

АНАЛИЗ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ РАЗРАБОТКИ ЮЖНО-КЛЮЧЕВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ



ANALYSIS OF THE CURRENT STATE OF DEVELOPMENT OF THE YUZHNO-KLYUCHEVOYE FIELD

Шумейко Станислав Александрович

слушатель курсов профессиональной переподготовки по дополнительной образовательной программе «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», Кубанский государственный технологический университет
sashumeiko@rnntc.ru

Shumeiko Stanislav Aleksandrovich

Student of professional retraining courses on the additional educational program «Development and exploitation of oil and gas fields», Kuban state technological university
sashumeiko@rnntc.ru

Аннотация. В статье проведён анализ текущего состояния разработки Южно-Ключевого месторождения – это оценка состояния выработки запасов залежей и объёма остаточных извлекаемых запасов нефти, обоснование рекомендаций по их извлечению и уточнение прогнозных уровней добычи нефти. Показано, что Южно-Ключевое месторождение имеет благоприятные геологические условия для проведения ГРП. Его планируется применить во всех скважинах-дублёрах.

Annotation. The article analyzes the current state of development of the Yuzhno-Klyuchevoye field – an assessment of the state of reserves development and the volume of residual recoverable oil reserves, substantiation of recommendations for their extraction and refinement of forecasted oil production levels. It is shown that the Yuzhno-Klyuchevoye field has favorable geological conditions for hydraulic fracturing. It is planned to be used in all understudy wells.

Ключевые слова: анализ текущего состояния разработки; анализ показателей эксплуатации скважин; анализ результатов бурения вторых стволов в добывающих скважинах; анализ динамики обводнения и взаимодействия добывающих и нагнетательных скважин; характеристики вытеснения месторождения; оценка эффективности применяемых систем разработки месторождения; обоснование вариантов разработки месторождения.

Keywords: analysis of the current state of development; analysis of performance indicators of wells; analysis of the results of drilling of the second trunks in production wells; analysis of the dynamics of watering and the interaction of production and injection wells; field displacement characteristics; assessment of the effectiveness of applied field development systems; justification of field development options.

Анализ текущего состояния разработки

Южно-Ключевое месторождение состоит из двух самостоятельных участков – западный и восточный, имеющих условный и примерно одинаковый ГВНК, который проведён по изогипсам от – 1990 м до – 2010 м. На восточном участке за границей залежи расположены скважины, в которых по ГИС выделяются нефтенасыщенные коллекторы, однако нефть из этих скважин не была получена, и скважины были ликвидированы. Это скважины №№ 400 и 455, в которых эффективные нефтенасыщенные толщины определены равными 5,7 м и 7,0 м соответственно, между ними расположена скважина № 460, в которой вскрыта только вода. В скважине № 350, расположенной на ГВНК, эффективная нефтенасыщенная толщина равна 16,7 м, причём монолитная пачка нефтенасыщенных пластов толщиной 15,6 м подстилается водой. При этом в части выделенных нефтенасыщенных прослоев по ГИС определена проницаемость на уровне 238 мД, однако из скважины № 350 нефть не была получена, и скважина также ликвидирована. Сложность интерпретации, по-видимому, связана с тем, что оба участка прилегают к зоне выклинивания коллекторов с юга, т.е. она связана с особенностями формирования коллекторов в этой части залежи I горизонта.

Динамика технологических показателей разработки западного участка приведена на рисунке 1. По участку утверждённые запасы следующие: геологические – 898 тыс. тонн, извлекаемые – 407 тыс. тонн при коэффициенте нефтеотдачи 0,453. Западный участок находится в эксплуатации с 1984 года. Максимальный уровень отбора достигнут в 1987 году – 15,77 тыс. тонн/год, максимальный темп отбора нефти составил 3,9 %, средний дебит скважин по нефти – 4,8 тонн/сут., в этот период в эксплуатации и под закачкой нахо-

дильсь все пробуренные скважины – 9 добывающих и 2 нагнетательные (рис. 2). Максимальный объём закачки воды составил 19,66 тыс. м³ в 1991 году, средняя приёмистость – 27–40 м³/сут., в этот год компенсация отбора закачкой также была максимальной – 94 %. По состоянию на 01.07.2017 г. в сумме получено 184 тыс. тонн нефти и 220 тыс. тонн жидкости, текущая нефтеотдача – 0,205, коэффициент использования извлекаемых запасов 45,2 %, текущая обводнённость – 16,7 % и 44,1 % соответственно в 2013 году и 2014 году при добыче нефти 1,09 и 0,45 тыс. тонн/год. В 2015–2017 гг. годовая добыча жидкости снизилась до 0,29–0,01 тыс. тонн, а обводнённость возросла до 87,7–75,0 %. Добыча нефти фактически прекращена по техническим причинам, тем не менее, с начала 2017 года в эксплуатации находились 3 скважины – №№ 327, 340 и 341. В июне 2017 года (на эту дату построены карты разработки) они не эксплуатировались, поэтому на карте текущих отборов они показаны как бездействующие (рис. 3). С 2006 года прекращена закачка воды в нагнетательные скважины №№ 5 и 328, к этому времени компенсация суммарного отбора жидкости в пластовых условиях составила 63,1 %.

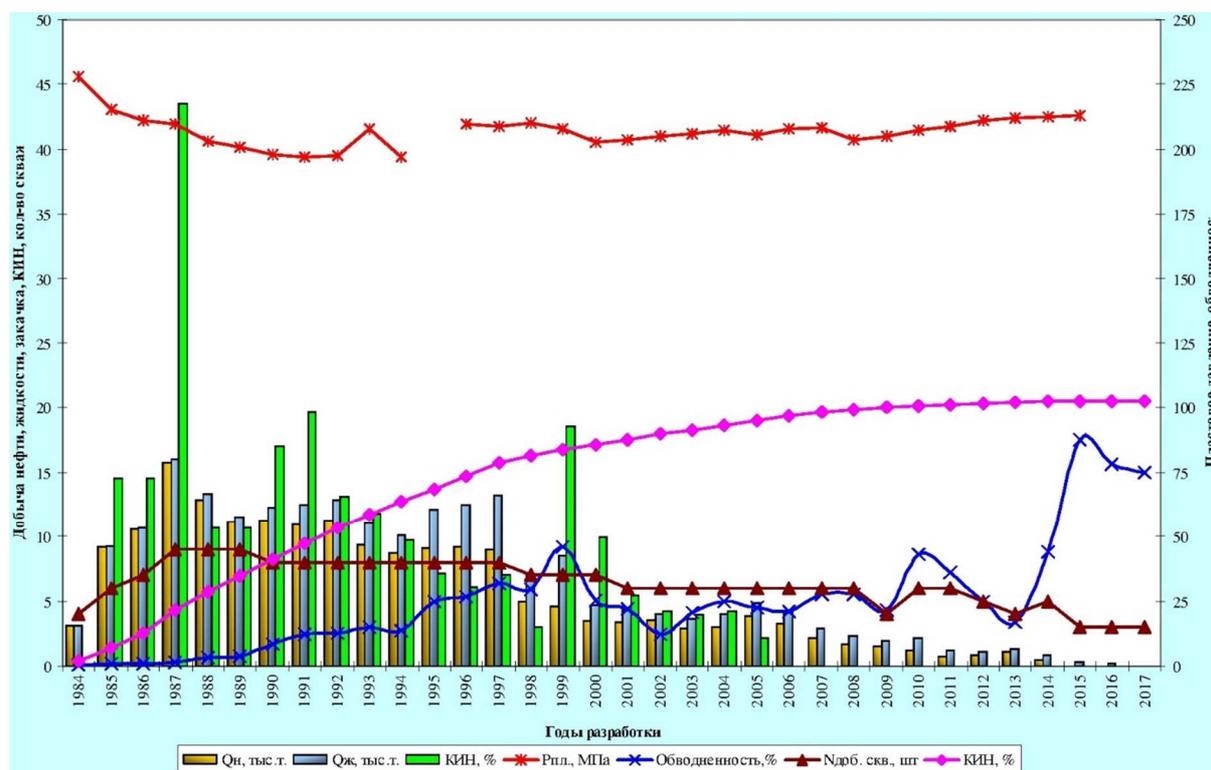


Рисунок 1 – Динамика технологических показателей разработки Южно-Ключевого месторождения (западный участок)

Технологические показатели разработки восточного участка приведены на рисунке 4. По участку утверждены следующие запасы нефти: геологические – 735 тыс. тонн, извлекаемые – 327 тыс. тонн, конечный коэффициент нефтеотдачи – 0,445. Эксплуатация восточного участка началась в 1976 году вводом в эксплуатацию скважины № 14, следующие скважины начали вводить в 1987 году, к этому времени было отобрано 5 тыс. тонн нефти. Максимальный отбор нефти 5,0–5,5 тыс. тонн/год выдерживался в течение 1989–1995 гг. при действующем фонде добывающих скважин 4–6 и среднем дебите скважин по нефти 3,7 тонн/сут. Темп отбора в этот период составлял 1,7 % от начальных и 2,0 % от текущих извлекаемых запасов. В 2017 году действующий фонд скважин составил 2 шт. – это скважины №№ 331 и 336, однако они эксплуатировались ограниченное время – 1 сут. В июне месяце они простаивали, поэтому на карте текущих отборов они показаны как бездействующие (рис. 5). Восточный участок разрабатывается на естественном упруговодонапорном режиме, восполнение энергии законтурной зоны происходит также и закачиваемой водой в скважины Ключевого месторождения. Всего в эксплуатации перебивало 6 добывающих скважин (рис. 6). По состоянию на 01.07.2017 г. в сумме отобрано 78,93 тыс. тонн нефти и 82,37 тыс. тонн жидкости, текущий КИН равен 0,107, коэффициент использования извлекаемых запасов – 24,1 % при текущей обводнённости в 2015–2016 гг. 25,5–35,0 % и отборе нефти 1,47–0,66 тыс. тонн/год соответственно.

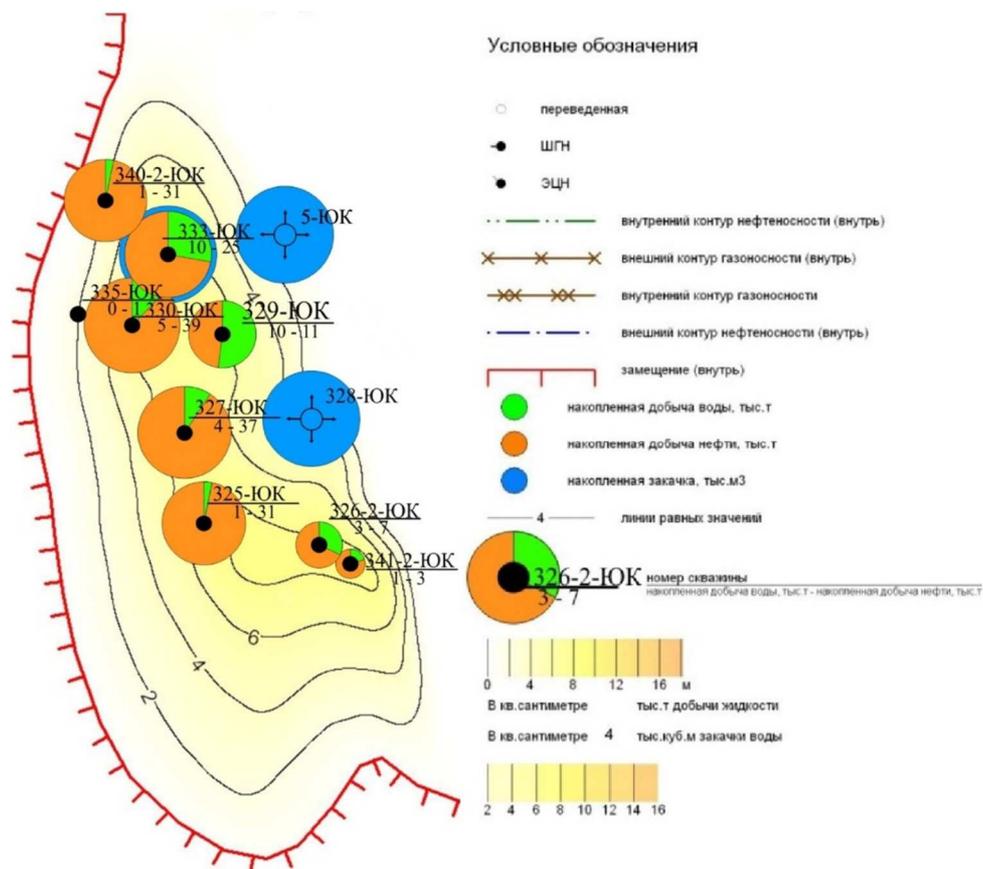


Рисунок 2 – Карта накопленных отборов Южно-Ключевого месторождения (западный участок)

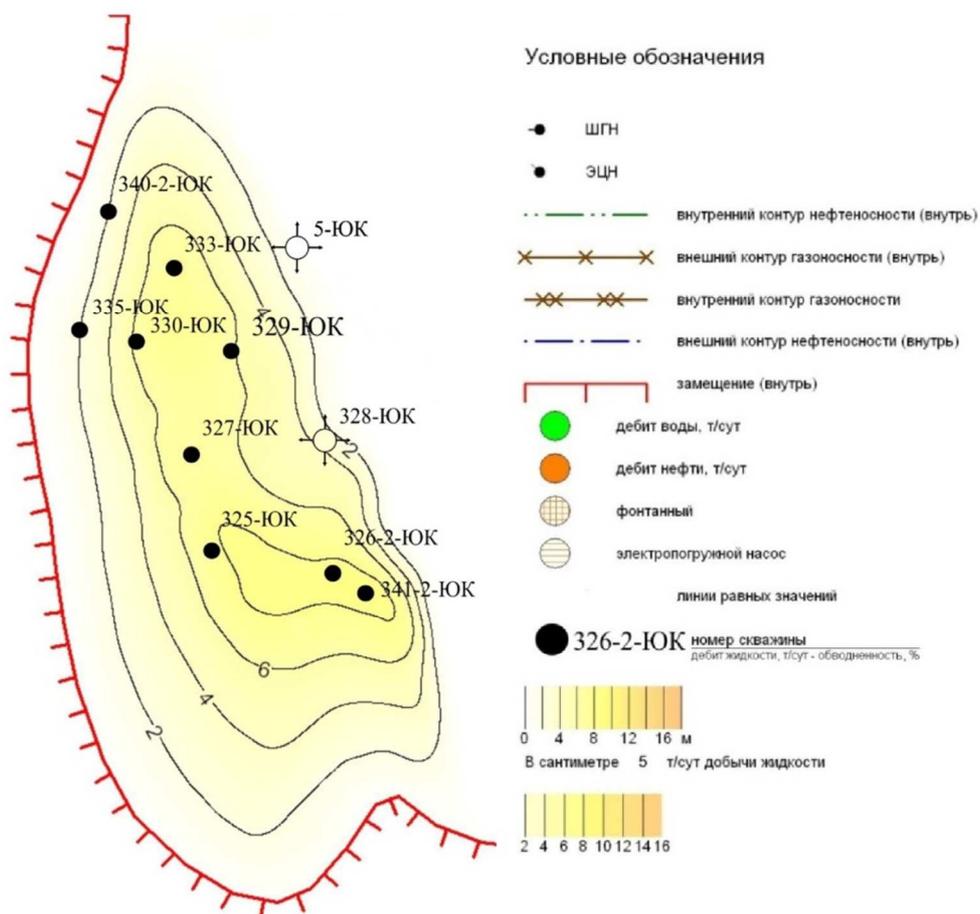


Рисунок 3 – Карта текущих отборов Южно-Ключевого месторождения (западный участок)

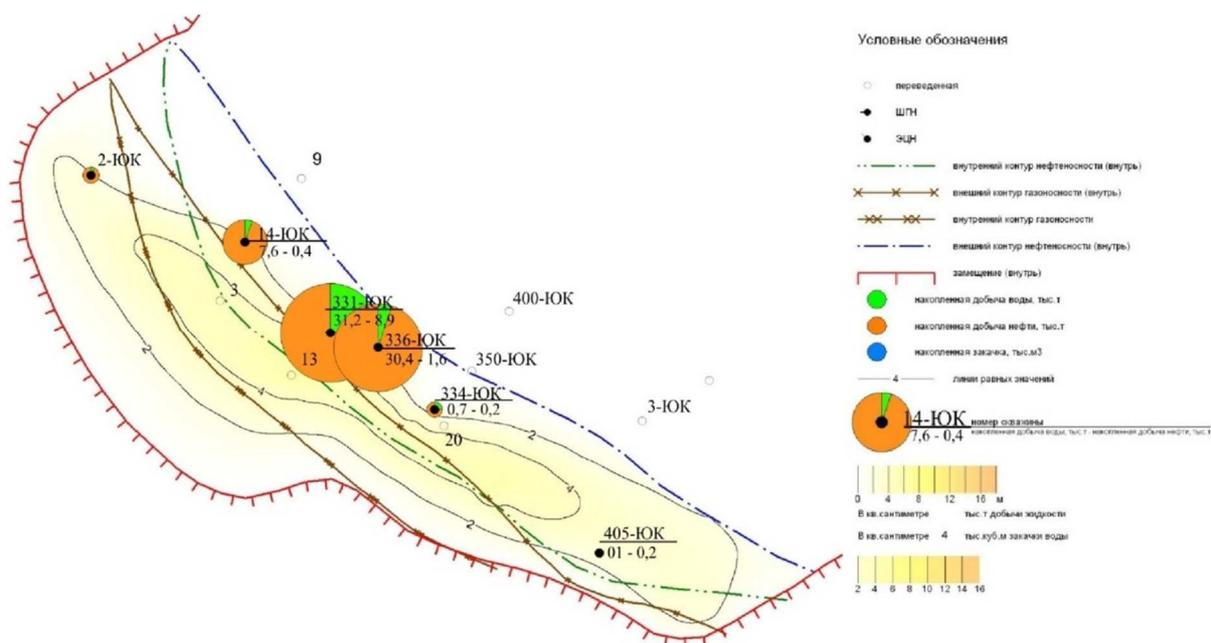


Рисунок 6 – Карта накопленных отборов Южно-Ключевого месторождения (восточный участок)

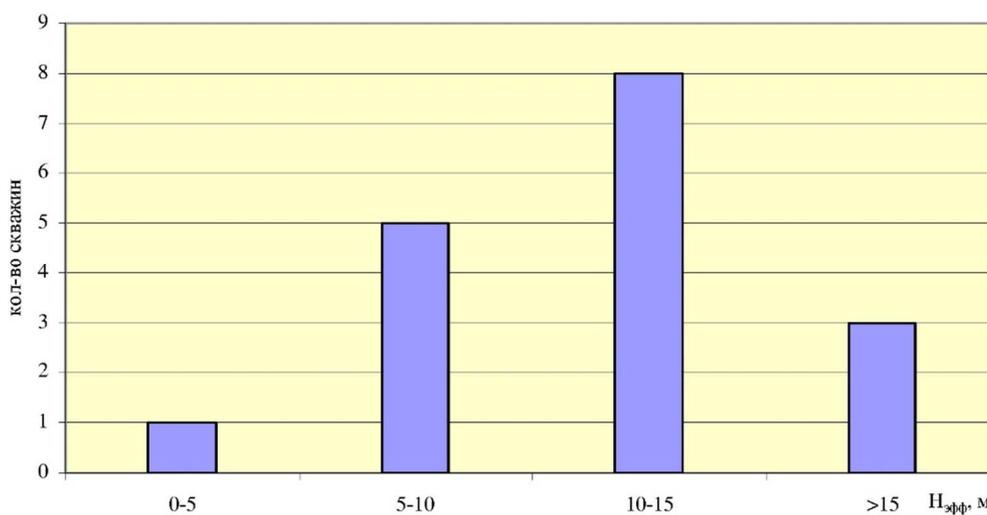


Рисунок 7 – Распределение скважин в зависимости от эффективной нефтенасыщенной толщины (горизонт I Южно-Ключевого месторождения)

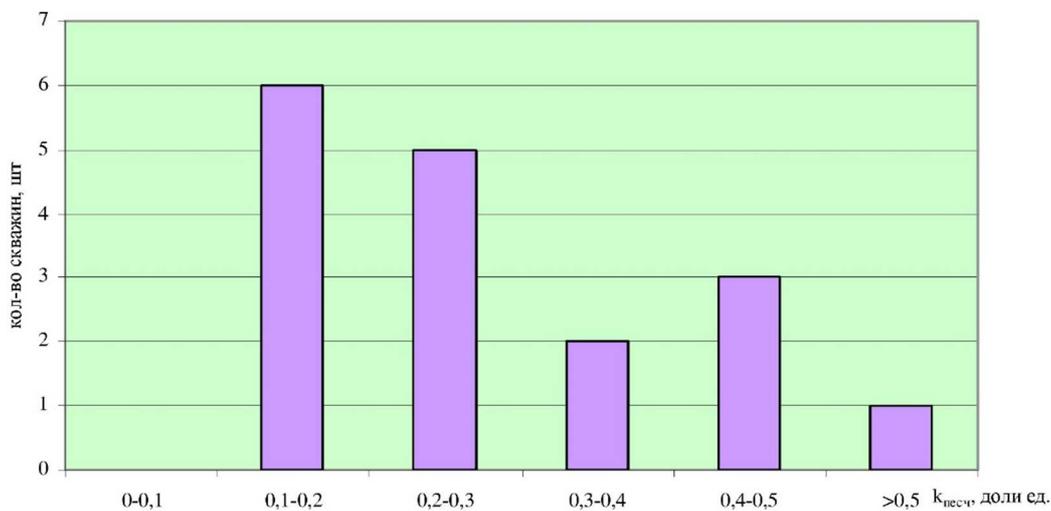


Рисунок 8 – Распределение скважин в зависимости от коэффициента песчаности (горизонт I Южно-Ключевого месторождения)

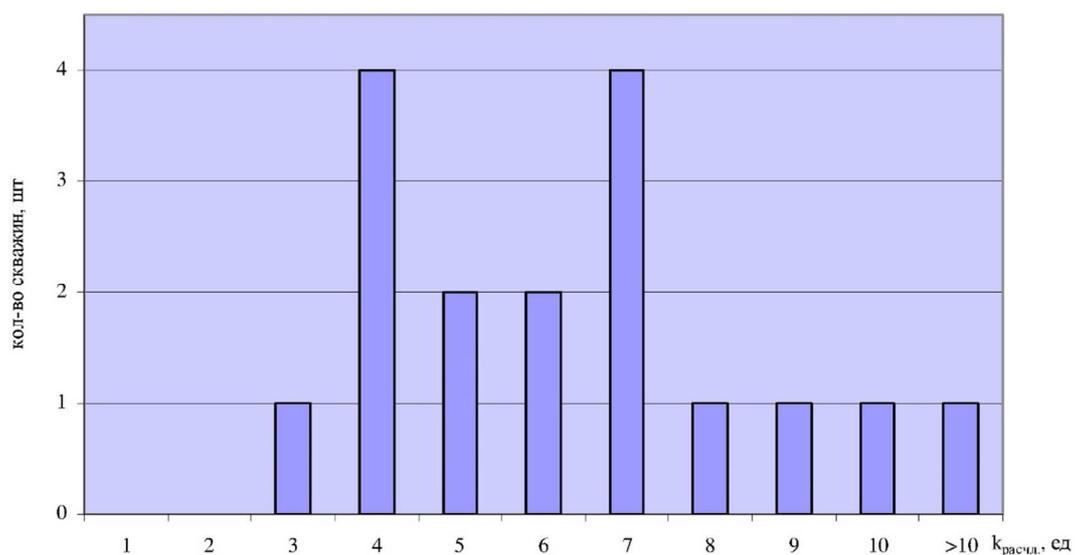


Рисунок 9 – Распределение скважин в зависимости от коэффициента расчленённости пласта (горизонт I Южно-Ключевого месторождения)

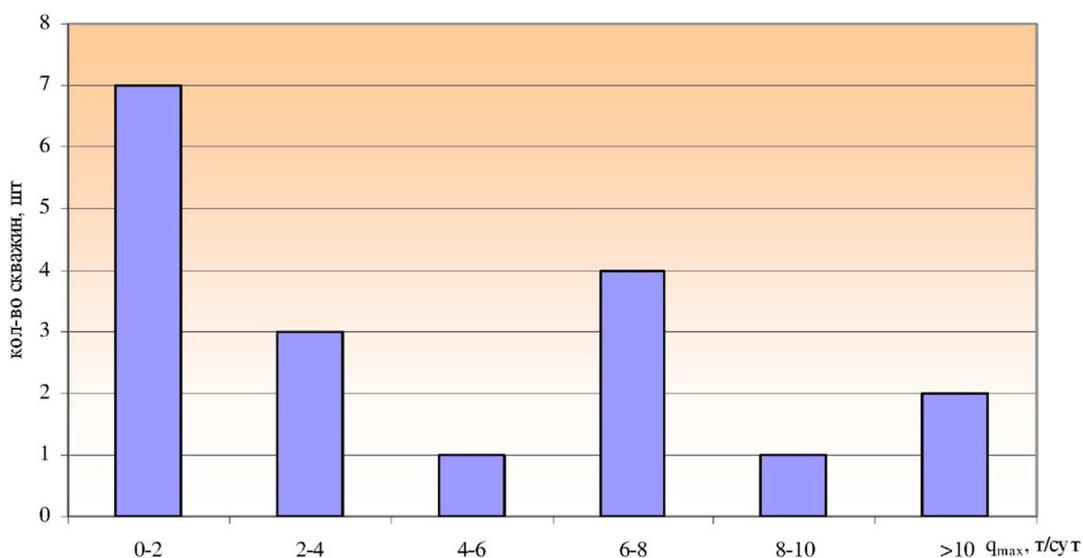


Рисунок 10 – Распределение скважин в зависимости от максимального дебита (горизонт I Южно-Ключевого месторождения)

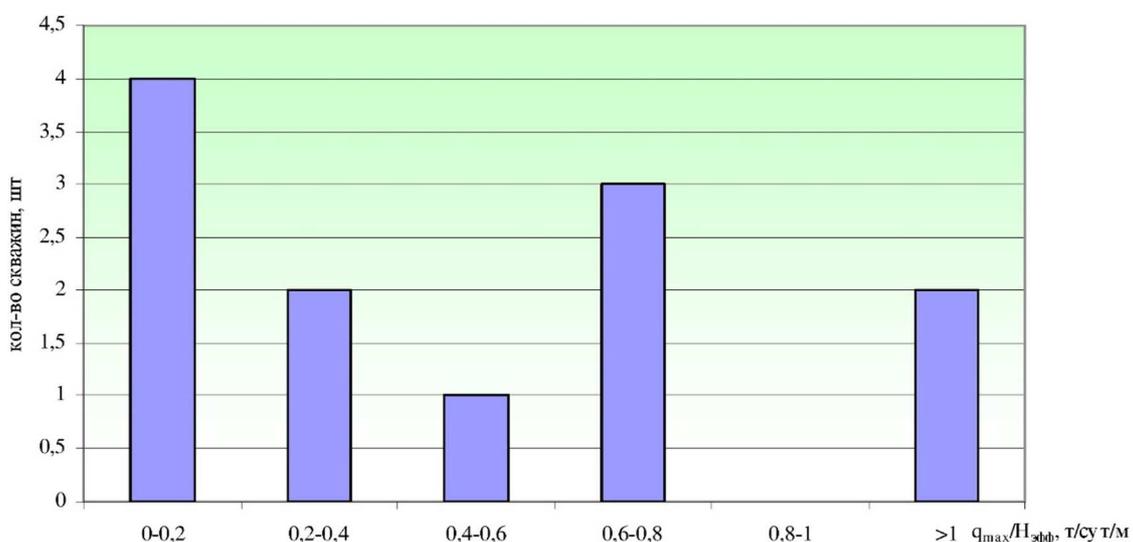


Рисунок 11 – Распределение скважин по удельному начальному дебиту (горизонт I Южно-Ключевого месторождения)

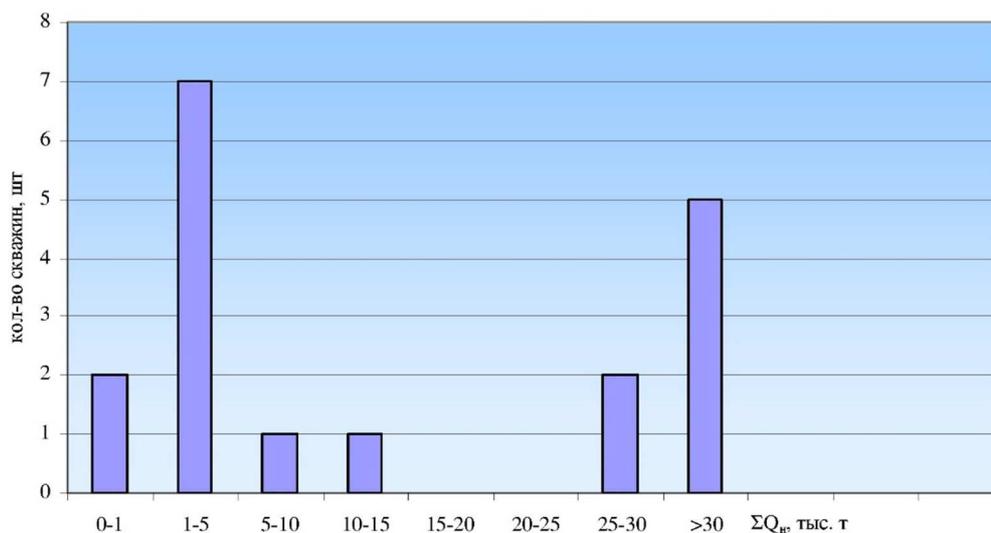


Рисунок 12 – Распределение скважин в зависимости от суммарной добычи нефти (горизонт I Южно-Ключевого месторождения)

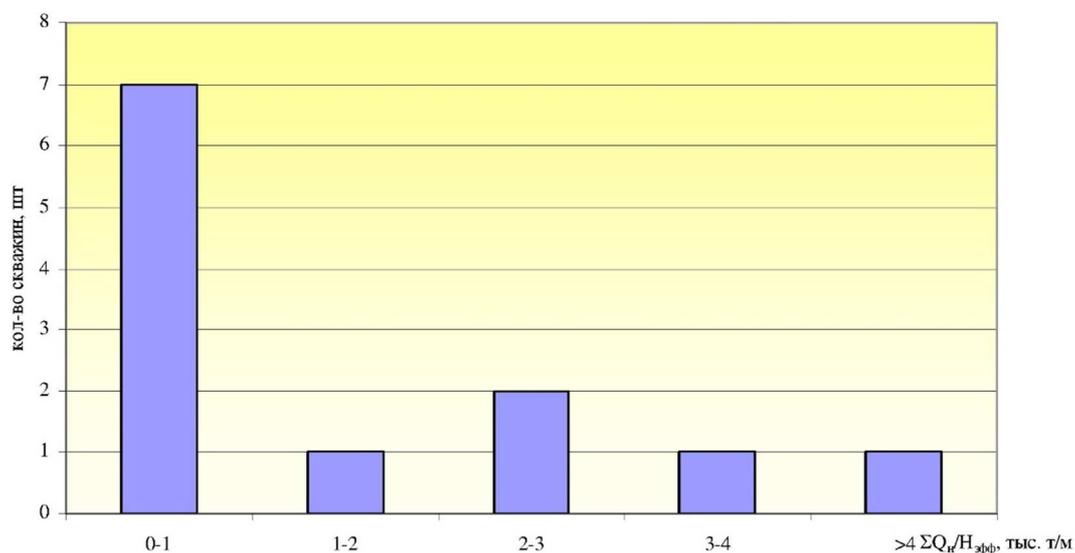


Рисунок 13 – Распределение скважин в зависимости от удельной суммарной добычи нефти (горизонт I Южно-Ключевого месторождения)

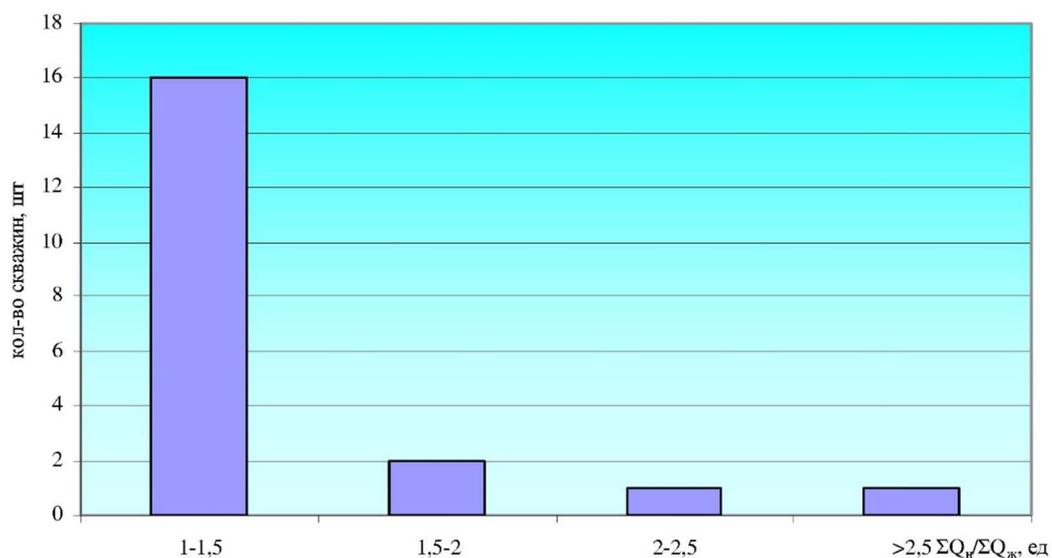


Рисунок 14 – Распределение скважин в зависимости от соотношения суммарной добычи жидкости и суммарной добычи нефти (горизонт I Южно-Ключевого месторождения)

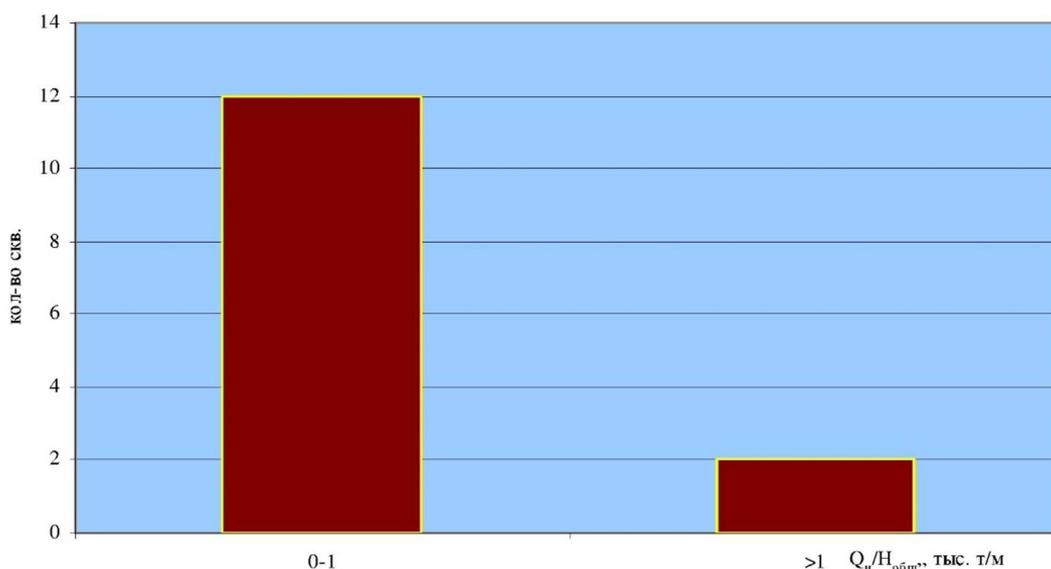


Рисунок 15 – Распределение скважин от относительной суммарной добычи нефти (горизонт I Южно-Ключевого месторождения)

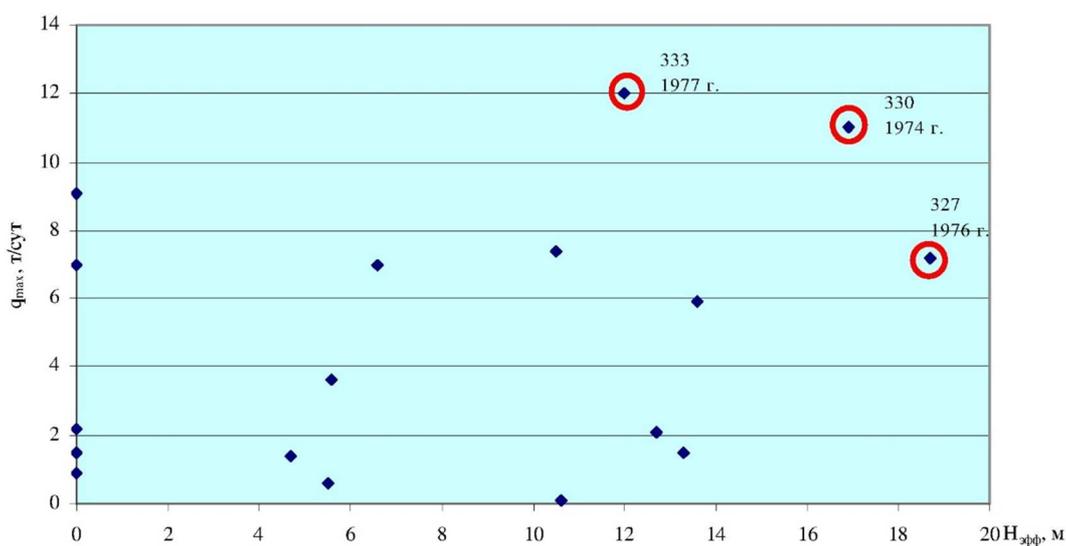


Рисунок 16 – Взаимозависимость максимального дебита скважин и эффективной нефтенасыщенной толщины (горизонт I Южно-Ключевого месторождения)

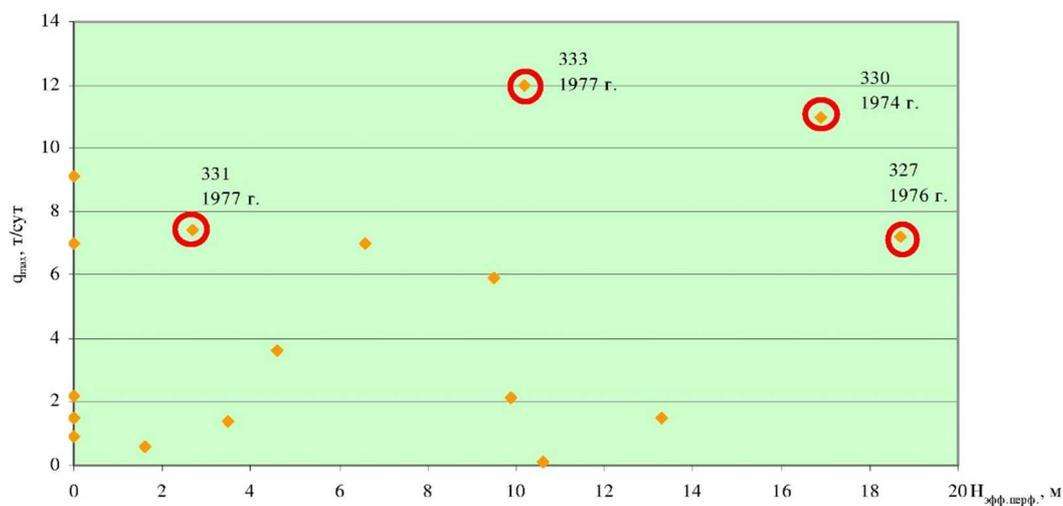


Рисунок 17 – Взаимозависимость максимального дебита скважин и эффективной перфорированной нефтенасыщенной толщины (горизонт I Южно-Ключевого месторождения)

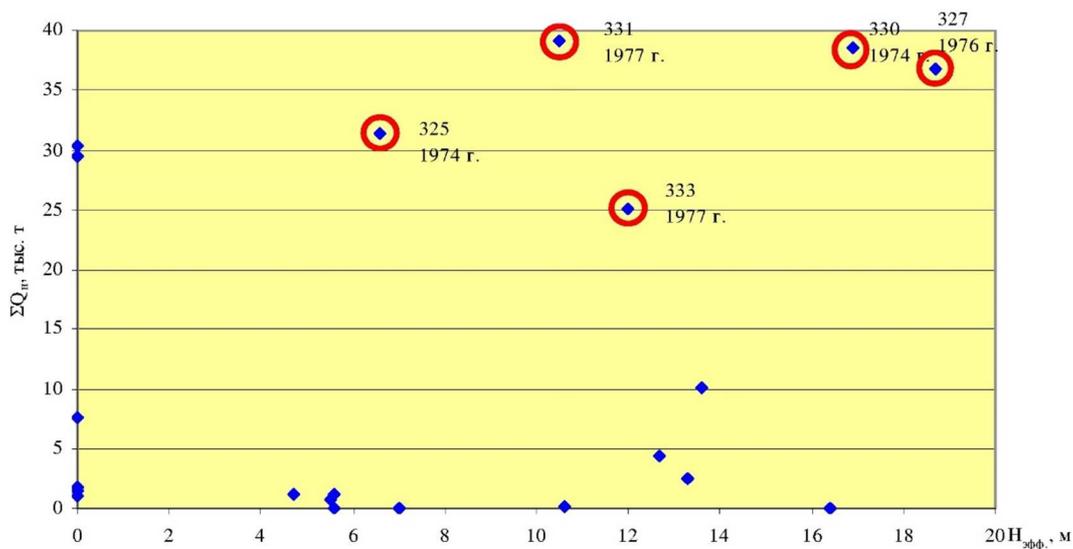


Рисунок 18 – Взаимозависимость суммарной добычи нефти и эффективной нефтенасыщенной толщины (горизонт I Южно-Ключевого месторождения)

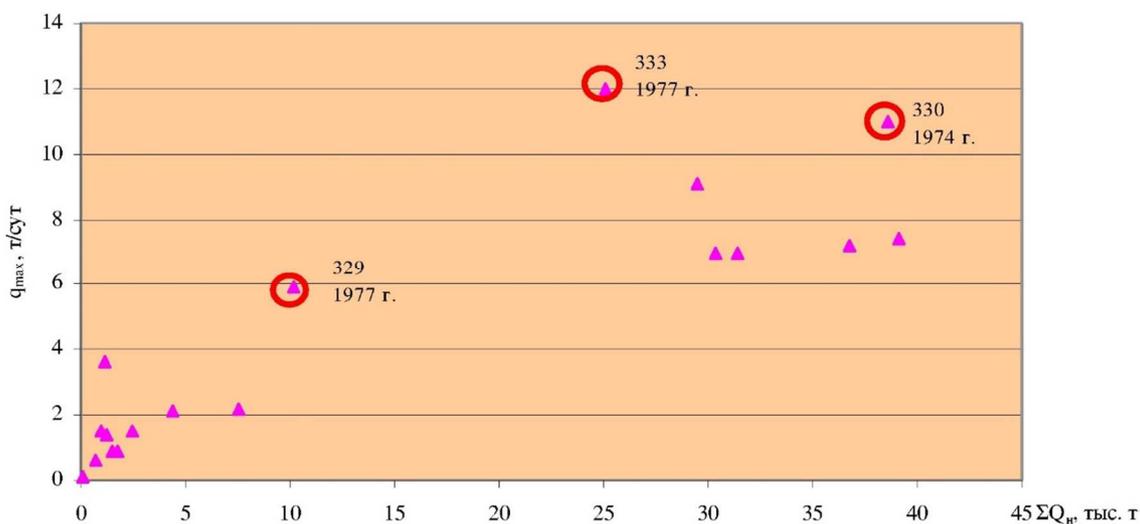


Рисунок 19 – Взаимозависимость максимального дебита скважины и суммарной добычи нефти (горизонт I Южно-Ключевого месторождения)

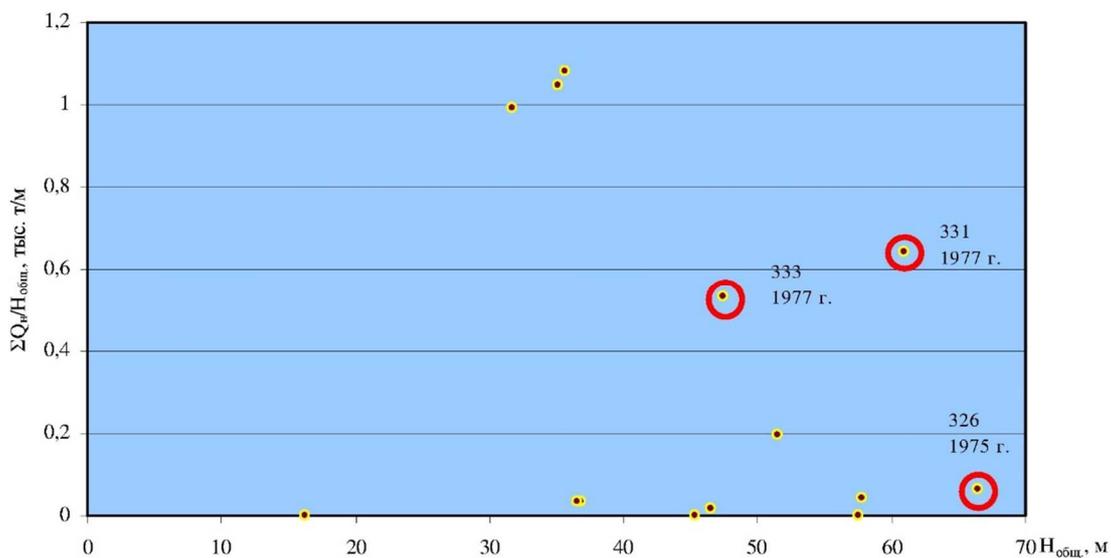


Рисунок 20 – Взаимозависимость удельной суммарной добычи нефти и общей толщины нефтенасыщенной части пласта (горизонт I Южно-Ключевого месторождения)

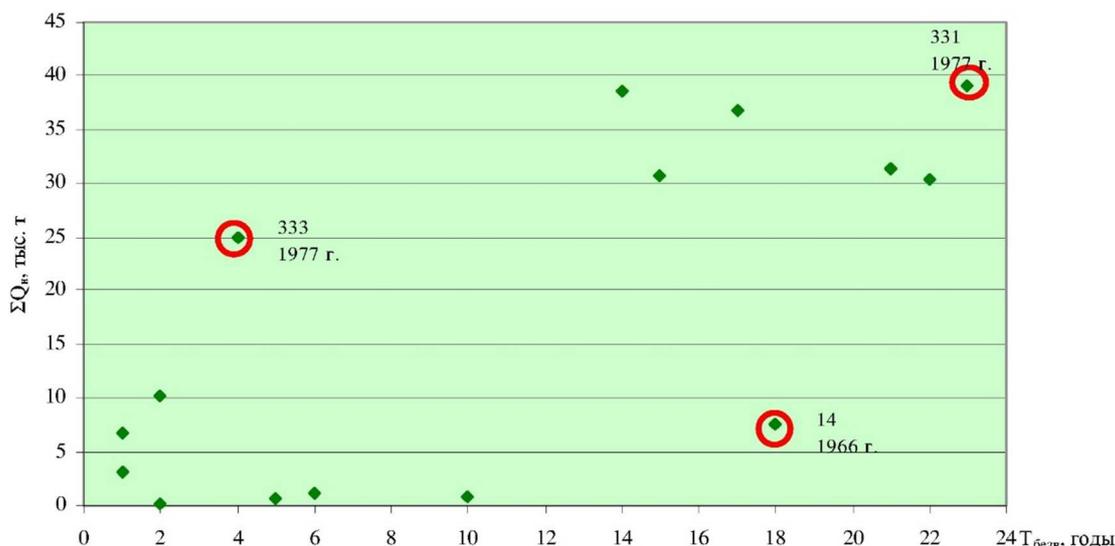


Рисунок 21 – Взаимозависимость и суммарной добычи нефти и времени безводной эксплуатации скважины (горизонт I Южно-Ключевого месторождения)

Гистограммы распределения скважин по геологическим параметрам показывают, что скважины характеризуются большой нефтенасыщенной толщиной – более 10 м в 11-ти скважинах из 17-ти (рис. 7), низкой песчаностью – песчаность 0,1–0,3 в 11-ти скважинах (рис. 8) и высокой расчленённостью – в среднем в скважинах выделяется 4–7 прослоев-коллекторов, в 4-х скважинах – 8–10 и более (рис. 9). Высокую расчленённость 14 имеет скважина № 326 западного участка при эффективной нефтенасыщенной толщине 12,7 м и коэффициенте песчаности 0,19 и скважина № 331 восточного участка, у которой расчленённость 10 при эффективной нефтенасыщенной толщине 10,5 м и коэффициенте песчаности 0,17. Следует заметить, что коллектор меняет свои свойства на таком коротком расстоянии, как расстояние между скважинами №№ 350 и 334–300 м: монолитный слой с толщиной более 20 м (с учётом водонасыщенной части) скважины № 350 разделяется в скважине № 334 на 5 слоёв и частично замещается глинами. Аналогичное различие геологических разрезов можно наблюдать и в зоне скважины № 326, в которой пробурен второй ствол, и на расстоянии 350 м находится скважина № 325, в которой выделено всего 4 прослоя. Это различие связано с приближением к зоне выклинивания горизонта I скважины № 325, по мере удаления от зоны выклинивания и погружения структуры увеличивается общая толщина и появляются зоны слияния пластов-коллекторов с образованием монолитных пачек.

Максимальные дебиты скважин сравнительно с Ключевым месторождением не велики (рис. 10) – только в двух скважинах западного участка они превышают 10 тонн/сут. (это скважины №№ 330 и 333), на восточном участке максимальные дебиты 7 тонн/сут. были также только в двух скважинах (это скважины №№ 331 и 336), расположенных рядом в центре. По остальным скважинам восточного участка дебиты не превышали 1 тонн/сут. На западном участке такой низкий дебит имела только скважина № 341, расположенная на погружении пластов. Распределение удельного максимального дебита (рис. 11) аналогично распределению максимального дебита: в четырёх скважинах удельный дебит на 1 м эффективной нефтенасыщенной толщины составляет 0,1 тонн/сут. м, в пяти скважинах – 0,6–1,0 тонн/сут. м. Анализ результатов интерпретации ГИС показывает, что в низкодебитных скважинах выделяются высокопроницаемые прослои, например, в скважине № 334 не был перфорирован прослой с проницаемостью 581,8 мД, в скважине № 335 в зоне перфорации имеется прослой также с проницаемостью 581,8 мД толщиной 1,1 м, максимальный дебит скважины № 335 – 1,4 тонн/сут. Можно предположить, что низкодебитные скважины участка требуют специальных технологий их освоения.

На рисунке 12 показано распределение скважин по величине суммарно добытой нефти. Оно показывает, что только по семи скважинам получено более 25 тыс. тонн нефти (это скважины №№ 325, 327, 330, 340 и 333 западного участка и скважины

№№ 331 и 336 восточного участка), из скважины № 405 получено всего 0,1 тыс. тонн, скважина № 350, как указывалось выше, не вводилась в эксплуатацию. Удельный суммарный отбор нефти на 1 м эффективной нефтенасыщенной толщины по пяти высокопроизводительным скважинам колеблется от 1,5 тыс. тонн/м до 4 тыс. тонн/м, по остальным скважинам он меньше 1 тыс. тонн/м (рис. 13).

Построенные взаимозависимости максимального дебита от эффективной нефтенасыщенной толщины и перфорированной толщины (рис. 16 и 17) показывают на общую тенденцию увеличения дебита с увеличением эффективной толщины. Объём суммарно добытой нефти скважин не взаимосвязан с её эффективной и общей нефтенасыщенной толщиной (рис. 18 и 20). Примером может служить скважина № 405, из которой при эффективной нефтенасыщенной толщине 10,6 м добыто 0,1 тыс. тонн нефти, или наоборот, скважина № 340, из которой при эффективной нефтенасыщенной толщине 5,6 м получено 30,7 тыс. тонн нефти.

Наблюдается общая тенденция роста суммарной добычи нефти от времени безводной эксплуатации скважин (рис. 21). В данном случае естественно предположить влияние местоположения скважин на структуре и влиянии на раннее обводнение пластовых вод, однако детальное изучение строения коллектора показывает, что преобладающую роль в раннем обводнении играет технический фактор. Единственная прямая взаимозависимость наблюдается между суммарной добычей нефти и максимальным дебитом скважины (рис. 19).

Анализ результатов бурения вторых стволов в добывающих скважинах

Бурение вторых стволов проводилось на западном участке в четырёх скважинах №№ 325, 326, 340 и 341 в 2003 году (табл. 1), в которой показатели эксплуатации вторых стволов приведены в сопоставлении с результатами эксплуатации первых стволов.

Таблица 1 – Показатели эксплуатации

№№ п/п	№№ скважины	Показатели эксплуатации первого ствола		Показатели эксплуатации второго ствола				
		суммарная добыча нефти, тыс. тонн	начальный максимальный дебит, тонн/сут.	дата бурения, год	период эксплуатации, го- ды	начальный дебит/ обводнённость, тонн/сут. / %	суммарная добыча нефти, тыс. тонн	суммарная добыча жидкости, тыс. тонн
1	325-2	23,5	7,5	2003	2003–2014	4,0	7,9	8,7
2	326-2	4,1	2,4	2003	2003–2011	2,0	2,7	3,5
3	340-2	29,5	9,0	2003	2003–2017	3,7	1,2	1,8
4	341-2	1,5	1,0	2003	2003–2017	1,0	1,7	2,4
всего		58,6					13,5	16,4

Причиной бурения вторых стволов явилось резкое обводнение скважин до 56–75 % и снижение дебита до 0,1 тонн/сут. и менее. Вторые стволы забурены в двух высокодебитных скважинах №№ 325 и 340 и в двух малодебитных скважинах №№ 326 и 341. Наибольший объём добычи нефти получен из второго ствола, пробуренного в скважине № 325 – 7,9 тыс. тонн, однако его эксплуатация остановлена в 2014 году также из-за снижения дебита до 0,1 тонн/сут. при обводнённости 23,4 %. По этой же причине остановлена эксплуатация второго ствола скважины № 326 в 2011 году. Из него получено 2,7 тыс. тонн нефти, из первого ствола этой скважины получено 4,1 тыс. тонн. Также из-за снижения дебита практически остановлена в 2017 году эксплуатация второго ствола скважины № 340, из которого добыто 1,2 тыс. тонн нефти и 1,8 тыс. тонн жидкости. В сравнении с первым стволом, из которого получено 29,5 тыс. тонн нефти, второй ствол в скважине № 340 оказался малоэффективным. Второй ствол, пробурен-

ный в скважине № 341, находится в эксплуатации в 2017 году, его дебит нефти составляет 1,0 тонн/сут., а обводнённость 40,5 %. В сумме из него получено 1,7 тыс. тонн нефти, что на 0,2 тыс. тонн больше, чем из первого ствола.

Таким образом, в низкодебитных скважинах вторые стволы оказались почти равноценными первым, причина прекращения эксплуатации вторых стволов связана в основном с техническими осложнениями скважин, т.е. такая же, как и у первых стволов.

Анализ динамики обводнения и взаимодействия добывающих и нагнетательных скважин

Закачка воды велась на западном участке в две нагнетательные скважины №№ 5 и 328, расположенные в приконтурной зоне. На рисунках 22–25 приведена динамика дебитов жидкости и обводнённости ближайших добывающих скважин в сопоставлении с динамикой закачки воды в нагнетательные скважины.

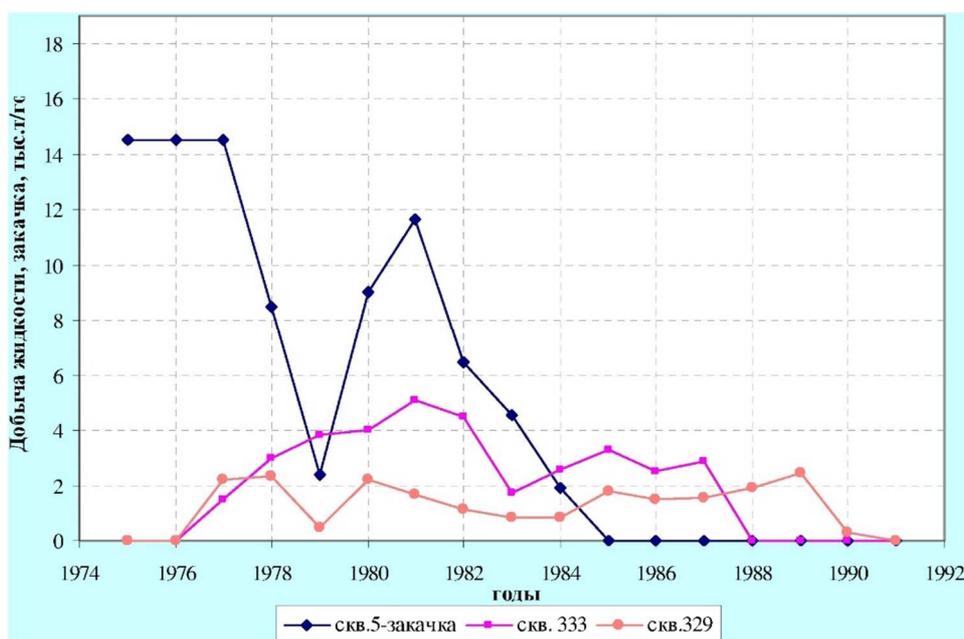


Рисунок 22 – Взаимодействие нагнетательной скважины № 5 и добывающих скважин №№ 329 и 333

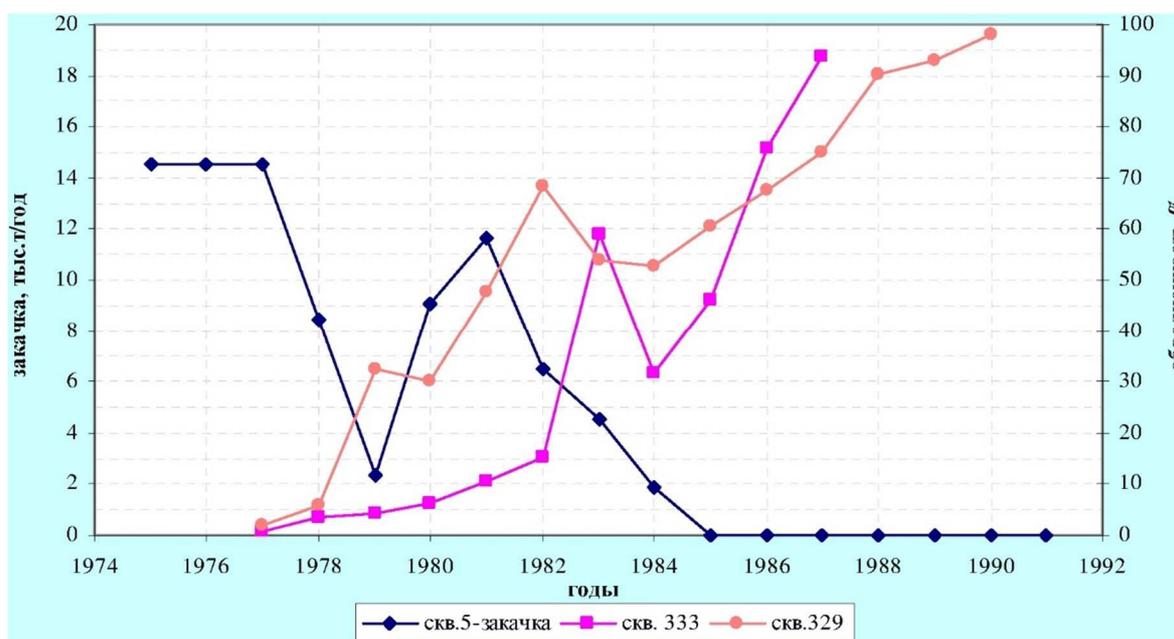


Рисунок 23 – Взаимодействие нагнетательной скважины № 5 и добывающих скважин №№ 329 и 333

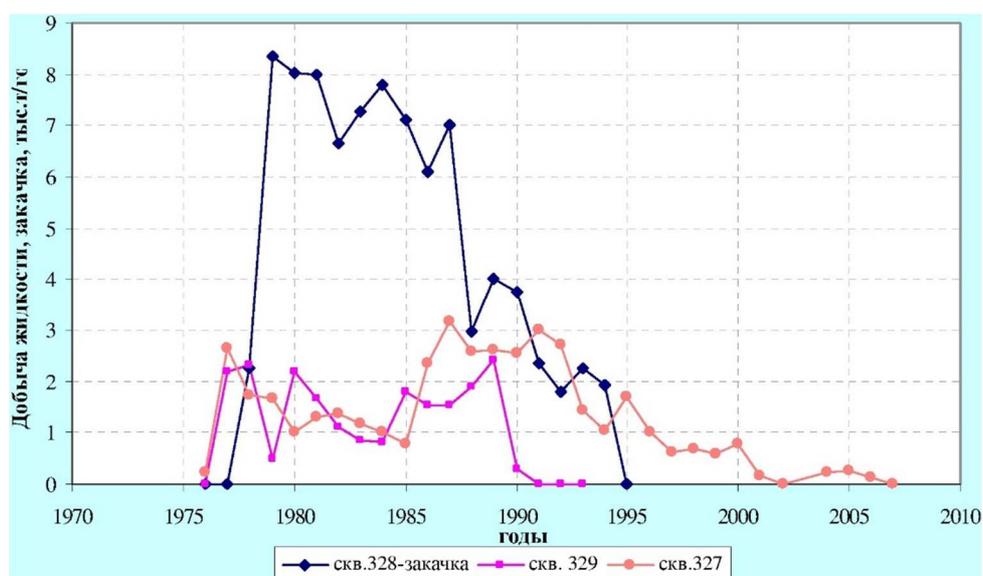


Рисунок 24 – Взаимодействие нагнетательной скважины № 328 и добывающих скважин №№ 327 и 329

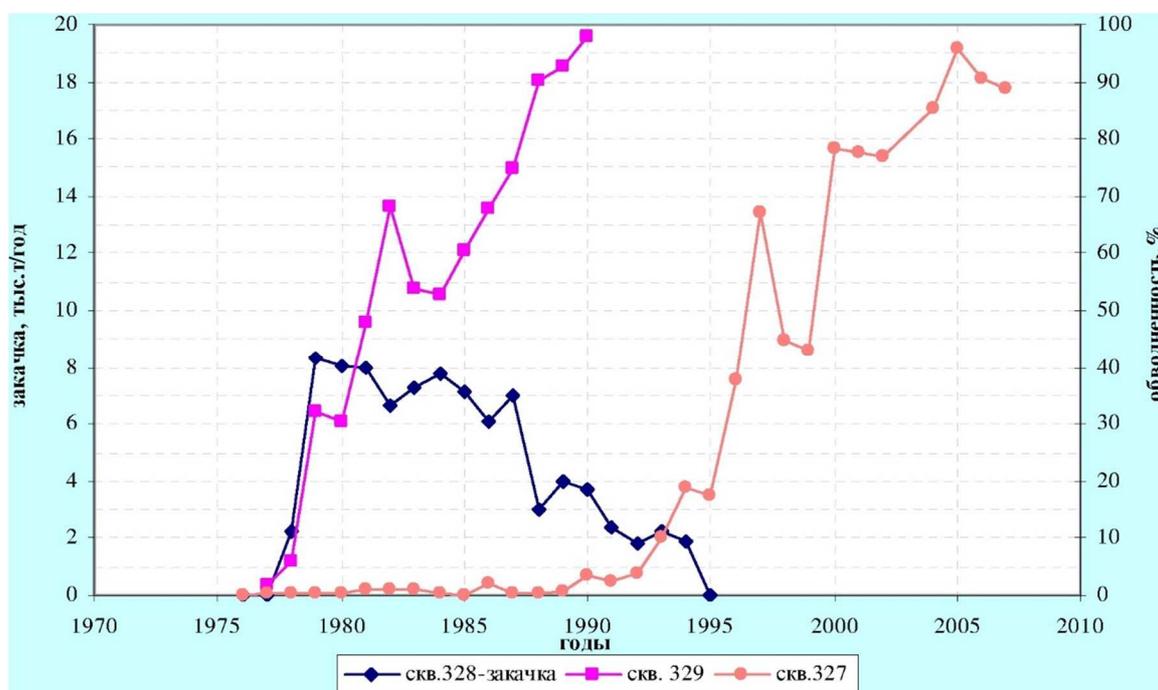


Рисунок 25 – Взаимодействие нагнетательной скважины № 328 и добывающих скважин №№ 327 и 329

На основе анализа приведённых взаимозависимостей можно сделать следующие выводы:

- 1) добывающие скважины обводнились в период закачки воды, прекращение закачки воды не приводит к снижению обводнённости;
- 2) рост дебита жидкости наблюдается только в скважине № 329, находящейся между нагнетательными скважинами, прекращение закачки привело к некоторому снижению дебита жидкости.

Стабильный дебит скважин после прекращения закачки воды связан с влиянием законтурной зоны и небольшой величиной дебита – 2–6 тонн/сут. Следует заметить, что в скважинах №№ 5 и 328 были перфорированы большие интервалы горизонта ниже ВНК, что обусловило потери закачиваемой воды за контур нефтеносности.

Высокая обводнённость 90–95 % получена всего в трёх добывающих скважинах №№ 327, 333 и 329, по которым суммарная добыча нефти составила соответственно 36,7, 25,1 и 10,1 тыс. тонн, по остальным добывающим скважинам с большим суммарным отбо-

ром нефти эксплуатация прекращена из-за снижения дебита. На рисунках 26–29 приведена динамика обводнённости наиболее производительных скважин №№ 325 и 329 западного участка и №№ 331 и 336 восточного участка. Скважина № 325 – второй ствол – обводнилась скачком до 15–25 %, её обводнение сопровождалось снижением дебита жидкости, эксплуатация прекращена из-за его снижения. Динамика обводнения скважины № 329 связана с постепенной выработкой запасов дренируемой зоны пласта, величина которой весьма незначительна с объёмом запасов, приходящихся на эту скважину – в ней эффективная нефтенасыщенная толщина пласта составляет 13,7 м, причём по ГИС проницаемость большого количества прослоев колеблется от 128 мД до 581,8 мД. В скважинах восточного участка не получено высокой обводнённости; в скважинах №№ 331 и 336, динамика обводнения которых показана на рисунках 29 и 30, максимальная обводнённость достигла 30 и 34,8 %. Эта обводнённость получена уже после снижения дебита жидкости до 2–3 тонн/сут. (начальный дебит был 6–7 тонн/сут).

Анализ обводнения скважин Южно-Ключевого месторождения показывает, что к настоящему времени был охвачен заводнением небольшой объём залежи, для вовлечения в разработку всех имеющихся запасов должна быть восстановлена работоспособность всего фонда пробуренных скважин.

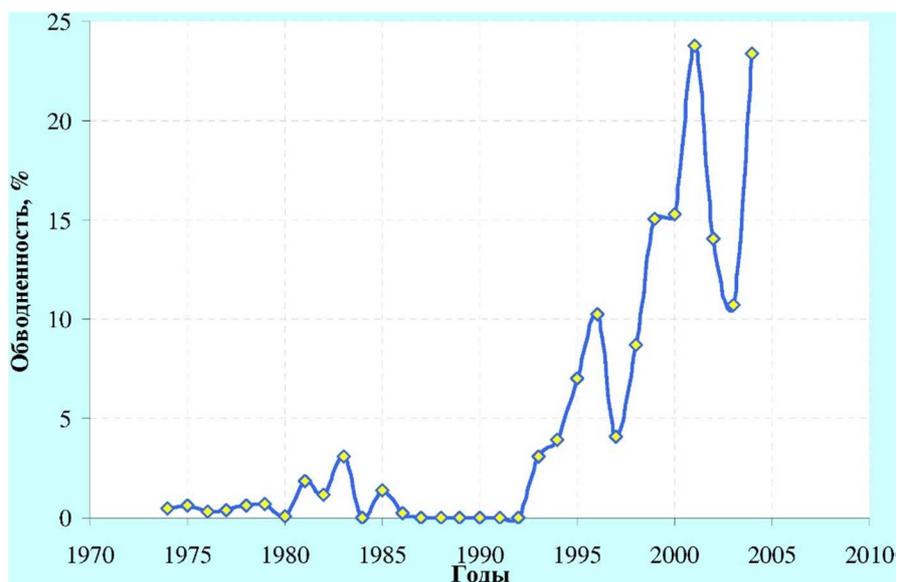


Рисунок 26 – Динамика обводнения скважины № 325

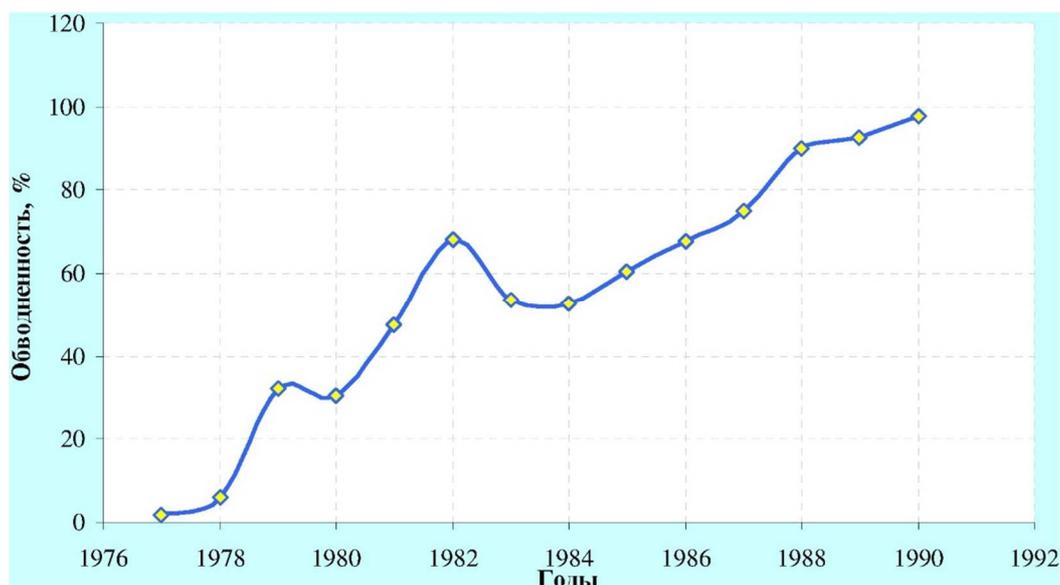


Рисунок 27 – Динамика обводнения скважины № 329

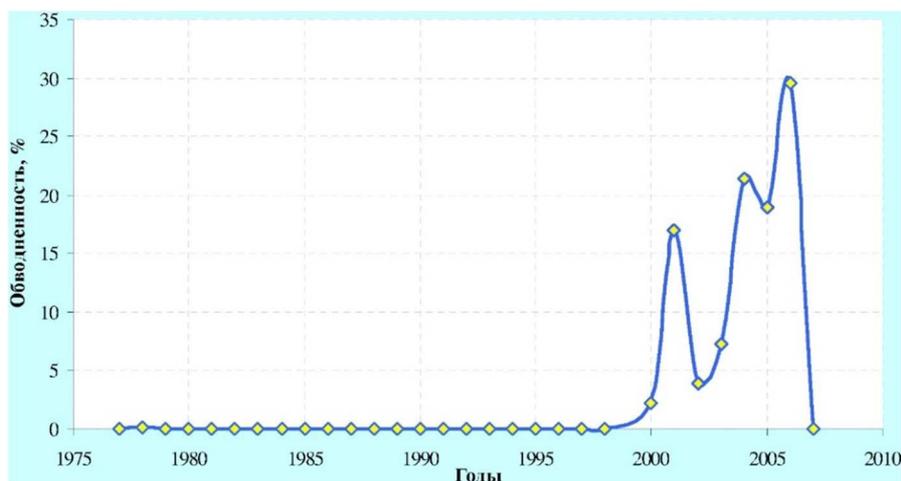


Рисунок 28 – Динамика обводнения скважины № 331

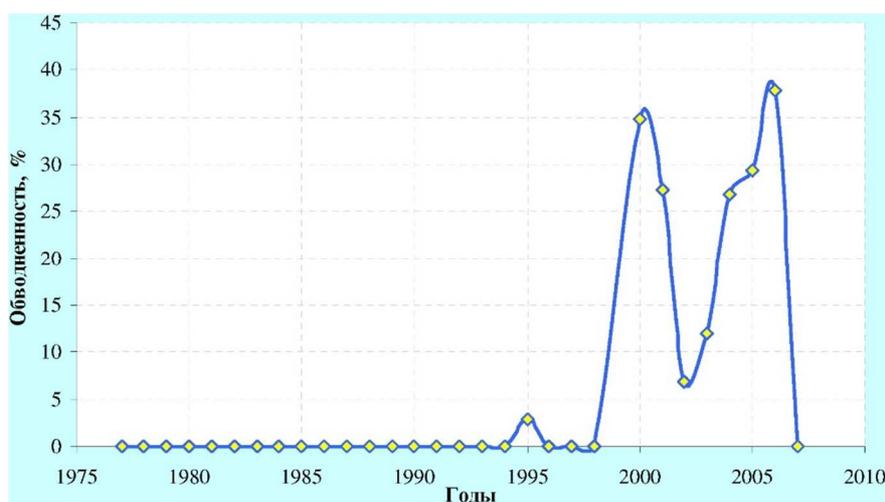


Рисунок 29 – Динамика обводнения скважины № 336

Характеристики вытеснения Южно-Ключевого месторождения

Характеристики вытеснения построены в целом для Южно-Ключевого месторождения (рис. 30 и 31), для западного участка (рис. 32 и 33) и для восточного участка (рис. 34 и 35).

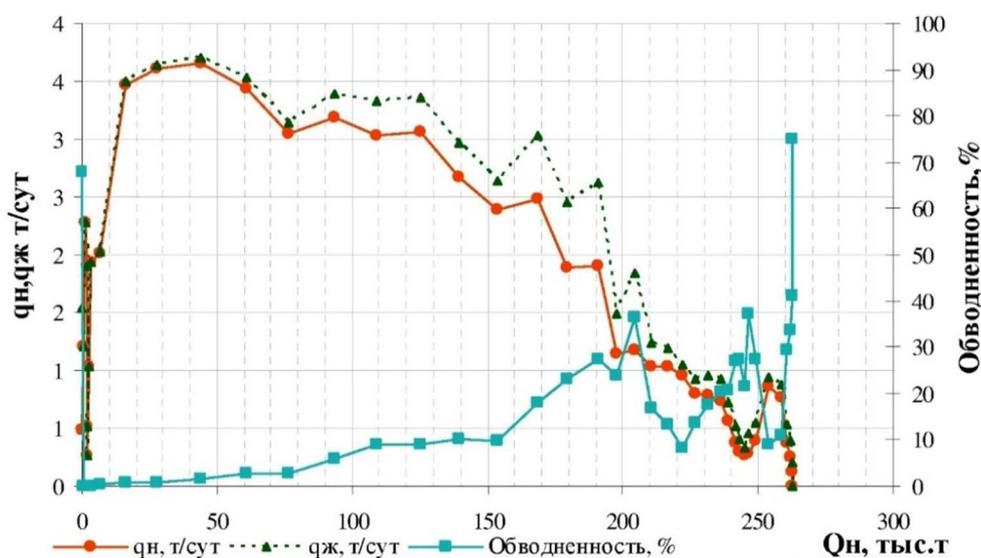


Рисунок 30 – Характеристики вытеснения Лысенко по Южно-Ключевому месторождению

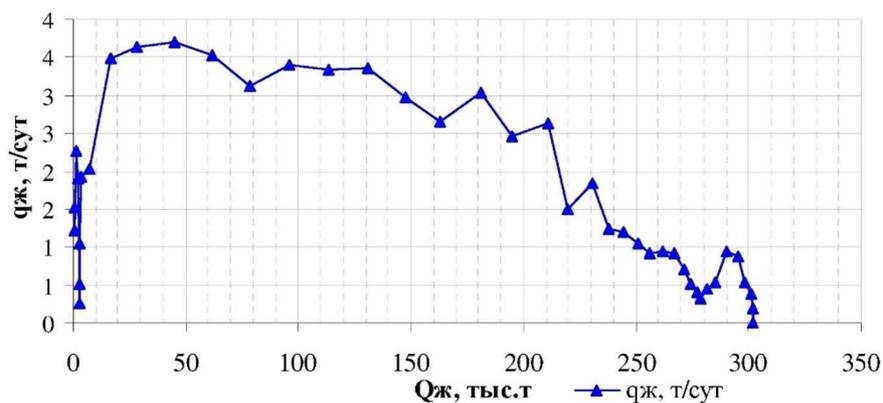


Рисунок 31 – Характеристики вытеснения Лысенко по Южно-Ключевому месторождению

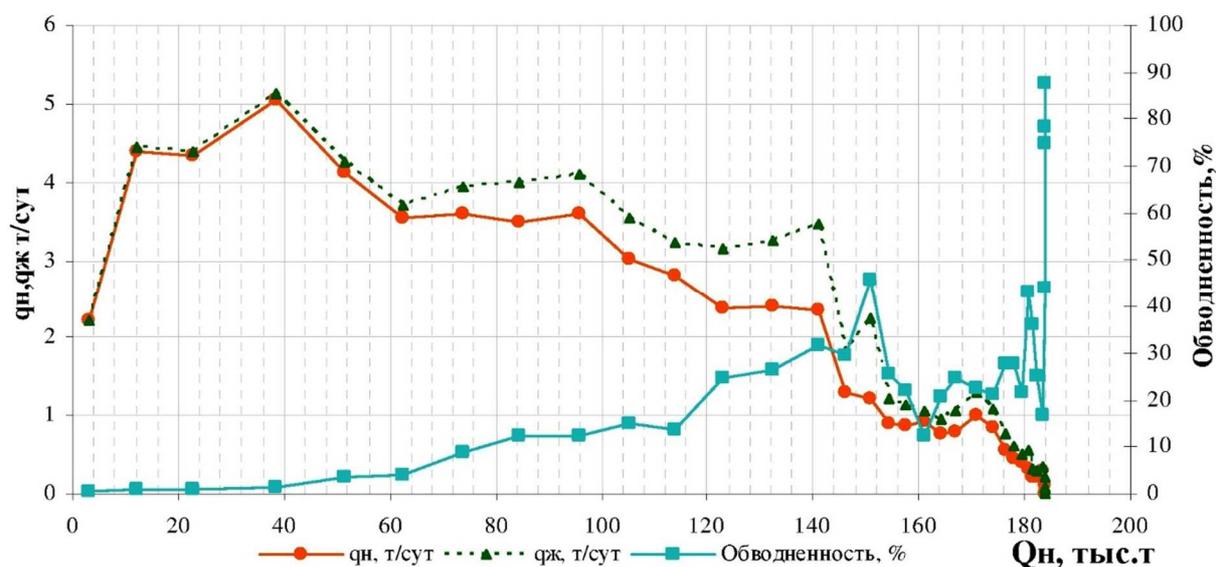


Рисунок 32 – Характеристики вытеснения Лысенко по Южно-Ключевому месторождению (западный участок)

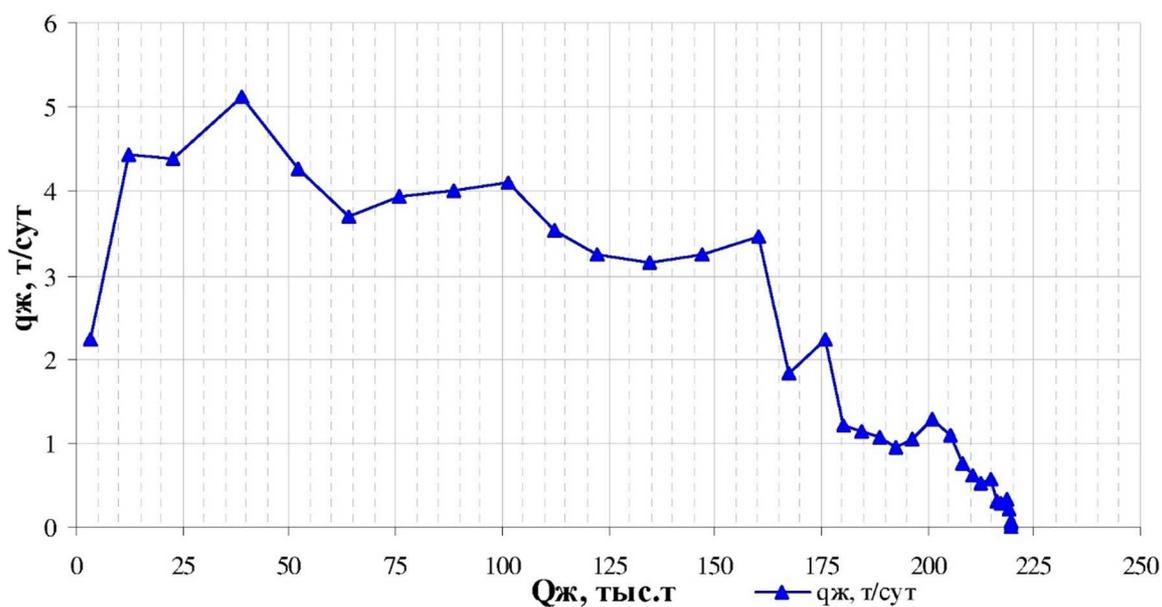


Рисунок 33 – Характеристики вытеснения Лысенко по Южно-Ключевому месторождению (западный участок)

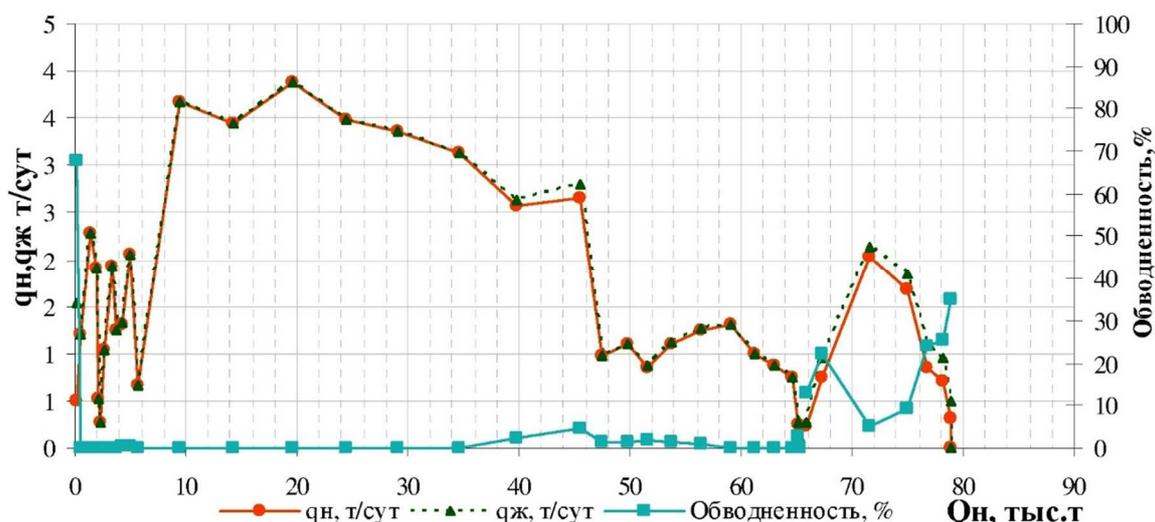


Рисунок 34 – Характеристики вытеснения Лысенко по Южно-Ключевому месторождению (восточный участок)

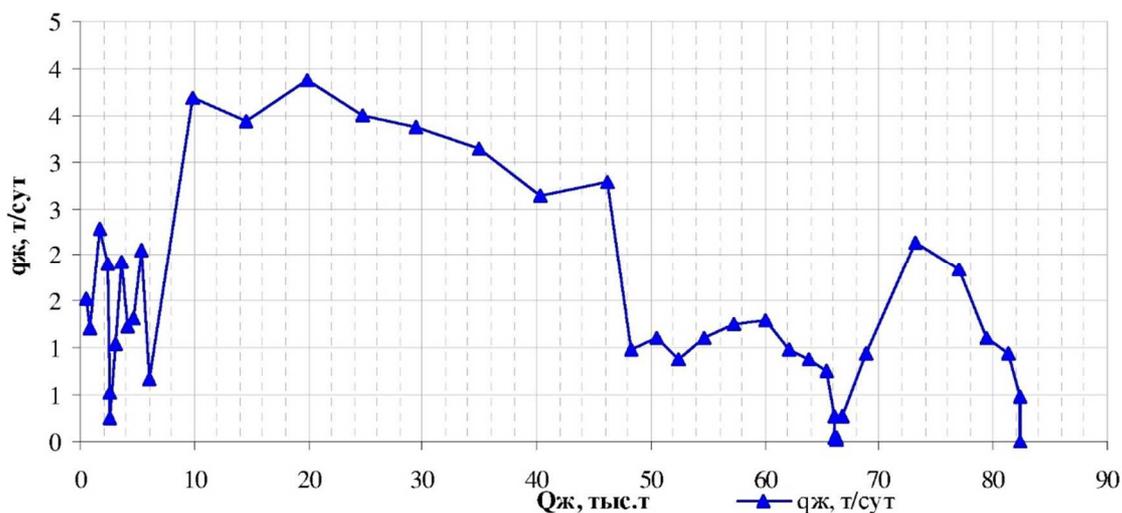


Рисунок 35 – Характеристики вытеснения Лысенко по Южно-Ключевому месторождению (восточный участок)

Характеристика вытеснения в целом по участку Южно-Ключевой носит несколько условный характер, поскольку западный и восточный участки не взаимодействуют друг с другом через нефтенасыщенные зоны.

Рассмотрим характер выработки западного участка (рис. 32 и 33). Характеристика вытеснения показывает, что извлекаемые запасы, определённые за период стабильной эксплуатации скважин, составляют 360 тыс. тонн, примерно такая же величина запасов получается при экстраполяции закономерности обводнения скважин – 345 тыс. тонн. Снижение дебитов скважин приводит к потере запасов – прогнозные извлекаемые запасы оцениваются на уровне 240 тыс. тонн. Прогнозные запасы жидкости за стабильный период эксплуатации оцениваются равными 450 тыс. тонн, т.е. при благоприятной ситуации в эксплуатации скважин на одну тонну нефти получили бы 0,25 тонн воды. Это соответствует выработке довольно однородного объекта. На этом участке в большинстве скважин выделяется 4 пачки нефтенасыщенных пластов с различной проводимостью, поэтому можно предположить, что не весь разрез нефтенасыщенных пород дренируется. Оценённые максимальные прогнозные запасы несколько ниже утверждённых – 407 тыс. тонн, это можно объяснить низкой эффективностью эксплуатации части пробуренных скважин.

Прогнозные извлекаемые запасы, оценённые по характеристикам вытеснения скважин, следующие:

- скважина № 325 – 51 тыс. тонн;
- скважина № 326 – 22 тыс. тонн;

- скважина № 327 – 50 или более 80 тыс. тонн;
- скважина № 330 – 48–67 тыс. тонн;
- скважина № 340 – 53 тыс. тонн;
- скважина № 333 – 40–44 тыс. тонн;
- скважина № 329 – 25 тыс. тонн;
- по скважинам №№ 335 и 341 запасы определены ориентировочно равными 10–15 тыс. тонн.

В сумме по скважинам прогнозные извлекаемые запасы определены в объёме 333–367 тыс. тонн, эта оценка близка к величине, полученной для запада в целом.

Таким образом, потенциальные возможности пробуренных скважин обеспечивали почти полное извлечение промышленных запасов при сохранении их работоспособности.

Анализ характеристик вытеснения восточного участка показывает, что пробуренным фондом скважин можно было бы извлечь всего 115–120 тыс. тонн нефти, что значительно ниже утверждённых извлекаемых запасов (327 тыс. тонн). Прогнозные извлекаемые запасы, определённые по характеристикам вытеснения для каждой скважины, следующие:

- скважина № 2 – условно 2 тыс. тонн;
- скважина № 14 – 17 тыс. тонн;
- скважина № 331 – 56–60 тыс. тонн;
- скважина № 336 – 54 тыс. тонн;
- скважина № 334 – 11 тыс. тонн;
- скважина № 405 – условно 30 тыс. тонн.

Всего получаем 170–174 тыс. тонн, что также значительно ниже утверждённых запасов.

Таким образом, расчёты по оценке прогнозных извлекаемых запасов восточного участка показывают, что пробуренный фонд не может обеспечить извлечение всего объёма имеющихся запасов даже при его восстановлении, для их извлечения требуется принять серьёзные меры по восстановлению работоспособности фонда скважин.

Оценка эффективности применяемых систем разработки Южно-Ключевого месторождения

Южно-Ключевое месторождение включает в себя два участка или залива – западный и восточный, которые разделены зоной выклинивания коллекторов, но имеют единую законтурную систему. Они примыкают к уплотнённой южной зоне у общей линии выклинивания коллекторов, имеют значительно меньшие, чем основная залежь, максимальные дебиты нефти (до 9 тонн/сут.) и гидродинамически связаны с основной залежью. Гидродинамическая связь с основной залежью подтверждается постоянством пластового давления в течение всего периода разработки. Приконтурная закачка воды осуществлялась на западном участке, суммарная компенсация отбора пластовых жидкостей закачкой составила 62,4 %, Закачиваемая вода как бы косвенно влияла на показатели эксплуатации участка.

В более уплотнённой зоне оказался восточный участок, на котором только в двух скважинах из шести максимальный дебит нефти достигал 7 тонн/сут., по остальным он составлял 0,1–1,5 тонн/сут.

По состоянию на 01.07.2017 г. на западном заливе пробурено 11 скважин, перебывало в эксплуатации на нефть 9, нагнетательных – 3 (в т.ч. скважина № 333 переведена под закачку из числа добывающих), действующих добывающих скважин – 3. Всего отобрано нефти 183,95 тыс. тонн, жидкости 219,8 тыс. тонн, водонефтяной фактор составляет 1,195, текущая обводнённость – 45–75 %, текущая нефтеотдача – 0,205. По западному заливу утверждены следующие запасы: геологические 898 тыс. тонн, извлекаемые 407 тыс. тонн, КИН = 0,453.

На восточном заливе пробурено и перебывало в эксплуатации 6 добывающих скважин, действующих скважин 2, всего добыто 78,93 тыс. тонн нефти, 82,37 тыс. тонн жидкости, водонефтяной фактор составляет 0,043, текущая обводнённость 35 %, те-

кущий КИН = 0,108. По восточному заливу утверждены следующие запасы: геологические 735 тыс. тонн, извлекаемые 327 тыс. тонн, КИН = 0,445.

В целом по Южно-Ключевому месторождению получено 263 тыс. тонн нефти, достигнута нефтеотдача 0,161. Утверждены следующие запасы: геологические – 1633 тыс. тонн, извлекаемые – 734 тыс. тонн, конечная нефтеотдача – 0,450.

Оценка перспектив доработки Южно-Ключевого месторождения действующим фондом показывает, что суммарная добыча нефти может составить 270 тыс. тонн, КИН = 0,165.

Таким образом, на Южно-Ключевом месторождении достигнута очень низкая нефтеотдача. Причина получения низкой нефтеотдачи одна – практически не произошло заводнение залежей, а, значит, не произошло вытеснение нефти законтурной или закачиваемой водой в связи с низкой производительностью скважин. Остановка эксплуатации скважин происходила из-за снижения притока пластовых жидкостей в скважины при низкой обводнённости или даже при безводной добыче нефти. Основное направление в совершенствовании системы разработки Южно-Ключевого месторождения – это восстановление работоспособности фонда добывающих скважин.

Обоснование вариантов разработки Южно-Ключевого месторождения

На основе выполненных оценок потенциальных возможностей пробуренных скважин по довыработке остаточных запасов нефти выполнено ранжирование скважин по их эффективности и разработан план-график ввода скважин в эксплуатацию по годам, по горизонтам и участкам месторождения, исходя из максимального объёма бурения вторых стволов (4 скважины в год).

Рассмотрены следующие варианты разработки Южно-Ключевого месторождения.

Вариант 1 – реализуемый: в действующем фонде скважин находятся 5 скважин, однако за 6 месяцев 2017 года добыча нефти составила 13 тонн, а добыча жидкости 20 тонн, в то время как в 2016 году добыча нефти составляла 700 тонн и добыча жидкости 1200 тонн, обводнённость – 41,7 %. Ещё ранее годовая добыча нефти колебалась на уровне 1,5–2,1 тыс. тонн при обводнённости 25 %. Остаточные извлекаемые запасы по этому варианту оцениваются на уровне 7 тыс. тонн, тогда начальные извлекаемые запасы составят 270 тыс. тонн, конечный коэффициент нефтеотдачи 0,161. По этому варианту планируется восстановление годовой добычи нефти до 1,2 тыс. тонн. Доработка участков будет вестись на естественном упруговодонапорном режиме.

Вариант 2 – по этому варианту планируется провести РИР и восстановление производительности в четырёх скважинах западного участка (это скважины №№ 326, 333, 329 и 335), что позволит дополнительно ввести в активную разработку 68 тыс. тонн извлекаемых запасов нефти. Эффективность проводимых КРС принята по аналогии с I горизонтом Ключевого месторождения. Суммарные извлекаемые запасы по второму варианту составят $270 + 68 = 338$ тыс. тонн, конечный коэффициент нефтеотдачи 0,207. Для целей ППД под закачку воды вводится бывшая нагнетательная скважина № 5.

Вариант 3 – проблема выработки запасов Южно-Ключевого месторождения состоит в низких дебитах пробуренных скважин, поэтому предлагается восстановить низкодебитные пробуренные скважины путём забурирования вторых стволов и проведения в них гидроразрыва с получением дебита не менее 7–10 тонн/сут. Новые скважины будут в основном безводными в начальный период. Всего планируется пробурить с ГРП 12 скважин-дублёров, что обеспечит ввод в активную разработку всех извлекаемых запасов нефти – 734 тыс. тонн, конечный коэффициент нефтеотдачи составит 0,450. Для целей ППД вводится дополнительно бывшая нагнетательная скважина № 328, а в 2020 году после отработки на нефть вводится под закачку воды скважина-дублёр № 350, всего нагнетательных скважин по варианту – 3.

Согласно экономических расчётов наиболее эффективным является вариант 3, в котором запланированы следующие мероприятия по доработке Южно-Ключевого месторождения:

- рекомендуется в течение 2019–2022 гг. восстановить дебит с проведением РИР в четырёх скважинах;

- пробурить 12 скважин-дублёров с проведением в них ГРП в течение 2022–2027 гг.;
- восстановить с целью ППД две бывшие нагнетательные скважины;
- при необходимости усилить систему ППД позже по результатам эксплуатации залежи ещё одной скважиной из числа приконтурных обводнившихся добывающих скважин.

Всё это позволит ввести все утверждённые запасы нефти 734 тыс. тонн, конечный коэффициент нефтеотдачи составит 0,450.

Литература

1. Симонов М.Е., Ляхович А.Ф. Оперативная оценка запасов нефти I майкопского горизонта Южно-Ключевой площади (Западный залив). – Краснодар : Фонды ВНИПИтермнефть, 1975.
2. Брагин А.П., Лубенец Ю.Д. Составление проекта доработки месторождения Ключевое-Дыш : Отчёт по договору Р 29.90-91. – Краснодар : ВНИПИтермнефть, 1992.
3. Лубенец Ю.Д., Дрампов Р.Т., Коротков С.В. Проект доработки майкопских залежей площадей Ключевая, Дыш, Узун, Южно-Ключевая с целью обоснования бурения скважин, забуривания 2-х стволов и решения вопроса отбора газа из газовой шапки. – Краснодар : ОАО «РосНИПИТермнефть», 2000.
4. Кичигина Т.М., Савченко А.П. Пересчет запасов нефти и газа I и II горизонтов Ключевого месторождения. – Краснодар : ОАО «РосНИПИтермнефть», 2004.
5. Булатов А.И. [и др.]. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 603 с.
6. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 576 с.
7. Булатов А.И., Качмар Ю.Д., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Освоєння нафтових і газових свердловин. Наука і практика : монографія. – Львів : Сполом, 2018. – 476 с.
8. Попов В.В. [и др.]. Геоинформатика нефтегазовых скважин. – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2018. – 292 с.
9. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – М. : Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.
10. Савенок О.В., Ладенко А.А. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2019. – 275 с.
11. Буцыленко И.Е., Пахлян И.А. Разработка мероприятий по повышению экологической безопасности и охране недр на примере доработки Ключевого месторождения : Прикладные вопросы точных наук / Материалы III Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов, преподавателей, посвящённой 60-летию со дня образования Армавирского механико-технологического института. – Армавир : Изд. КубГТУ, 2019. – С. 106–108.
12. Ваулина А.В., Савенок О.В., Яковлев А.Л. Оценка состояния выработки запасов I и II горизонта Ключевого месторождения и объёма остаточных извлекаемых запасов нефти // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2019. – № 1. – С. 144–167.
13. Дядченко М.Н., Омельянюк М.В. Проектирование доработки газонефтяного месторождения Ключевое // Наука и технологии в нефтегазовом деле: Тезисы докладов Международной научно-практической конференции, посвящённая 100-летию Кубанского государственного технологического университета и 25-летию кафедры машин и оборудования нефтяных и газовых промыслов Армавирского механико-технологического института. – Краснодар : Изд. КубГТУ, 2018. – С. 137–139.
14. Кусов Г.В. Проектирование мероприятий по борьбе с асфальто-смоло-парафиновыми отложениями, возникающими при эксплуатации скважин на месторождении Ключевое-Дыш Краснодарского края // Проблемы геологии и освоения недр: Труды XIII Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых учёных, посвящённого 110-летию со дня рождения профессора, Лауреата государственной премии СССР К.В. Радугина (6–11 апреля 2009 года). – Томск : Издательство Томского политехнического университета, 2009. – С. 492–494.
15. Кусов Г.В. Разработка технико-технологических рекомендаций для борьбы с асфальто-смоло-парафиновыми отложениями на месторождении Ключевое-Дыш Краснодарского края // Сборник тезисов 63-й научной студенческой конференции «Нефть и газ – 2009» (14–17 апреля 2009 года, г. Москва). Секция: Разработка нефтяных и газовых месторождений, бурение скважин. – М. : РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2009. – С. 15.

16. Кусов Г.В. повышение качества проводимых мероприятий по борьбе с АСПО, возникающими при эксплуатации скважин на месторождении Ключевое-Дыш // ГеоИнжиниринг. – 2010. – № 1. – С. 12–22.
17. Кусов Г.В., Савенок О.В. Методы борьбы с АСПО на месторождениях ООО «РН – Краснодарнефтегаз» на примере Успенского и Горячеключевского участков : Строительство и ремонт скважин – 2010 / Сборник докладов Международной научно-практической конференции (27 сентября – 02 октября 2010 года, Геленджик, Краснодарский край) / ООО «Научно-производственная фирма «Нитпо». – Краснодар : ООО «Научно-производственная фирма «Нитпо», 2010. – С. 147–150.
18. Мирзоян Ю.Д., Коноплёв Ю.Д. Применение промысловой сейсмики для доразведки разрабатываемых нефтегазовых месторождений (на примере месторождения Южно-Ключевое) // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2003. – № 6. – С. 31–49.
19. Омельченко Н.Н., Иолчуев А.М., Савенок О.В. Вопросы безопасности и экологичности на ключевом месторождении ООО «РН – Краснодарнефтегаз» : Актуальные вопросы охраны окружающей среды / сборник докладов Всероссийской научно-технической конференции (17–19 сентября 2018 года, Белгород); Секция 6: Экологическая безопасность. – Белгород : Издательство Белгородского государственного технологического университета, 2018. – С. 356–363.
20. Омельченко Н.Н., Савенок О.В., Иолчуев А.М. Предупреждение и ликвидация отложений солей при добыче нефти на Ключевом месторождении // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2018. – № 4. – С. 27–52.
21. Палехин Д.О. Проектирование доразработки Ключевого месторождения : Актуальные проблемы научного и производственно-технического развития российского общества / сборник лучших научных докладов участников XXIV Внутривузовской студенческой конференции, посвящённой 100-летию Кубанского государственного технологического университета и 60-летию Армавирского механико-технологического института. – Краснодар : Изд. КубГТУ, 2018. – С. 157–158.
22. Шкирман Н.П., Киян А.П. Методика интерпретации и определение параметров продуктивных коллекторов (на примере Ключевого месторождения) // Булатовские чтения: материалы III Международной научно-практической конференции (31 марта 2019 г.) в 5 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2019. – Т. 1: Прогноз, поиск и разведка месторождений нефти и газа. Нефтегазопромысловая геология. Разведочная и промысловая геофизика. – С. 156–159.
23. Шкирман Н.П., Шарапов В.К. Петрофизические характеристики терригенных коллекторов и их использование для восстановления акустических свойств геологического разреза // Булатовские чтения: материалы III Международной научно-практической конференции (31 марта 2019 г.) в 5 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2019. – Т. 1: Прогноз, поиск и разведка месторождений нефти и газа. Нефтегазопромысловая геология. Разведочная и промысловая геофизика. – С. 160–162.
24. Шумейко С.А., Сологубов Д.С. Фотограмметрический метод создания трёхмерных моделей сложных технологических объектов // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 10. – С. 98–101.

References

1. Simonov M.E., Lyakhovich A.F. Operative estimation of oil reserves of I Maikop horizon of South-Kluhevaya area (Western Bay). – Krasnodar : Funds of VNIPItermneft, 1975.
2. Bragin A.P., Lubenets Yu.D. Drawing up a project of additional development of the Klyuchevoe-Dysh field : Report under contract R 29.90-91. – Krasnodar : VNIPItermneft, 1992.
3. Lubenets Yu.D., Drampov R.T., Korotkov S.V. The project of additional development of Maikop deposits of areas Klyuchevaya, Dysh, Uzun, Yuzhno-Klyuchevaya for the purpose of substantiation of drilling of wells, drilling of 2 bores and the decision of a question of extraction of gas from a gas cap. – Krasnodar : JSC RosNIPITermneft, 2000.
4. Kichigina T.M., Savchenko A.P. Recalculation of oil and gas reserves of I and II horizons of Klyuchevoy field. – Krasnodar : RosNIPITermneft OJSC, 2004.
5. Bulatov A.I. [et al]. Ecology in the construction of oil and gas wells : a textbook for university students. – Krasnodar : Prosveshchenie South LLC, 2011. – 603 p.
6. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremiychuk R.S. Scientific bases and practice of oil and gas wells development. – Krasnodar : Publishing House - South, 2016. – 576 p.
7. Bulatov A.I., Kachmar Yu.D., Savenok O.V., Yaremiichuk R.S. Development of oil and gas wells. Science and Practice : Monograph. – Lvov : Spolom, 2018. – 476 p.
8. Popov V.V. [et al]. Geoinformatics of oil and gas wells. – Novocherkassk : «Lik» Publishing House, 2018. – 292 p.
9. Savenok O.V., Kachmar Yu.D., Yaremiichuk R.S. Oil and gas engineering at squa-gin development. – M. : Infra-Engineering, 2019. – 548 p.

10. Savenok O.V., Ladenko A.A. Development of the oil and gas fields. – Krasnodar : Ezd. FSBOU VO «KubGTU», 2019. – 275 p.
11. Butsylenko I.E., Pakhlyan I.A. Development of measures to improve environmental safety and protection of mineral resources on the example of the refinement of the key field: Applied issues of the exact sciences / Proceedings of the III International scientific-practical conference for students, graduate students, teachers, dedicated to the 60th anniversary of Armavir Mechanical and Technological Institute. – Armavir : Kuban State Technical University Publishing House, 2019. – P. 106–108.
12. Vaulina A.V., Savenok O.V., Yakovlev A.L. Estimation of the state of the I and II horizon reserves development at the key field and the volume of the residual recoverable oil reserves // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2019. – № 1. – P. 144–167.
13. Dyadchenko M.N., Omelyanyuk M.V. Designing of an oil-gas field refinement Klyuchevoe // Science and technology in oil and gas business: Abstracts of the International Native Scientific and Practical Conference devoted to the 100th anniversary of Kuban State Technological University and 25th anniversary of the Department of machinery and equipment of oil and gas fields of Armavir Mechanical and Technological Institute. – Krasnodar : Kuban State Technological University Publishing House, 2018. – P. 137–139.
14. Kusov G.V. Design of measures to combat asphalt-resin and paraffin deposits arising during operation of wells in the field Klyuchevoe-Dysh, Krasnodar Territory // Problems of geology and subsoil development: Proceedings of the XIII International Academician M.A. Usov Symposium of students and young scientists, dedicated to the 110th anniversary of the birth of Professor, Laureate of the USSR State Prize K.V. Radugin (6–11 April 2009). – Tomsk : Publishing house of the Tomsk Polytechnic University, 2009. – P. 492–494.
15. Kusov G.V. Development of technical and technological recommendations for struggle with asphalt-resin and paraffin deposits on a field Klyuchevoe-Dysh of the Krasnodar territory // Collection of theses of 63rd scientific student conference «Oil and gas – 2009». (14–17 April 2009, Moscow). Section: Development of oil and gas fields, drilling of wells. – M. : Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 2009. – P. 15.
16. Kusov G.V. Improving the quality of measures to combat ARPD, arising from the operation of wells in the field Klyuchevoe-Dysh // GeoEngineering. – 2010. – № 1. – P. 12–22.
17. Kusov G.V., Savenok O.V. Methods of combating ARPD in the fields of OOO «RN – Krasnodarneftegaz» on the example of Uspenskogo and Goryacheklyuchevskogo areas: Construction and repair of wells – 2010 / Collection of reports of the International Scientific Conference (September 27 – October 02, 2010, Gelendzhik, Krasnodar Territory) / OOO «Research and Production Firm» Nitpo. – Krasnodar : LLC «Research and Production Firm» «Nitpo», 2010. – P. 147–150.
18. Mirzoyan Yu.D., Konoplev Yu.D. Application of field seismics for additional exploration of developed oil and gas fields (by the example of Yuzhno-Klyuchevoye field) // Geology, geophysics and development of oil and gas fields. – 2003. – № 6. – P. 31–49.
19. Omelchenko N.N., Iolchuev A.M., Savenok O.V. Safety and environmental issues at the key OOO «RN - Krasnodarneftegaz field» : Actual issues of environmental protection / collection of reports of the All-Russian Scientific and Technical Conference (17–19 September 2018, Belgorod); Section 6: Environmental safety. – Belgorod : Publishing house of Belgorod State Technological University, 2018. – P. 356–363.
20. Omelchenko N.N., Savenok O.V., Iolchuev A.M. Salt deposits prevention and liquidation at oil production at the key field // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2018. – № 4. – P. 27–52.
21. Palekhin D.O. Designing the refinement of the Key deposit : Actual problems of scientific and industrial-technical development of the Russian society / collection of the best scientific papers of the participants of the 24th Intrivuzov Student Conference dedicated to the 100th anniversary of the Kuban State Technological University and the 60th anniversary of Armavir Mechanical and Technological Institute. – Krasnodar : Kuban State Technical University Publishing House, 2018. – P. 157–158.
22. Shkirman N.P., Kiyani A.P. Methods of interpretation and determination of parameters of productive reservoirs (by the example of the key field) // Bulatovskie readings: Proceedings of the III International Scientific Conference (March 31, 2019) in 5 volumes : a collection of articles / under general editorship of Doctor of Technical Sciences, Prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2019. – Vol. 1: Forecast, prospecting and exploration of oil and gas fields. Oil and gas field geology. Exploration and field geophysics. – P. 156–159.
23. Shkirman N.P., Sharapov V.K. Petrophysical characteristics of terrigenous reservoirs and their use to restore the acoustic properties of the geological section // Boo-Latovskie readings: Proceedings of the III International Scientific Conference (March 31, 2019) in 5 volumes : a collection of articles / under general editorship of Doctor of Technical Sciences, Prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2019. – Vol. 1: Forecast, prospecting and exploration of oil and gas birth sites. Oil and gas field geology. Exploration and field geophysics. – P. 160–162.
24. Shumeiko S.A., Sologubov D.S. Photogrammetric method of the three-dimensional models creation for the complex technological objects // Petroleum economy. – 2018. – № 10. – P. 98–101.