12	64,7	1154	23	в работе
5	432	34	60,8	294	10	конец эффекта
6	126	15	результата нет			
7	204	42	90,5	631	13	в работе
8	360	12	22,8	99	8	конец эффекта
9	410	40	61,7	222	10	в работе
10	421	6	15,3	57	6	в работе
11	433	30	38,2	65	5	в работе
12	436	9	57	96	2	в работе
Итого:		20,5	41,6	3605		

Общепризнанно, что кислотные обработки ПЗП и их варианты являются эффективным средством для увеличения проницаемости призабойной зоны пласта, но при этом продукты реакции остаются в ПЗП и продолжают закрывать часть пор, препятствуя прохождению нефти к забою скважины. Для их удаления применяются различные мето-

ды: от простой промывки до использования методов имплозии и струйных насосов. В основном все эти методы носят статический характер воздействия на ПЗП, т.е. предназначены для создания депрессии на пласт. Но ряд работ показывает, что более эффективными методами являются методы динамического воздействия на пласт знакопеременными давлениями.

Для реализации данного метода был разработан гидродинамический пульсатор давления (ГПД). При работе ГПД в подпакерной зоне возникает явление знакопеременного колебания давления с амплитудой, зависящей от перепада давления на ГПД, т.е. автоколебания столба жидкости, что приводит к усталостному разрушению ПЗП, образованию в ней трещин и удалению из них закупоривающего материала.

Три скважины №№ 366, 136 и 41 были обработаны с применением ГПД, причем на скважине № 41 была проведена комплексная обработка – ГПД + разглинизация. Результаты представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Результаты обработок скважин

№№ п/п	№ скважины	Дебит нефти до воздействия, тонн/мес.	Дебит нефти после воздействия, тонн/мес.	Дополни- тельная добыча, тонн	Отработано месяцев	Примечания
1	366	10	35,4	687	24	в работе
2	136	41	51,2	82	8	конец эффекта
3	41	15	27,2	267	19	в работе
Итого:		22	37,9	1036		

Итого из трех обработанных скважин с применением ГПД две скважины находятся в работе. Среднемесячный дебит нефти по всем скважинам вырос на 72 % – с 22 тонн/мес. до 37,9 тонн/мес. Дополнительная добыча с начала работы и до сентября 2004 года составила 1036 тонн. Средняя дополнительная добыча на 1 скважину составляет 345,3 тонн. Обработка этих скважин проводилась с привлечением бригады КРС.

Как видно из результатов обработок, средняя дополнительная добыча скважин, обработанных с применением технологии разглинизации и технологии ГПД, сопоставимы и составляют соответственно 300,4 тонн/мес. и 345,3 тонн/мес.

Общая дополнительная добыча по двум технологиям за весь период составила 4683 тонн.

Выводы

1. Технология разглинизации с применением разглинизирующего реагента показала высокую эффективность при минимальных затратах, т.к. при ее реализации не требовалось привлечения бригады КРС или ПРС.

2. Технология ГПД также показала высокую эффективность, но при затратах существенно выше, т.к. для ее реализации привлекалась бригада КРС.

3. Возможно, для получения более высокой эффективности по технологии ГПД необходимо использовать комплексную обработку, т.е. проведение разглинизации и обработка ГПД. Такое комплексное использование технологий должно дать более высокие результаты, и работы в данном направлении будут проводиться.

Литература:

1. Колбиков В.С., Амелин И.Д. Составление технологической схемы разработки месторождения Дыш : отчет о НИР. – Краснодар : КФ ВНИИнефть, 1956.
2. Зверев Ф.П. Анализ разработки I и II горизонтов Ключевого нефтяного месторождения и I горизонта месторождения Дыш : отчет о НИР. – Краснодар : КФ ВНИИнефть, 1957.
3. Лубенец Ю.Д. Комплексный проект доработки месторождения Дыш (I и II майкопские горизонты) с закачкой газа высокого давления : отчет о НИР. – Краснодар : КраснодарНИ-Пнефть, 1974.
4. Анцупов А.В. Анализ разработки и контроль за внедрением комбинированного метода закачки газа высокого давления и воды на месторождениях Ключевое и Дыш : отчет о НИР. – Краснодар : ВНИПИтермнефть, 1980.

5. Лубенец Ю.Д., Савченко А.П. Анализ разработки месторождений ОАО «Роснефть-Краснодарнефтегаз»: отчет о НИР. – Краснодар: РосНИПИтермнефть, 1998.
6. Лубенец Ю.Д., Дрампов Р.Т. Проект доработки майкопских залежей площадей Ключевая, Дыш, Узун, Южно-Ключевая с целью обоснования бурения скважин, забуривания вторых стволов и решения вопроса отбора газа из газовой шапки: отчет о НИР. – Краснодар: РосНИПИтермнефть, 2000.
7. Савченко А.П. Проект доработки I майкопского горизонта месторождения Дыш с применением полимерного заводнения: отчет о НИР. – Краснодар: РосНИПИтермнефть, 2003.
8. Савченко А.П. Анализ разработки месторождения Дыш: отчет о НИР. – Краснодар: Роснефть-НТЦ, 2006.
9. Булатов А.И., Савенок О.В. Заканчивание нефтяных и газовых скважин: теория и практика. – Краснодар: ООО «Просвещение-Юг», 2010. – 539 с.
10. 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.
11. 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.
12. 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.
13. 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.
14. Булатов А.И., Качмар Ю.Д., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Освоения нафтових і газових свердловин. Наука і практика: монографія. – Львів: Сполом, 2018. – 476 с.
15. Савенок О.В. Оптимизация функционирования эксплуатационной техники для повышения эффективности нефтепромысловых систем с осложненными условиями добычи. – Краснодар: Издательский Дом – Юг, 2013. – 336 с.
16. Кулюкин М.В., Сапронов Н.М., Рыбальченко Ю.М. Применение комплексных методов увеличения нефтеотдачи пластов // Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 года) в 7 томах: сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар: Издательский Дом – Юг, 2018. – Т. 2 в 2 ч.: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Ч. 1. – С. 207–209.
17. Омелянюк М.В., Пахлян И.А., Зотов Е.Н. Разработка техники и технологии для комплексной обработки скважин газонефтяного месторождения Дыш // Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 года) в 7 томах: сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар: Издательский Дом – Юг, 2018. – Т. 2 в 2 ч.: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Ч. 2. – С. 50–53.
18. Яковлев А.Л., Савенок О.В. Оценка специфичности месторождений и условий их залегания на территории Краснодарского края // Научно-практический журнал «Заметки ученого». – Ростов-на-Дону: ООО «Приоритет», 2015. – № 4/2015 (4). – С. 26–33.
19. Яковлев А.Л., Савенок О.В. Обзор технологических решений по интенсификации добычи нефти на месторождениях Краснодарского края // Наука как движущая антикризисная сила: инновационные преобразования, приоритетные направления и тенденции развития фундаментальных и прикладных научных исследований: Сборник научных статей по итогам Международной научно-практической конференции (15–16 января 2016 года, г. Санкт-Петербург). – СПб.: Издательство «КультИнформПресс», 2016. – С. 45–52.
20. Яковлев А.Л., Савенок О.В. Аналитический обзор экологически безопасных решений по интенсификации добычи нефти при эксплуатации месторождений на территории Краснодарского края // Технологии XXI века: проблемы и перспективы развития: сборник статей Международной научно-практической конференции (10 февраля 2016 года, г. Уфа). – Уфа: АЭТЕРНА, 2016. – С. 191–199.
21. Яковлев А.Л., Савенок О.В. Обоснование технологических решений по интенсификации добычи нефти на месторождениях Краснодарского края // Международный научный журнал «Единый всероссийский научный вестник». – М.: Всероссийское научное содружество, 2016. – № 2 (февраль). – Ч. 3. – С. 83–90.
22. Яковлев А.Л., Савенок О.В. Разработка экологически безопасных технологических решений при интенсификации добычи нефти на территории Краснодарского края // Проблемы геологии и освоения недр: Труды XX Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 120-летию со дня основания Томского политехнического университета (4–8 апреля 2016 года). – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2016. – Т. II. – С. 280–282.

23. Яковлев А.Л., Савенок О.В. Анализ эффективности применяемого оборудования и возможных причин отказа при интенсификации добычи нефти на месторождениях Краснодарского края // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). – М. : Издательство «Горная книга», 2016. – № 5. – С. 149–163.

24. Яковлев А.Л., Шамара Ю.А., Даценко Е.Н. Технические средства для обработок скважин с использованием виброволнового воздействия. Скважинные генераторы колебаний // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – № 1. – С. 139–148.

25. Яковлев А.Л., Кусов Г.В. Физические основы виброволнового воздействия / Сборник статей ЦНС «Международные научные исследования» по материалам VI Международной научно-практической конференции «Проблемы и перспективы современной науки» (25 апреля 2016 года, г. Москва). – М. : Издательство «ISI-journal», 2016. – Ч. 2. – С. 75–80.

26. Яковлев А.Л., Савенок О.В. Построение графических зависимостей и моделирование влияния операций волнового воздействия на степень экологической безопасности при интенсификации добычи нефти на месторождениях Краснодарского края // Нефть. Газ. Новации. – 2016. – № 4/2016. – С. 31–36.

27. Яковлев А.Л., Шамара Ю.А., Савенок О.В. Комплексная технология повышения продуктивности и реанимации скважин с использованием виброволнового воздействия // Научный электронный журнал «Бюллетень науки и практики». – 2016. – № 5 (май) – С. 91–100. – URL : <http://www.bulletennauki.com/#!yakovlev/lpmsg>

28. Яковлев А.Л., Савенок О.В. Анализ причин и последствий нарушения экологической безопасности при интенсификации добычи нефти на месторождениях Краснодарского края // Современные технологии извлечения нефти и газа. Перспективы развития минерально-сырьевого комплекса (российский и мировой опыт) : Сборник материалов Всероссийской научно-практической конференции, посвященной 85-летию доктора технических наук, профессора, академика РАН В.И. Кудинова (26–27 мая 2016 года, г. Ижевск). – Ижевск : Издательский дом «Удмуртский университет», 2016. – С. 427–437.

29. Яковлев А.Л., Савенок О.В. Обоснование выбора технической системы при интенсификации добычи нефти на территории Краснодарского края // Журнал «Успехи современного естествознания». – Пенза : ООО «Издательский Дом «Академия Естествознания», 2016. – № 7. – С. 154–161.

30. Яковлев А.Л., Чуйкин Е.П., Савенок О.В. Оценка полноты обеспеченности технологизации при проведении интенсификации добычи нефти на месторождениях Краснодарского края // Нефть. Газ. Новации. – 2016. – № 7/2016. – С. 35–40.

31. Яковлев А.Л., Савенок О.В. Анализ эффективности применения операций волнового воздействия на месторождениях Краснодарского края в области экологической безопасности // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2016. – № 5. – С. 34–39.

32. Яковлев А.Л. Расчетно-теоретический анализ поведения одиночной поры при воздействии расходящейся ударной волны // Технические и технологические системы : Материалы восьмой международной научной конференции «ТТС-16» (24–26 ноября 2016 года) / ФГБОУ ВО «КубГТУ», КВВАУЛ им. А.К. Серова; под общей редакцией Б.Х. Гайтова. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – С. 276–285.

33. Яковлев А.Л., Савенок О.В. Нарушения экологической безопасности при интенсификации добычи нефти на месторождениях Краснодарского края // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. – 2017. – № 1. – С. 50–54.

34. Savenok O.V., Arutyunyan A.S., Likhacheva O.N., Barambonye Solange, Kusov G.V. Cleaning returnable wastewater from Dysh deposit located in Krasnodar territory // International Journal of Applied Engineering Research (IJAER) ISSN 0973-4562 Volume 12, Number 23 (2017) pp. 13462–13470. – URL : http://www.ripublication.com/ijaer17/ijaerv12n23_61.pdf

35. Савенок О.В., Даценко Е.Н., Орлова И.О., Лукьяненко П.В. Оптимизация нагнетательного фонда скважин месторождения на поздней стадии разработки по результатам анализа трассерных исследований (на примере месторождения Дыш) // Научно-технический журнал «Инженер-нефтяник». – 2018.

References:

1. Kolbikov V.S., Amelin I.D. Drawing up technological scheme of development of the Dysh field : report on research. – Krasnodar : KF Vniineft, 1956.
2. Zverev F.P. Analysis of development of the I and II horizons of the Key oil field and the I horizon of the Dysh field : report on research. – Krasnodar : KF Vniineft, 1957.
3. Lubenets Yu.D. Complex project of further development of the Dysh field (I and II Maykop horizons) with pumping gas of high pressure : report on research. – Krasnodar : Krasnodarni-Pineft, 1974.

4. Antsupov A.V. The analysis of development and control of introduction of the combined method of pumping gas of high pressure and water on fields Key and Dysh : report on research. – Krasnodar : Vnipitermneft, 1980.
5. Lubenets Yu.D., Savchenko A.P. Analysis of development of fields of JSC Rosneft Krasnodarneftegaz : report on research. – Krasnodar : Rosnipitermneft, 1998.
6. Lubenets Yu.D., Drampov R.T. The project of further development of the Maykop deposits of the areas Key, Dysh, Uzun Southern Key for the purpose of justification of well-drilling, a zaburivaniye of the second trunks and the solution of a question of gas offtake from a gas cap : report on research. – Krasnodar : Rosnipitermneft, 2000.
7. Savchenko A.P. Project of further development of the I Maykop horizon of the Dysh field with application of polymeric flooding : report on research. – Krasnodar : Rosnipitermneft, 2003.
8. Savchenko A.P. Analysis of mining Dysh : report on research. – Krasnodar : Rosneft STC, 2006.
9. Bulatov A.I., Savenok O.V. Completion of oil and gas wells: theory and practice. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2010. – 539 p.
10. 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.
11. 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.
12. Bulatov A.I., Savenok O.V. A workshop on discipline «Completion oil and gas wells» in 4 volumes : manual. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2013–2014. – T. 1–4.
13. 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.
14. Bulatov A.I., Kachmar Yu.D., Savenok O.V., Yaremychuk R.S. Osvoennya naftovy i gazovy sverdlovin. Science i practice : monograph. – Lviv : Spol, 2018. – 476 p.
15. Savenok O.V. Optimization of functioning of the operational equipment for increase in efficiency of oil-field systems with the complicated production conditions. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2013. – 336 p.
16. Kulyukin M.V., Saprionov N.M., Rybalchenko Yu.M. Application of complex methods of increase in oil recovery of layers // Bulatovsky readings: materials II of the International scientific and practical conference (on March 31, 2018) in 7 volumes : the collection of articles / under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2018. – T. 2 in 2 h: Development of oil and gas fields. – Part 1. – P. 207–209.
17. Omelyanyuk M.V., Pakhlyan I.A., Zotov E.N. Development of the equipment and technology for complex processing of wells of the gas-oil field Dysh // Bulatovskiye of reading: materials II of the International scientific and practical conference (on March 31, 2018) in 7 volumes : the collection of articles / under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : The publishing house is the South, 2018. – T. 2 in 2 h: Development of oil and gas fields. – Part 2. – P. 50–53.
18. Yakovlev A.L., Savenok O.V. Assessment of specificity of fields and conditions of their bedding in the territory of Krasnodar Krai // the Scientific and practical magazine «uchyonogo Zametki». – Rostov-on-Don : LLC Prioritet, 2015. – № 4/2015 (4). – P. 26–33.
19. Yakovlev A.L., Savenok O.V. The review of technology solutions on an oil production intensification on fields of Krasnodar Krai // Science as driving anti-recessionary force: innovative transformations, priority directions and trends of development of fundamental and applied scientific research: The collection of scientific articles following the results of the International scientific and practical conference (on January 15–16, 2016, St. Petersburg). – SPb. : Kultinformpress publishing house, 2016. – P. 45–52.
20. Yakovlev A.L., Savenok O.V. The state-of-the-art review of ecologically safe decisions on an oil production intensification at operation of fields in the territory of Krasnodar Krai // Technologies of the 21st century: problems and prospects of development : collection of articles of the International scientific and practical conference (on February 10, 2016, Ufa). – Ufa : AETERNA, 2016. – P. 191–199.
21. Yakovlev A.L., Savenok O.V. Justification of technology solutions on an oil production intensification on fields of Krasnodar Krai//the International scientific magazine «Ediny Vserossiysky Nauchny Vestnik». – M. : All-Russian scientific commonwealth, 2016. – № 2 (February). – Part 3. – P. 83–90.
22. Yakovlev A.L., Savenok O.V. Development of ecologically safe technology solutions at an oil production intensification in the territory of Krasnodar Krai // Problem geology and development of a subsoil: Works XX of the International symposium of a name of the academician M.A. Usova of students and young scientists devoted to the 120 anniversary from the date of foundation of the Tomsk polytechnical university (on April 4–8, 2016). – Tomsk : Publishing house of the Tomsk Polytechnic University, 2016. – T. II. – P. 280–282.

23. Yakovlev A.L., Avenok O.V. The analysis of efficiency of the used equipment and possible causes of failure at an oil production intensification on fields of Krasnodar Krai // the Mountain information and analytical bulletin (the scientific and technical magazine). – M. : Mountain Book publishing house, 2016. – № 5. – P. 149–163.

24. Yakovlev A.L., Shamara Yu.A., Datsenko E.N. Technical means for processings of wells with use of vibrowave influence. Borehole oscillation generators // Scientific magazine Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing house – the South, 2016. – № 1. – P. 139–148.

25. Yakovlev A.L., Kusov G.V. Physical bases of vibrowave influence / Collection of articles of central nervous system «The international scientific research» on materials VI of the International nauch-but-practical conference «Problems and Prospects of Modern Science» (on April 25, 2016, Moscow). – M. : ISI-journal publishing house, 2016. – Part 2. – P. 75–80.

26. Yakovlev A.L., Avenok O.V. Creation of graphic dependences and modeling of influence of operations of wave impact on degree of environmental safety at an oil production intensification on fields of Krasnodar Krai // Oil. Gas. Innovations. – 2016. – № 4/2016. – P. 31–36.

27. Yakovlev A.L., Shamara Yu.A., Savenok O.V. Complex technology of increase in efficiency and resuscitation of wells with use of vibrowave influence // the Scientific online magazine «Byulleten Nauki I Praktiki». – 2016. – № 5 (May) – P. 91–100. – URL : <http://www.bulletennauki.com/#!yakovlev/lpmgc>

28. Yakovlev A.L., Avenok O.V. The analysis of the reasons and consequences of violation of environmental safety at an oil production intensification on fields of Krasnodar Krai // Modern technologies of oil recovery and gas. Prospects of development of a mineral and raw complex (Russian and international experience) : The collection of materials of the All-Russian nauch-but-practical conference devoted to the 85 anniversary of the Doctor of Engineering, professor, academician of the Russian Academy of Natural Sciences V.I. Kudinov (on May 26–27, 2016, Izhevsk). – Izhevsk : Udmurt University publishing house, 2016. – P. 427–437.

29. Yakovlev A.L., Avenok O.V. Justification of the choice of a technical system at an oil production intensification in the territory of Krasnodar Krai // the Uspekhi Sovremennogo Estestvoznaniya Magazine. – Penza : LLC Akademiya Estestvoznaniya Publishing House, 2016. – № 7. – P. 154–161.

30. Yakovlev A.L., Chuykin E.P., Savenok O.V. Otsenka of completeness of security of technologization when carrying out an intensification of oil production on fields of Krasnodar Krai // Oil. Gas. Innovations. – 2016. – № 7/2016. – P. 35–40.

31. Yakovlev A.L., Avenok O.V. The analysis of efficiency of application of operations of wave influence on fields of Krasnodar Krai in the field of environmental safety // the Equipment and technologies for an oil and gas complex. – 2016. – № 5. – P. 34–39.

32. Yakovlev A.L. The computational and theoretical analysis of behavior of a single time at influence of the dispersing shock wave // Technical and technological systems : Materials of the eighth international scientific TTS-16 conference (on November 24–26, 2016) / FGBOOU WAUGH of «KubGTU», KVVAVL of A.K. Serov; under the general editorial office B.H. Gaytova. – Krasnodar : The publishing house is the South, 2016. – P. 276–285.

33. Yakovlev A.L., Savenok O.V. Violations of environmental safety at an oil production intensification on fields of Krasnodar Krai // Environment protection in an oil and gas complex. – 2017. – № 1. – P. 50–54.

34. Savenok O.V., Arutyunyan A.S., Likhacheva O.N., Barambonye Solange, Kusov G.V. Cleaning returnable wastewater from Dysh deposit located in Krasnodar territory // International Journal of Applied Engineering Research (IJAER) ISSN 0973-4562 Volume 12, Number 23 (2017) pp. 13462–13470. – URL : http://www.ripublication.com/ijaer17/ijaerv12n23_61.pdf

35. Savenok O.V., Datsenko E.N., Orlova I.O., Lukyanenko P.V. Optimization of a delivery well stock of the field at a late stage of development by results of the analysis of trasserny researches (on the example of the Dysh field) // the Scientific and technical magazine «Inzhener-neftyanik». – 2018.