

DOI 10.25689/NP.2018.3.64-80

УДК 622.276.43

**АНАЛИЗ КРИТЕРИЕВ ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ СИСТЕМЫ
ППД ПРИ РАЗРАБОТКЕ ПЯТИ БЛОКОВ ВОСТОЧНО-
ЛЕНИНОГОРСКОЙ ПЛОЩАДИ РОМАШКИНСКОГО
МЕСТОРОЖДЕНИЯ НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ ЭКСПЛУАТАЦИИ**

¹Рахмаев Л.Г., ²Низаев Р.Х., ³Гуторов Ю.А.

¹НГДУ «Азнакаевскнефть», ²Институт «ТатНИПИнефть»

³РКНТЦ «Нефтяная долина»,

**ANALYSIS OF CRITERIA FOR ASSESSMENT OF PERFORMANCE
OF FORMATION PRESSURE MAINTENANCE SYSTEM IN FIVE
DEVELOPMENT BLOCKS OF LATE-STAGE ROMASHKINSKOYE
FIELD EAST-LENINOGORSKAYA AREA**

¹Rakhmaev L.G., ²Nizaev R.Kh., ³Gutorov Yu.A.

¹NGDU AZNAKAEVSKNEFT, ²TatNIPIneft Institute

³RCNTC Neftyanaya Dolina,

E-mail: azn09sg@tatneft.ru

Аннотация. В статье описывается новый метод диагностики эффективности системы ППД, которая применяется на пяти блоках Восточно-Ленинградской площади НГДУ «Азнакаевскнефть». При этом в качестве критерия эффективности системы ППД предлагается принять величину расхождения между проектным и текущим КИН по каждому блоку в отдельности на конкретный период его эксплуатации. В качестве определяющих показателей эффективности системы ППД предлагается применить значения трёх коэффициентов: эффективности закачки (КЭЗ), использования воды (КИВ) и промывки (КПР). В работе в качестве проблемных блоков выделяется третий и пятый, по которым величина расхождения КИН является максимальной и далее делается попытка

объяснить полученный результат особенностями поведения корреляционно-статистических зависимостей между КЭЗ, КИВ и ФЭС продуктивных пластов и уровня компенсации отбора закачкой для всех пяти блоков Восточно-Ленинградской площади Ромашкинского месторождения.

Выполненный авторами анализ этих зависимостей показал, что они могут быть использованы в качестве диагностических критериев эффективности системы ППД при эксплуатации каждого из пяти блоков Восточно-Ленинградской площади Ромашкинского месторождения.

Ключевые слова: *система ППД, поддержание пластового давления, закачка, КИН, коэффициент эффективности закачки, коэффициент использования воды, коэффициент промывки, отбор-закачка, техногенный ГРП.*

Abstract. The paper presents a novel method to assess the performance of formation pressure maintenance system in five waterflooded blocks of East-Leninogorskaya area of the mature Romashkinskoye oil field operated by NGDU AZNAKAEVSKNEFT. To this end, the authors offer to apply the value of divergence between the project and the current recovery factors (RF) for each block for a certain production period as a criterion of effectiveness of the formation pressure maintenance system. They also introduce three more coefficients as key indicators of formation pressure maintenance system performance. These are: the injected water-produced oil ratio, the produced water-injected water ratio, and the injected water-ROIP reserves ratio. The maximum divergence between the RF values was noted in Blocks Nos. 3 and 5. The authors attempt to explain the observed phenomenon by peculiar behavior of correlation-statistical relationships between the injected water-produced oil ratio, the produced water-injected water ratio, and the reservoir properties of the development targets, on the one hand, and the voidage replacement ratio for all five blocks, on the other hand. The analysis of the above relationships showed

that they can be used as diagnostic criteria of effectiveness of formation pressure maintenance system in each of the five blocks under consideration.

Key words: *formation pressure maintenance system, injection, oil recovery factor, the injected water-produced oil ratio, the produced water-injected water ratio, and the injected water-ROIP reserves ratio, voidage replacement ratio, induced hydrofrac.*

С самого начала того периода разработки нефтяного месторождения, когда перед нефтяными компаниями остро встает вопрос о поддержании снижающейся естественной энергии пласта, в действие вступает система поддержания пластового давления (ППД), как наиболее простая и технологически эффективная. Ряды нагнетательных скважин, расположенных за контуром нефтеносности, должны обеспечить высокую степень охвата пласта заводнением, позволяющую достичь оптимальных пластовых давлений и вытеснение нефти к забоям добывающих скважин. Однако высокая степень неоднородности ФЕС пластов-коллекторов препятствует эффективной фильтрации нагнетаемого агента, снижая эффективность вытеснения нефти водой. В пласте создаются промытые каналы, в которые происходит фильтрация основного объема закачиваемой воды. Те же области пластов-коллекторов, которые не охвачены заводнением, характеризуются, как правило, низкой проницаемостью и сравнительно высокой остаточной нефтенасыщенностью.

Изучаемыми объектами разработки (ОР) являются терригенные коллектора Восточно-Лениногорской площади Ромашкинского месторождения. Геолого-физические характеристики продуктивных отложений Восточно-Лениногорской площади представлены в табл. 1 [1].

В основу генеральной схемы разработки Восточно-Лениногорской площади положен принцип расчленения её продуктивного объекта (Д1)

разрезающими рядами нагнетательных скважин на пять блоков [2], каждый из которых должен представлять собой самостоятельный объект разработки (Рис. 1).

Таблица 1

Геолого-физические характеристики продуктивных отложений Восточно-Лениногорской площади Ромашкинского месторождения

Параметры	Пашийский
Год открытия	1947
Год ввода в разработку	1967
Стратиграфический возраст	девон
Средняя глубина залегания, м	1750
Тип залежи	многопластовая, сводовая
Тип коллектора	терригенный
Площадь нефтеносности, тыс. м ²	136440
Средняя общая толщина, м	33,8
Средняя эффектив. нефтенас. толщина, м	8,1
Средняя эффектив. водонас. толщина, м	
Пористость, %	18,0
Средняя нефтенасыщенность, доли ед.	0,457
Проницаемость, мкм ²	0,149
Коэффициент песчанистости, доли ед.	0,517
Коэффициент расчлененности, доли ед.	3,77
Начальная пластовая температура, Т ⁰ С	40
Начальное пластовое давление, МПа	17,5
Абсолютная отметка ВНК, м	1488,5

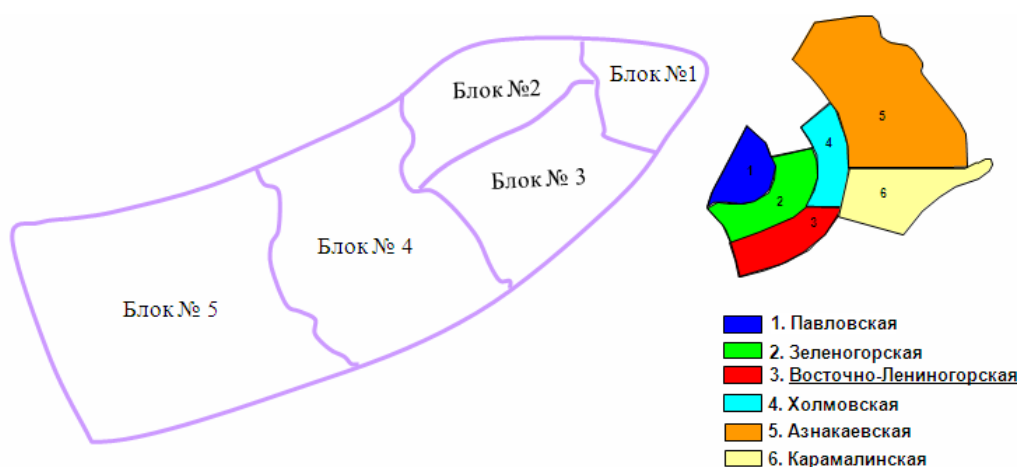


Рис. 1. Карта-схема Восточно-Лениногорской площади Ромашкинского месторождения [2]

Формирование системы ППД этой площади началось с 1960 года закачкой пресной речной воды, очищенной от механических примесей. В настоящее время частично источниками водоснабжения являются Бирючевское и Карабашское водохранилища. В основном на Восточно-Лениногорской площади ведется закачка сточных вод с Павловского и Бирючевского узла подготовки. Из соотношения объемов закачки по блокам за 2010-2014 годы, представленного в табл. 2, следует, что на первых трех блоках разработки закачка пресной воды через систему ППД практически не велась, а основной её объем приходится на сточную воду. Основной объем закачки пресной воды приходится на пятый блок, который к 2014 году составлял не менее 16 % от объема закачки сточной воды. Что касается четвертого блока, то для него соотношение объемов пресной и сточной воды было несколько меньше и составляло около 12 %.

Таблица 2

Соотношение объемов закачки по блокам за 2010-2014, тыс.м³

Объект разработки	Агент закачки	Годы				
		2010	2011	2012	2013	2014
Блок 1	Пресная	0	0	0	0	0
	Сточная	239,08	133,68	63,69	140,54	157,25
	Пластовая	1,58	7,82	22,52	21,21	36,40
Блок 2	Пресная	11,87	0	0	0	0
	Сточная	316,84	379,08	331,40	336,65	330,01
	Пластовая	36,75	29,88	26,21	28,28	26,70
Блок 3	Пресная	0	0	0	0	0
	Сточная	400,04	324,72	351,93	367,76	414,98
	Пластовая	34,51	76,74	98,26	72,27	2,75
Блок 4	Пресная	0	40,28	40,66	114,49	120,20
	Сточная	931,76	935,22	881,49	936,03	929,24
	Пластовая	110,66	45,00	46,87	38,30	46,02
Блок 5	Пресная	0	77,45	76,29	164,79	231,87
	Сточная	1398,43	1463,19	1480,91	1457,74	1371,20
	Пластовая	44,68	33,19	18,40	128,75	156,23
Итого по площади	Пресная	11,87	117,73	116,94	279,28	352,07
	Сточная	3286,15	3235,88	3109,42	3238,72	3202,68
	Пластовая	228,17	192,62	212,27	288,81	268,10

Из данных табл. 2 следует, что по первому блоку объем закачки пластовой воды непрерывно нарастал с 2010 по 2014 гг. почти в 7,5 раза, притом, что объем закачки сточной воды до 2012 г. сначала падал, а затем начался стабильный рост. По блоку 2 закачка пластовой и сточной воды поддерживалась в этот период на относительно стабильном уровне. По блоку 3 закачка сточной воды была также относительно стабильной, а вот закачка пластовой воды в 2012 г. достигла максимума, а потом резко сократилась к 2014 г. почти в 40 раз. По блоку 4 закачка сточной и пластовой воды была относительно стабильной, за исключением 2012 г. (для первой) и 2010 г. (для второй), а вот закачка пресной воды неуклонно росла почти в 3 раза. По блоку 5 объемы закачки пластовой и пресной воды неуклонно росли (практически в 3–3,5 раза), а объемы закачки сточной воды, наоборот, снизились в 2,5 раза, достигнув максимума в 2012 г. Указанная нестабильность закачки воды различного химического состава не могла не сказаться на эффективности вытеснения нефти из коллекторов, слагающих пласт Д1, и, соответственно, на конечном КИН по каждому блоку.

На рис. 2 показана динамика добычи нефти по Восточно-Ленинградской площади [1]. Крутой спад добычи, начавшийся с 1973 г., сопровождался увеличением обводненности добываемой продукции, которая была вызвана различными как геолого-физическими особенностями месторождения, так и техногенными причинами [3].

В процессе исследования влияния вышеназванных причин на эффективность разработки эксплуатационных блоков была собрана и проанализирована совокупность геолого-промысловых данных по пяти блокам Восточно-Ленинградской площади Ромашкинского месторождения, полученных за период их разработки с 2006 по 2014 годы. Было изучено поведение таких параметров, как:

- коэффициент эффективности закачки (КЭЗ) (величина, равная отношению текущего объема добытой нефти Q_n доб. к текущему объему закачанной воды Q_v зак.);
- коэффициент использования воды (КИВ) (величина, равная отношению текущего объема добытой воды Q_v доб. к текущему объему закачанной воды Q_v зак.);
- коэффициент промывки (КПР) (величина, равная отношению текущего объема закачанной воды Q_v зак к величине извлекаемых запасов Q_n тек.) от пластового давления и от технологического режима работы системы ППД, определяемого величиной соотношения текущих объемов Q закачки и Q отбора и КИВ.

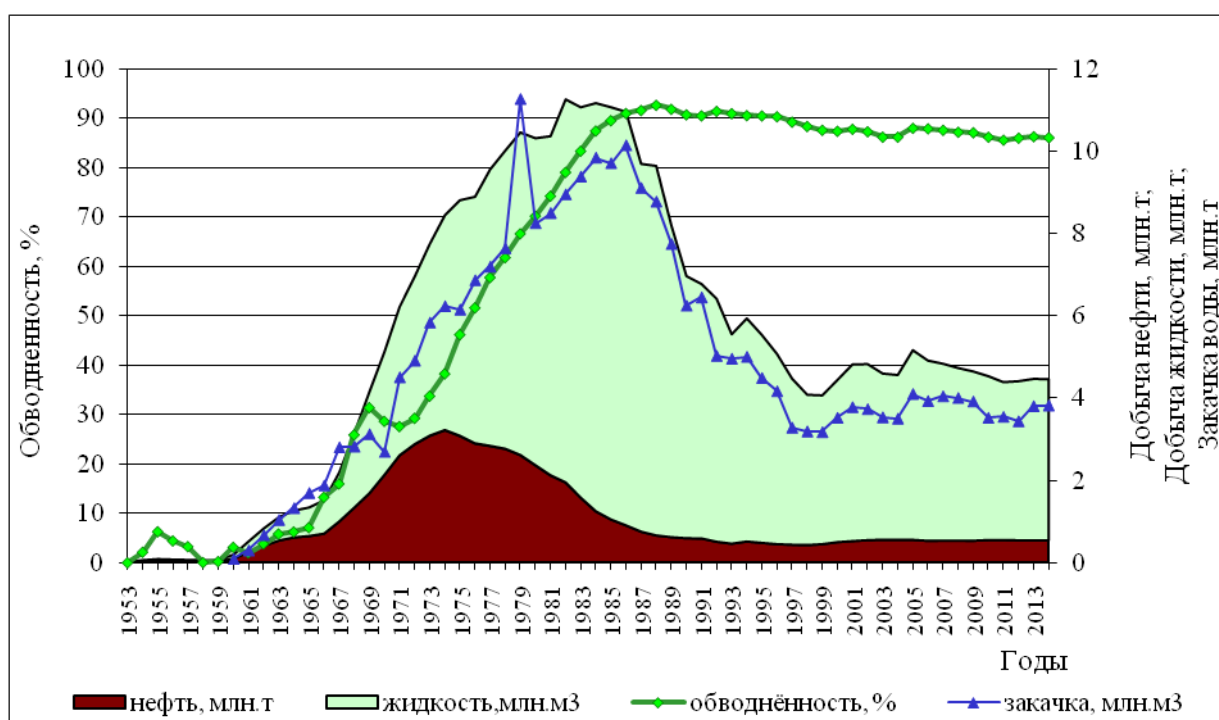


Рис. 2. Динамика разработки Восточно-Лениногорской площади

Результаты, отображающие динамику КЭЗ по каждому из пяти блоков с 2006 по 2014 годы приведены на рис. 3.

Из приведенных графиков видно, что за указанный период поведение КЭЗ по отдельным блокам было нестабильным. Так, если по блокам 1 и 3 КЭЗ имел тенденцию к постоянному росту, связанному с увеличением

закачки пластовой и пресной воды, то по остальным блокам 2 и 5 наблюдалась тенденция к его уменьшению.

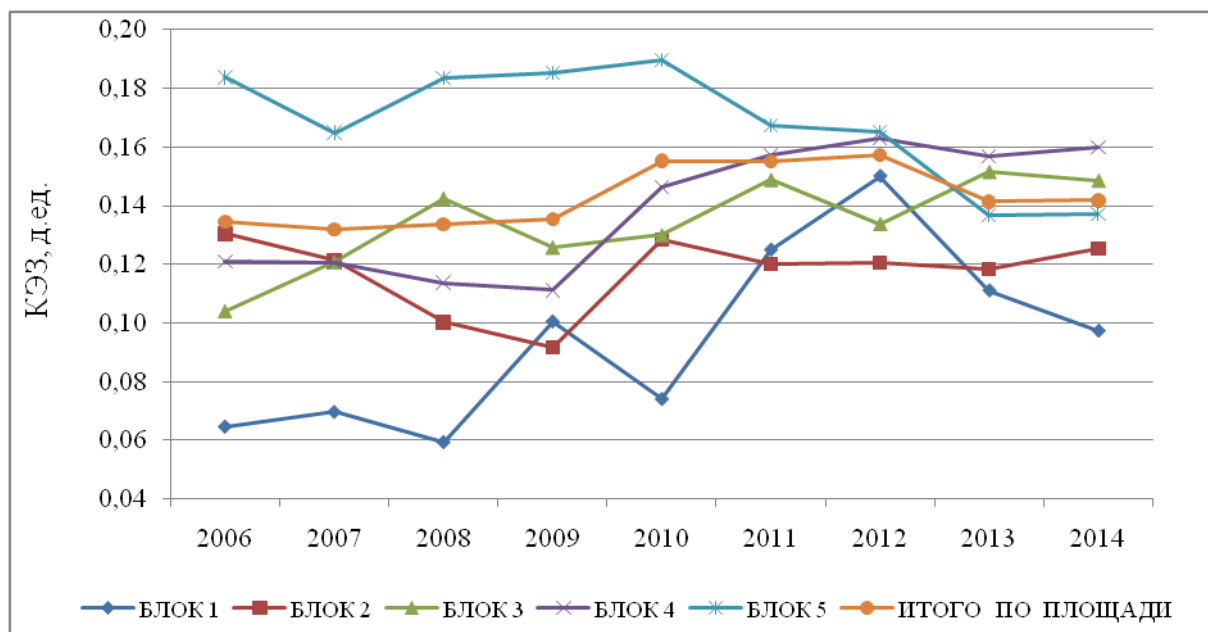


Рис. 3. Динамика КЭЗ по блокам Восточно-Ленинградской площади с 2006 по 2014 годы

Подобное поведение КЭЗ в течение относительно короткого периода разработки Восточно-Ленинградской площади (8 лет) является признаком отсутствия стабильности в работе как системы ППД, так и системы добычи, усугубляемого применением воды различного минералогического состава.

Результаты, отражающие динамику КИВ по каждому блоку Восточно-Ленинградской площади за тот же период, приведены на рис. 4.

Из графиков (Рис. 4) видно, что по блокам 1, 2 и 4 существует тенденция к устойчивому росту КИВ, а в то же время по блоку 3 наблюдается тенденция к снижению этого параметра, что является признаком наличия неучтенных непроизводительных утечек нагнетаемой воды (межпластовые заколонные перетоки или уход нагнетаемой воды в краевые водонефтяные переходные зоны месторождения).

По блоку 1, начиная с 2011 года, наблюдается резкая смена роста КИВ его значительным падением. Необходимо отметить, что подобное

изменение поведения этого параметра приходится на 2012 г., когда резко снизилась закачка сточной воды.

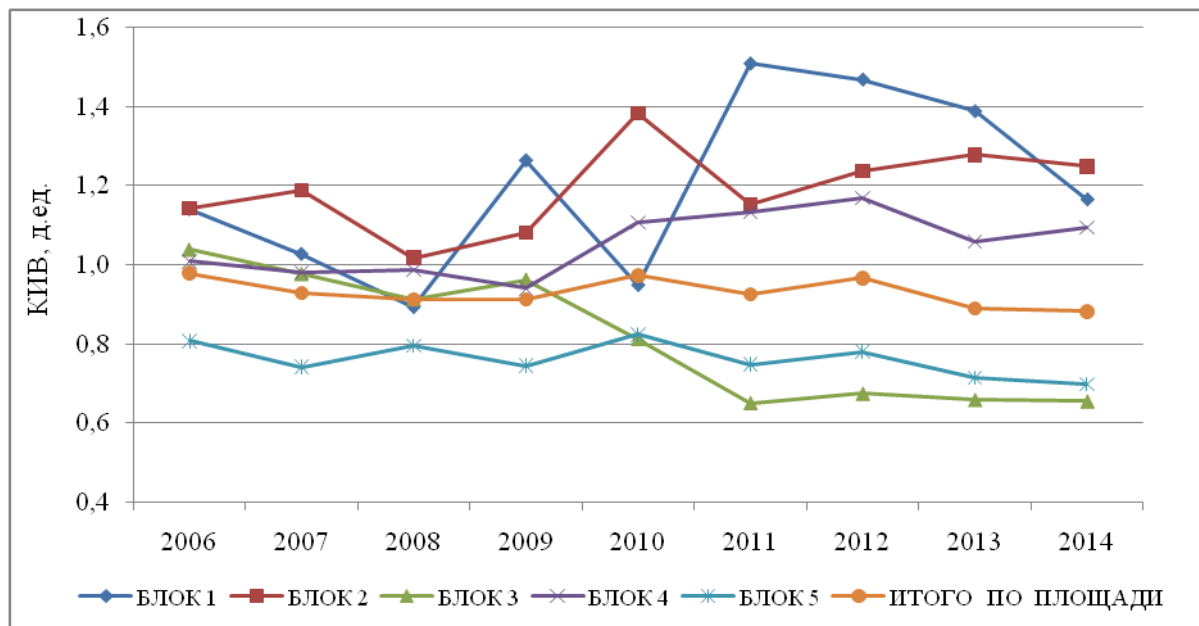


Рис. 4. Динамика КИВ (коэффициента использования воды) по блокам Восточно-Лениногорской площади с 2006 по 2014 годы

Для оценки степени корреляции коэффициентов КЭЗ и КИВ с целью выявления диагностических признаков их зависимость от эффективности системы ППД по каждому из пяти блоков, были построены соответствующие корреляционно-статистические зависимости, которые приведены на рис. 5. Из полученных зависимостей следует, что для четырех блоков, кроме третьего, имеется прямо пропорциональная связь между КЭЗ и КИВ. Что касается третьего блока, то для него рост КИВ сопровождается уменьшением КЭЗ. Можно предположить, что это явление объясняется низкой эффективностью использования нагнетаемой воды на третьем блоке в связи с влиянием заколонной циркуляции и межпластовыми перетоками, что нуждается в своем уточнении.

Результаты, иллюстрирующие зависимость текущего КИН от величины КПР, приведены на рис. 6. Из графиков видно, что они отражают тенденцию к росту текущего КИН за период с 2006 по 2014 г. При этом обращает на себя внимание то, что по третьему блоку увеличение

фактического КИН достигается при значениях КПР значительно больших единицы (от 1,4 до 1,8).

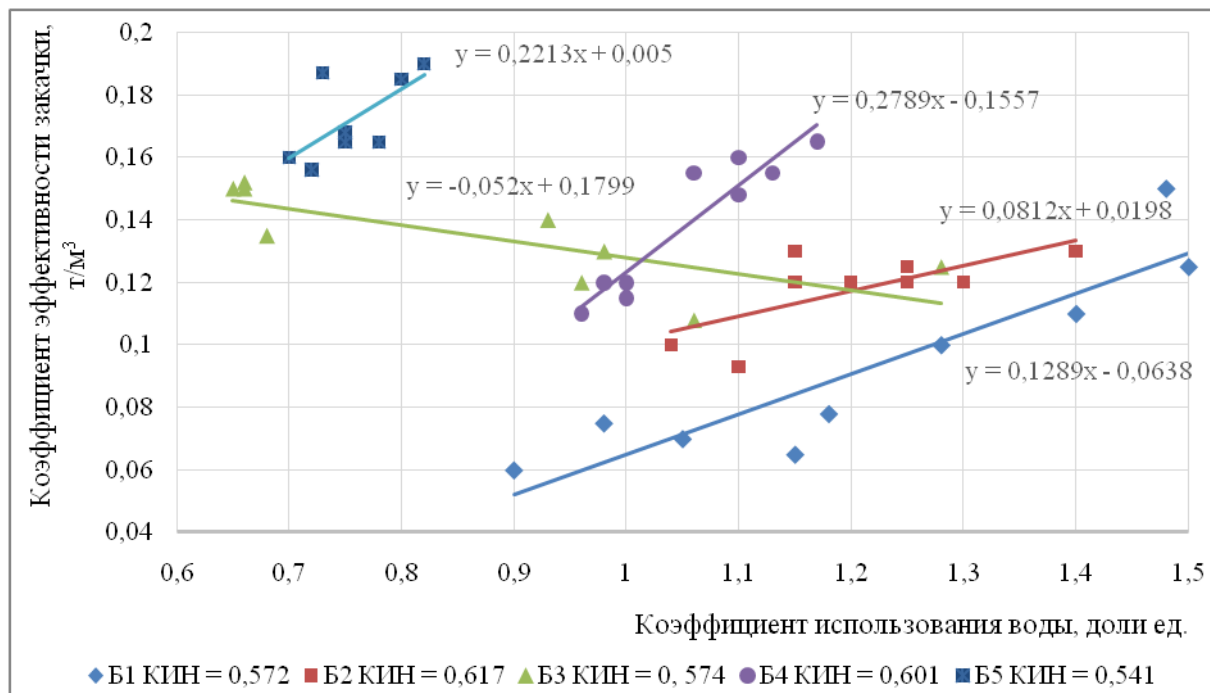


Рис. 5. Корреляционно-статистические зависимости динамики КЭЗ от КИВ по блокам Восточно-Ленинградской площади с 2006 по 2014 годы

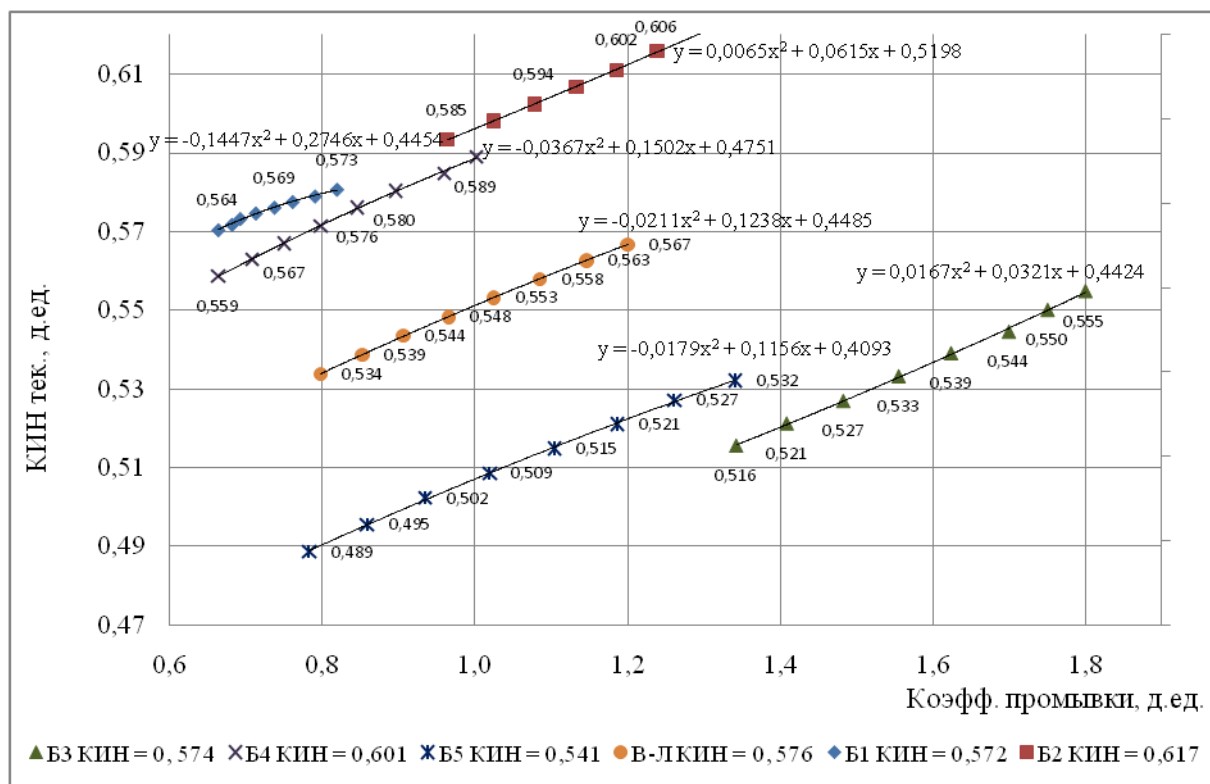
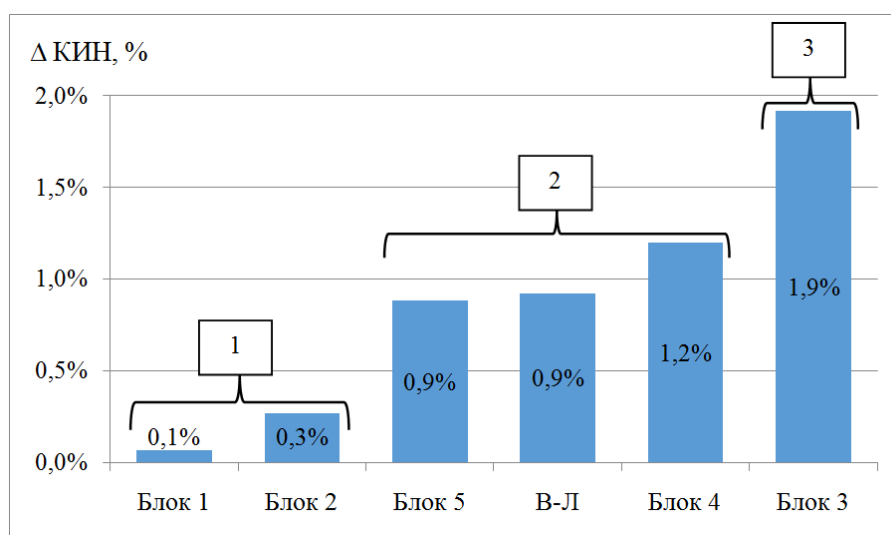


Рис. 6. Зависимость величины текущего КИВ от коэффициента промывки по блокам Восточно-Ленинградской площади с 2006 по 2014 г.

На рис. 7 приведена оценка величины отставания текущего КИН от планового значения. В зависимости от величины расхождения текущего и планового КИН объекты разработки Восточно-Ленинградской площади можно условно разбить на три группы, в зависимости от средней величины установленного расхождения:

- группа 1 (блоки 1 и 2) – характеризуется расхождением менее 50 % от средних значений по площади в целом;
- группа 2 (блоки 4 и 5) – характеризуется расхождением в пределах средних значений по площади в целом;
- группа 3 (блок 3) – характеризуется расхождением свыше 50 % от средних значений по площади в целом.



**Рис. 7. Отставание текущего КИН от планового (на 2014 г.)
по эксплуатационным блокам Восточно-Ленинградской площади
(В-Л – параметр, усредненный по 5 блокам)**

Разбивка на группы позволяет выделить проблемные эксплуатационные блоки с наибольшим отклонением, обусловленным, по видимому, проявлением анизотропных ФЕС продуктивного пласта, которые согласно ранее выполненным исследованиям [4] привели к «реструктуризации запасов» из категории «извлекаемых» в «трудноизвлекаемые» (ТРИЗ), и уделить им большее внимание с точки

зрения использования технологических факторов, существенно улучшающих систему разработки. Так, например, полученные результаты позволяют сделать вывод, что первоначальный проект разработки третьего блока Восточно-Ленинградской площади требует существенной корректировки с учетом установленной последними исследованиями сложности его коллекторских и структурно-литологических свойств, а также текущего состояния эксплуатационного фонда.

На рис. 8 приведена зависимость расхождения между текущим и плановым КИН для каждого из пяти блоков Восточно-Ленинградской площади в зависимости от КПР. Из полученных зависимостей следует, что имеется тесная корреляционная связь между величиной КПР и величиной расхождения КИН (Δ КИН) для каждого из пяти блоков (1, 2, 4, 5 и площади в целом).

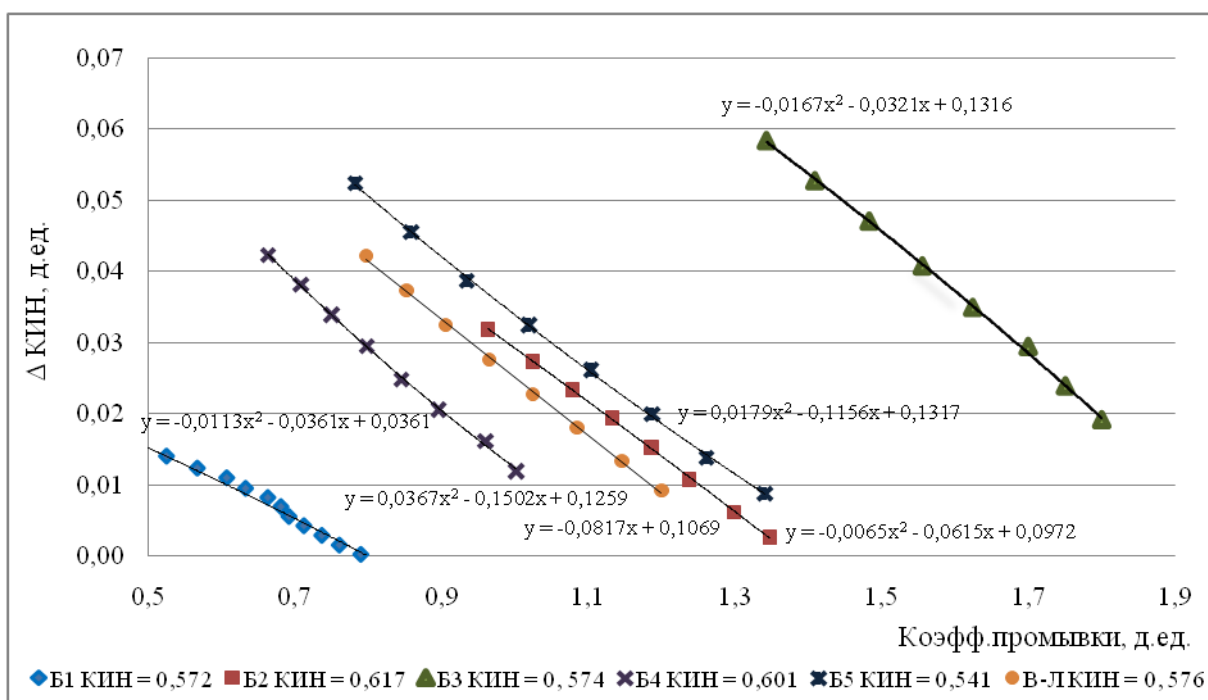


Рис. 8. Динамика величин расхождения текущего и планового КИН от КПР по блокам Восточно-Ленинградской площади

При этом обращает на себя внимание, что по третьему блоку для достижения аналогичного отклонения от планового КИН требуется практически в два раза больший коэффициент промывки, чем по

остальным блокам, что является дополнительным подтверждением недостаточной технологической эффективности системы ППД по этому блоку.

Поскольку известно [4], что на эффективность системы ППД оказывает влияние, как ФЕС продуктивного пласта, так и особенности технологии ППД, то было изучено их влияние на КЭЗ.

Была изучена зависимость КЭЗ от соотношения объемов закачки и отборов пластовой жидкости ($Q_{\text{зак}}/Q_{\text{отб}}$), что является одним из важных показателей технологии ППД. Полученные зависимости приведены на рис. 9. Из них следует, что с ростом соотношения $Q_{\text{зак}}/Q_{\text{отб}}$ по всем блокам, кроме третьего, КЭЗ уменьшается, а по третьему – растет и достигает некоторого предела, что можно объяснить возникновением в продуктивном пласте техногенного ГРП, который не способствует росту пластового давления (см. рис. 10), и, соответственно, ограничивает продуктивность добывающих скважин.

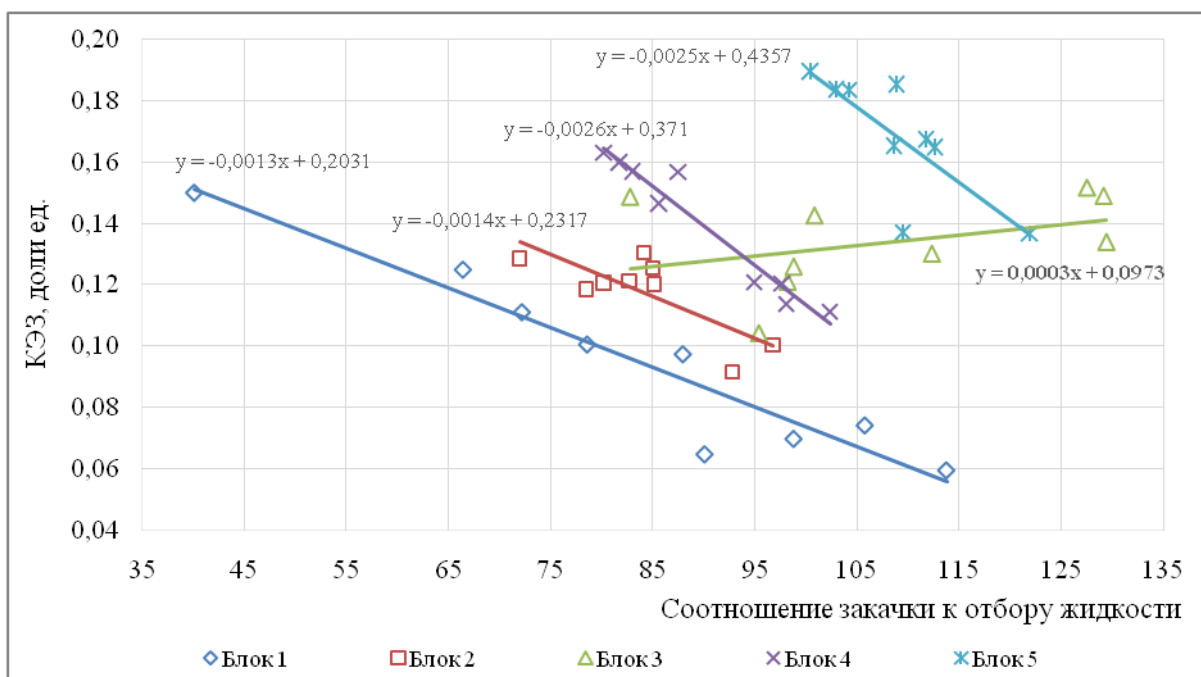


Рис. 9. Зависимость коэффициента эффективности закачки от соотношения закачки к отбору жидкости по пяти блокам Восточно-Лениногорской площади

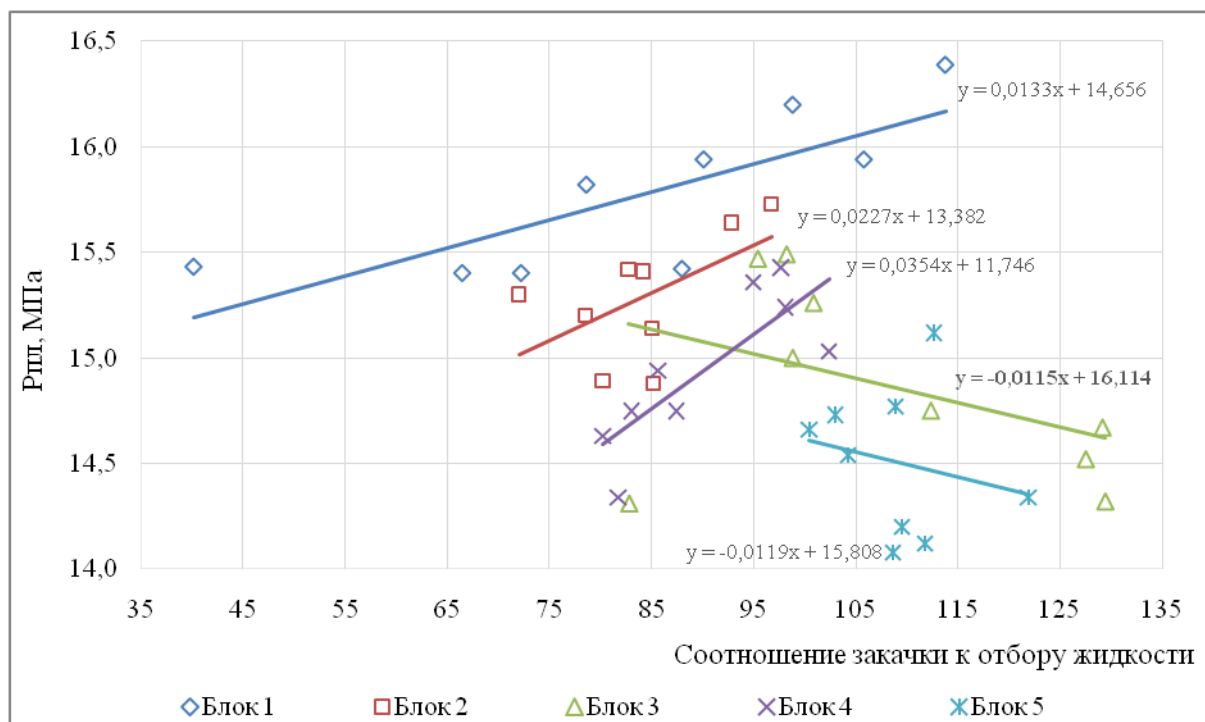


Рис. 10. Зависимость пластового давления от соотношения закачки к отбору жидкости по пяти блокам Восточно-Лениногорской площади

Причем, вероятность возникновения техногенного ГРП достаточно высока не только в пределах третьего блока, но также в пределах пятого блока, что обусловлено достаточно высокой глинистостью продуктивного пласта, что подтверждается поведением зависимости $R_{пл} = f(Q_{зак}/Q_{отб})$ с ростом параметра $Q_{зак}/Q_{отб}$ начиная со значения 115 и более (до 130).

Таким образом, на основании полученных зависимостей КЭЗ от ФЕС продуктивного пласта и от параметра $Q_{зак}/Q_{отб}$ можно прийти к заключению, что отставание фактического КИН от планового значения вызвано проявлением техногенного ГРП в связи со значительным превышением $Q_{закачки}$ относительно $Q_{отбора}$.

Выводы:

1. КЭЗ и КИВ являются взаимосвязанными и взаимодополняющими параметрами, отражающими технологическую эффективность системы ППД при добыче нефти в различных геолого-физических условиях.
2. Расхождение между величинами текущего и планового КИН по некоторым блокам Восточно-Лениногорской площади и её динамика во времени, показывает недостаточную эффективность применяемой технологии по некоторым из них (блоки 3, 4, 5 и вся площадь в целом).
3. Группирование блоков Восточно-Лениногорской площади по величине расхождения текущего и планового КИН позволяет выявить проблемные блоки с целью принятия мер по обеспечению более эффективной их разработки на ближайшую перспективу.
4. Коэффициент промывки является высокоинформативным критерием для оценки эффективности системы «закачка-добыча», позволяющим определить проблемные участки с целью обоснованного выбора способов оптимизации системы ППД на поздней стадии разработки.
5. Обеспечение высокой эффективности системы ППД может быть достигнуто на основе постоянного мониторинга коэффициента промывки и его своевременной корректировки путем контроля и управления КЭЗ, КИВ и $Q_{зак}/Q_{отб}$.
6. Необоснованное увеличение соотношения $Q_{зак}/Q_{отб}$ при определенных ФЕС продуктивного пласта может привести к явлению техногенного ГРП, что вызовет снижение пластового давления и быстрый рост обводненности добываемой продукции, а также рост отставания фактического КИН от планового.

Список литературы

1. Анализ динамики технологических показателей разработки Восточно-Ленинградской, Зеленогорской и Павловской площадей для оценки перетоков. Отчет о НИР / ТатНИПИнефть; Руководитель Е.Г. Карпова, Р.Б. Хисамов, Орлинский - Бугульма, 1995 г.
2. Муслимов Р.Х. Современные методы управления разработкой нефтяных месторождений с применением заводнения : учеб. Пособие / Р.Х. Муслимов. – Казань : Изд-во Казан. ун-та, 2003. – 595 с.
3. Гуторов Ю.А., Рахмаев Л.Г., Байбулатова Л.С. Исследование факторов, влияющих на направление фильтрационных потоков при эксплуатации девонских отложений Восточно-Ленинградской площади Ромашкинского месторождения. // Материалы 37-й НТК «Молодых ученых, аспирантов и студентов УГНТУ», Уфа, УГНТУ, 2010, с. 31-40.
4. Хусаинов В.М. Увеличение извлекаемых запасов нефти на поздней стадии разработки крупного нефтяного месторождения (теория, геологические основы, практика) // Диссертация на соискание ученой степени д.т.н., Москва, 2011.

Сведения об авторах

Рахмаев Ленар Гамбарович, геолог НГДУ «Азнакаевскнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, аспирант УГНТУ, г. Азнакаево, Республика Татарстан, Российская Федерация

E-mail: azn09sg@tatneft.ru

Низаев Рамиль Хабутдинович, доктор технических наук, доцент, заведующий лабораторией геологического и гидродинамического моделирования отдела разработки нефтяных месторождений, институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» имени В.Д. Шашина, г.Бугульма, Республика Татарстан, Российская Федерация

E-mail: nizaev@tatnipi.ru

Гуторов Юлий Андреевич, доктор технических наук, заместитель директора по научно-исследовательской работе, РКНЦ «Нефтяная долина», г.Октябрьский, Республика Башкортостан, Российская Федерация

E-mail: gutorov70@mail.ru

Authors

Rakhmaev L.G., Geologist, PhD candidate, NGDU Aznakaevskneft of PJSC TATNEFT, Aznakaevo, Republic of Tatarstan, Russia

E-mail: azn09sg@tatneft.ru

Nizaev R.Kh., Dr.Sc, Associate Professor, Head of Reservoir Simulation Laboratory, Reservoir Engineering Department, TatNIPIneft Institute - PJSC TATNEFT, Bugulma, Republic of Tatarstan, Russia

E-mail: nizaev@tatnipi.ru

Gutorov Yu.A., Dr.Sc, Deputy Director for Research, R&D Center Neftyanaya Dolina, Oktyabrsky, Republic of Bashkortostan, Russia

E-mail: gutorov70@mail.ru

Рахмаев Ленар Гамбарович
452600, Российская Федерация, Республика Татарстан,
г.Азнакаево, ул. Нефтяников, 24
тел. 8 917 907 93 92
E-mail: azn09sg@tatneft.ru