

## РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПО ПОВЫШЕНИЮ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ МНОГОПЛАСТОВОГО ОБЪЕКТА ЮЖНО-ХАДЫРЬЯХИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

TECHNOLOGY SOLUTIONS TO IMPROVEMENT OF MULTIZONE FIELD  
OPERATING EFFICIENCY AT THE YUZHNO-KHADYRYAKHINSKOE FIELD

Актуальность развития методических основ выделения пластов в один объект разработки и прогнозирование технологических показателей с применением цифровых моделей обусловлены результатами промышленного освоения многопластовых месторождений. Анализ результатов зачастую свидетельствует о несоответствии фактических показателей проектным и определяет ряд трудностей, как технического плана, так и технологии в целом. Несмотря на неоспоримые достоинства и стремительное развитие технологического оборудования по одновременно-раздельной добыче и закачке, повсеместного внедрения на месторождениях России нет.

Авторами представлены результаты вычислительных экспериментов направленных на обоснование рациональных технико-технологических параметров разработки юрских залежей Южно-Хадырьяхинского месторождения, относящихся в отдельности по категории запасов к очень мелким, по сложности геологического строения к сложным. При этом как совместная, так и раздельная разработка по результатам выполнения двух проектных документов считается нерациональной, даже в случае эксплуатации возвратным фондом. В этой связи весьма актуален вопрос обоснования выделения пластов в один эксплуатационный объект и достоверное прогнозирование технологических показателей разработки с учетом современного уровня возможностей бурения и оснащения различным внутрискважинным оборудованием.

The urgency of developing methodological basis for oil bench selection in one development target is determined by the results of multizone field development. The outcome results frequently show the discrepancy between the actual data and the target data and define a range of both technical and technology difficulties. Despite the undeniable advantages and fast development of technological equipment for dual production and injection there is no country-wide implementation on Russian oil fields.

The authors present the results of computing experiments aimed at justification of rational technical and technological parameters of development of Jurassic deposits of the Yuzhno-Khadyrkhyanskoe field which are considered very small (in terms of reserves) and composite (in terms of geological structure). In addition, according to the results of two completed design documents both combined and separate development are considered irrational, even in case of recompletion of wells. In this connection, the urgent question is the problem of justification of selecting oil benches into one development target and an accurate prediction of engineering parameters of oil field development based on the current state of oil well drilling and borehole instrumentation.

Самойлов А.С., Глузов Д.Н.,  
Герасименко С.А., Журавлев В.В.  
ФГБОУ ВПО «Тюменский  
государственный нефтегазовый  
университет»,  
г. Тюмень, Российская Федерация  
ЗАО «ЕВРОТЭК», г. Тюмень,  
Российская Федерация  
ОАО «Газпромнефть-  
Ноябрьскнефтегаз»,  
г. Ноябрьск, Российская Федерация

A.S. Samoilov, D.N. Glumov,  
S.A. Gerasimenko, V.V. Zhuravlev  
FSBEI of HPE Tyumen State Oil and  
Gas University  
Tyumen, the Russian Federation  
CJSC EVROTEK, Tyumen, the Russian  
Federation  
OJSC Gazpromneft-Noyabrneftegaz,  
Noyabrsk, the Russian Federation

**Ключевые слова:** многопластовое месторождение, совместная разработка нескольких продуктивных пластов, технологические показатели, гидродинамическое моделирование.

**Key words:** multizone field, combined development of multizone oil reservoir, technological parameters, hydrodynamic simulation.

Лицензией на разработку многопластового Южно-Хадырьяхинского нефтегазоконденсатного месторождения владеет компания ОАО «Евротэк». Нефтяные залежи приурочены к юрским отложениям. К основным геологическим особенностям нефтенасыщенных пластов относятся: малые нефтенасыщенные толщины (максимум 7 метров), обширные водонефтяные зоны (рисунок 1), низкая проницаемость (таблица 1), высокая расчлененность, небольшие запасы по нефти, согласно мето-

дических рекомендаций по классификации запасов приурочены к категории мелких и очень мелких.

За время владения лицензией на право пользования недрами ОАО «Евротэк» подготовило два проектных документа на разработку. В первом проекте (2007г.) рекомендуемый вариант предполагает применение 9 ГС, при этом чистый дисконтированный доход отрицателен. Во втором проекте вести разработку рекомендуется 26 наклонно-направленными скважинами. Однако результаты технико-экономического обоснования также имеют отрицательный эффект для недропользователя.

Одним из главных вопросов при проектировании и разработке Южно-Хадырьяхинского многопластового месторождения является обоснование рационального выделения пластов эксплуатационный объект (ЭО), в виду того, что реализация отдельной

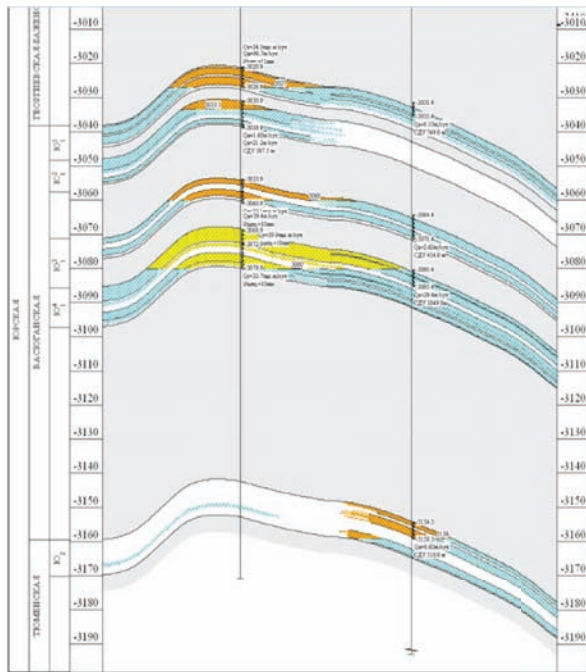


Рисунок 1. Геологический разрез

сетки скважин на каждую залежь приведет к большим материальным и временным затратам. В этой связи, необходимо определить эффект от применения оборудования одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ) пластов одной сеткой скважин с применением специальных технологий, в том числе, оборудования для одновременно-раздельной добычи (ОРД) и одновременно-раздельной закачки (ОРЗ).

Как показали результаты анализа практического внедрения [1-16], технологии одновременно-раздельной добычи нефти из нескольких пластов-коллекторов активно применяются в настоящее время в процессе разработки многопластовых месторождений, результаты успешного внедрения и направления по повышению их эффективности широко раскрыты в специализированных изданиях. Следует также отметить, что контролирующими органами документально закреплено обязательство по рассмотрению при проектировании разработки многопластового объекта варианта с применением технологии ОРРНЭО [17, 18]. В этой связи проектным организациям необходимо выполнить ряд вычислительных

Таблица 1. Геолого-физическая характеристика нефтяных объектов разработки

Параметры	Пласты				
	Ю <sub>1</sub> <sup>1</sup>	Ю <sub>1</sub> <sup>2</sup>	Ю <sub>1</sub> <sup>3</sup>	Ю <sub>1</sub> <sup>4</sup>	Ю <sub>2</sub>
1	2	3	4	5	6
Средняя глубина залегания (абс.отм.), м	2987,8-3163,0	2999,1-3173,7	3021,0-3196,8	3036,5-3212,2	3110,4-3282,3
Тип залежи	пласт.свод	пласт.свод-водоплав.	пласт.свод-водоплав.	массив.	пласт.свод-водоплав.
По характеру насыщения	нефтяная	нефтяная	нефтяная	газоконденсатная	нефтяная
Тип коллектора	поровый	поровый	поровый	поровый	поровый
Площадь нефтегазоносности, тыс. м <sup>2</sup>	11478	6635	10050	27943	9578
Средняя общая толщина, м	8,4	17,7	13,5	18,3	20,3
Средневзвешен.нефтенасыщенная толщина, м	3,3	1,8	3,4	4,1	2
Средняя водонасыщенная толщина, м	4,9	4,4	5,5	8,8	5,6
Коэффициент пористости, доли ед.	0,14	0,13	0,14	0,14	0,15
Коэффициент нефтенасыщенности, доли ед.	0,53	0,43	0,56	0,53	0,66
Проницаемость, 10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup>	23,6	12,2	22,6	11,5	62,04
Коэффициент эффективной толщины, доли ед.	0,6	0,3	0,4	0,5	0,3
Расчлененность, доли ед.	2	4	4	6	6
Начальная пластовая температура, °С	84	84,3	84,5	84,8	85
Начальное пластовое давление, МПа	31,3	30,7	30,9	31,1	32
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	0,26	0,26	0,18	0,18	0,26
Плотность нефти в пластовых условиях, кг/м <sup>3</sup>	553,2	618,1	484,8	497,9	
Плотность нефти в поверхностных условиях, кг/м <sup>3</sup>	784	784	771	771	784
Абсолютная отметка ВНК, м	-3027,7	-3033,1	-3059,8	-3080	-3159,5
Абсолютная отметка ГНК, м	-	-	-	-	-
Объемный коэффициент нефти, доли ед	2,17	1,49	2,68	2,65	
Содержание серы в нефти, %	0,07	-	0,043	0,02	0,12
Содержание парафина в нефти, %	2,88	-	2,5	1,99	4,33

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6
Давление насыщения нефти газом, МПа	18,8	18,8	27,3	27,3	27,3
Газосодержание, м <sup>3</sup> /т	567	218,5	707	710	
Газосодержание, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	444	171	548	536	
Содержание сероводорода, %	не опр.	не опр.	не опр.	не опр.	не опр.
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	0,3636	0,3623	0,3611	0,3599	0,3564
Плотность воды в поверхностных условиях, т/м <sup>3</sup>	1	1	1	1	1
Сжимаемость, 1/МПа·10 <sup>-4</sup>					
нефти		26,3	62,9	62,6	
воды	0,439	0,439	0,46	0,466	0,445
породы	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Коэффициент продуктивности, м <sup>3</sup> /сут·МПа	-	-	-	-	-
Коэффициент охвата	0,598	0,402	0,543	0,51	0,48
Коэффициент вытеснения	0,481	0,436	0,490	0,454	0,525

экспериментов по обоснованию оптимальных технологических режимов, поскольку даже при контролируемой выработке запасов нефти из каждого пласта возможно снижение технологической и экономической эффективности, по причине нерентабельных дебитов или продолжительного срока разработки.

Для обоснования выделения эксплуатационных объектов приняты пласты Ю<sub>1</sub><sup>1-4</sup> а также Ю<sub>2</sub> с целью определения возможности разработки одной сеткой скважин. При настройке гидродинамических моделей с учетом информации, полученной по результатам исследований за период 2008-2012, получен следующий вид: 3 нефтяных пласта и один газоконденсатный (рисунок 2). Оценка влияния параметров пласта на возможность совместной добычи производилась на секторной модели в гидродинамическом симуляторе Eclipse E100.

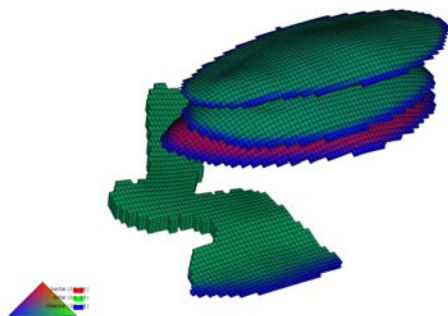


Рисунок 2. Трехмерная визуализация продуктивных залежей Южно-Хадырьяхинского месторождения

Величины и плотности начальных геологических запасов нефти, площади нефтеносности приведены в таблице 2. При сопоставлении с данными числящимися на государственном балансе получены значительные расхождения, по причине дополнительной информации о геологическом строении, полученной по результатам строительства новых разведочных скважин.

Таблица 2. Геологические запасы нефти, площадь нефтеносности

Параметры	Ю <sub>1</sub> <sup>1</sup>	Ю <sub>1</sub> <sup>2</sup>	Ю <sub>1</sub> <sup>3</sup>	Ю <sub>1</sub> <sup>4</sup>	Ю <sub>2</sub>
Площадь нефтеносности, тыс.м <sup>2</sup>	11478	6635	10050	27943	9578
Запасы нефти геологические, тыс.т	1529	330	921	2783	956
Плотность запасов нефти, тыс.т/га	1,33	0,5	0,92	1,0	1,0

Как видно из таблицы 2 плотность запасов нефти по площади достаточно низкая, в этой связи, в рамках существующей изученности, наиболее рациональным представляется объединение близлежащих пластов и залежей одного типа в объекты разработки.

Основной вопрос при реализации одной сетки скважин заключается в совпадении контуров нефтеносности. В данном случае пласт Ю<sub>2</sub> несколько смещен от группы Ю<sub>1</sub> (рисунки 1, 2, 4).

Однако при проекции на пласты ствола скважины по существующим технико-технологическим ограничениям, данный вопрос был решен в сторону возможного (рисунок 3).

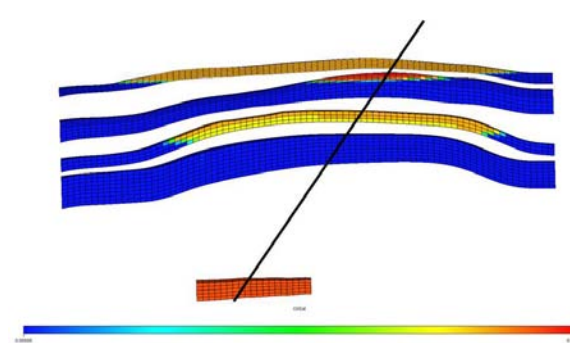


Рисунок 3. Пример возможного варианта вскрытия продуктивных залежей Южно-Хадырьяхинского месторождения

Как показали результаты совмещения контуров (рисунок 4), совпадение в плане имеют три нефтяных пласта.

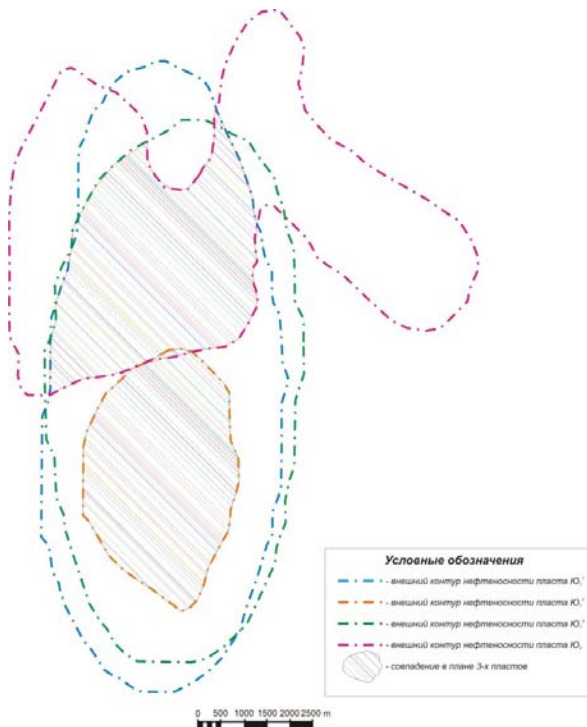


Рисунок 4. Карта совмещенных контуров (перекрывание пластов Ю<sub>1</sub><sup>1-3</sup>)

Следующей задачей являлось определение участков пластов для вскрытия одной сеткой скважин (рисунок 5).

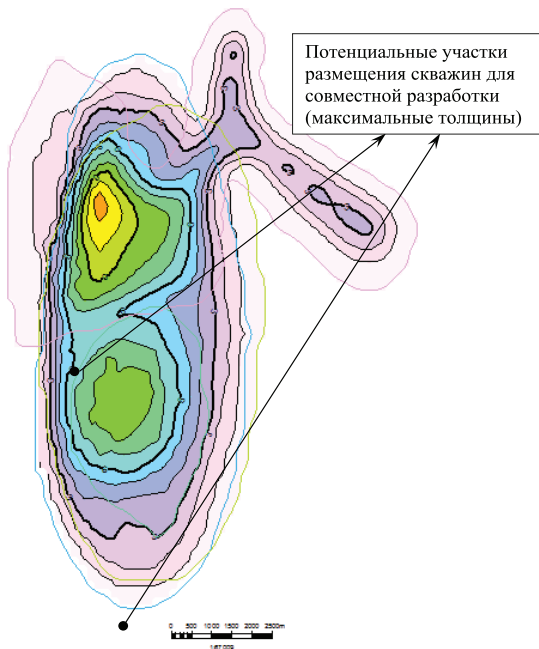


Рисунок 5. Карта совмещенных толщин (эффективные толщины)

По результатам определения зон максимально эффективных толщин были определены 2 основных участка. Для последующего проведения экспериментов был выбран северный участок (рисунок 6).

Основным критерием для выделения данного участка являются зоны максимальных нефтенасыщенных толщин всех пластов, соответственно области сосредоточения основной части запасов.

По результатам испытания скважин и отбору глубинных проб пластового флюида было установлено, что пласт Ю<sub>1</sub><sup>4</sup> является газоконденсатным, в связи с чем, не представляется возможности включения его в эксплуатацию совместно с другими пластами юрских отложений (рисунки 7, 8).

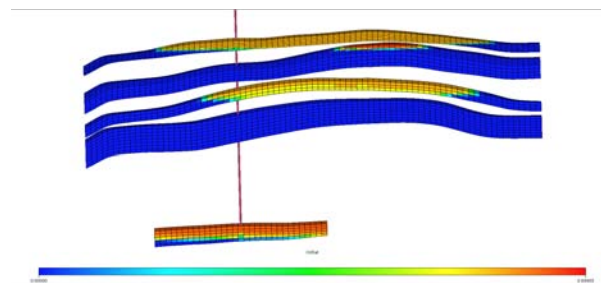


Рисунок 7. Кубы нефтенасыщенности (пласты Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>4</sup>, Ю<sub>2</sub>)

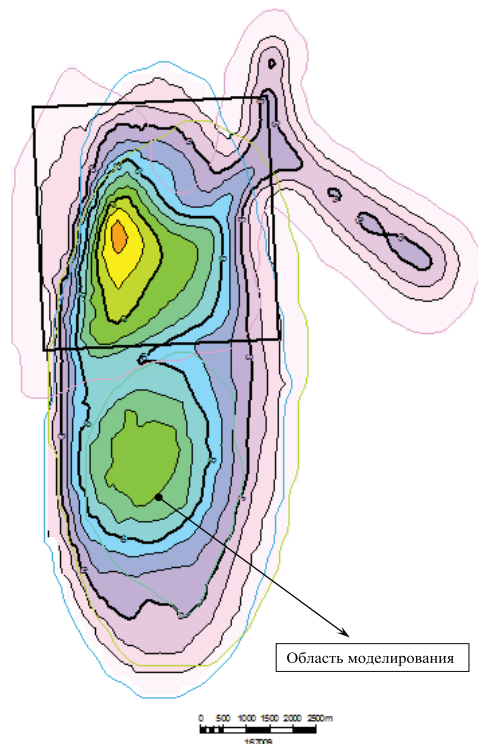


Рисунок 6. Карта совмещенных толщин (Область моделирования)



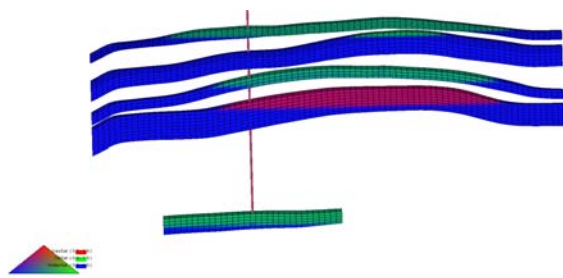


Рисунок 8. Кубы разделения по фазам (пласты Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>4</sup>, Ю<sub>2</sub>)

При оценке возможного объединения пластов в один объект одним из основных параметров является схожие свойства пластового флюида. На рисунках 9, 10, 11 представлено распределение газосодержания по пластам, также плотность пластовой нефти.

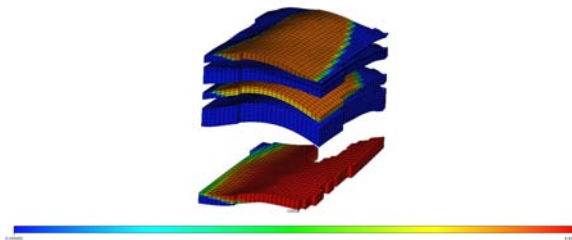


Рисунок 9. а) Нефтенасыщенность

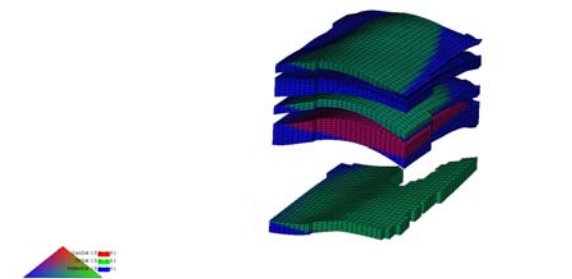


Рисунок 9. б) Характер насыщения залежей (зеленый цвет – нефть, бордово-коричневый – газ)

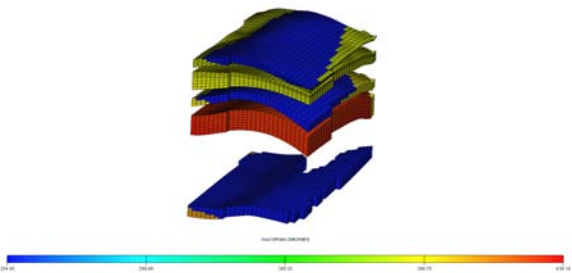


Рисунок 10. Газосодержание

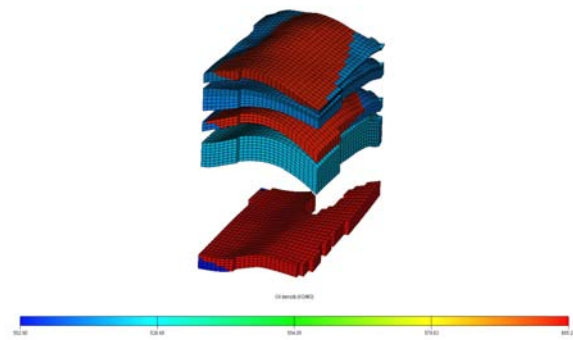


Рисунок 11. Плотность нефти в пластовых условиях

По результатам рассмотрения особенностей геологического строения нефтяных пластов Южно-Хадырьяхинского месторождения установлено:

- по фазовому состоянию пласт Ю<sub>1</sub><sup>4</sup> не может быть включен в потенциальный объект, поскольку является газоконденсатным;
- пласты Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> имеют большие площади совпадения, что позволяет по данному критерию отнести их предварительно к соответствующим;
- пласт Ю<sub>2</sub> имеет отклонение по площади нефтеносности от вышележащих пластов, однако при проецировании профиля ствола скважины на пласты, установлена техническая возможность вскрытия одной сеткой скважин;
- при анализе распределения значения проницаемости по площади и разрезу пластов установлена разница по средневзвешенному параметру в 3 раза между пластом Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> и Ю<sub>2</sub> (рисунок 15).

Также следует отметить, что залежь Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> пластово-сводового типа, а Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>, Ю<sub>2</sub> пластово-сводовые водоплавающие, что будет непосредственно сказываться на обводненности скважин при общем фильтре.

Обоснование технологий вскрытия многопластовых объектов и выбор наиболее оптимального способа эксплуатации

Оценка вклада добычи пласта осуществлялась путем суммирования накопленной добычи с каждого слоя, принадлежащего одному из пластов. На рисунках 12-13 показано распределение накопленной добычи по пластам при реализации 1-го варианта (таблица 3).

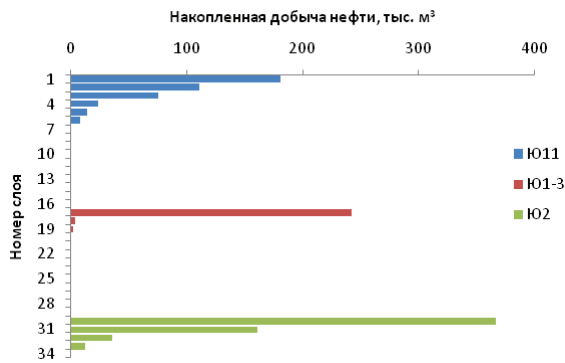


Рисунок 12. Распределение накопленной добычи по интервалам на последний год разработки

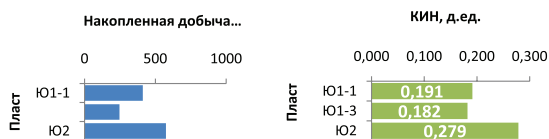


Рисунок 13. Распределение накопленной добычи по пластам

Оценку возможности совместной разработки пластов при различной проницаемости (рисунок 14) следует произвести, установив предел процентного вклада одного из пластов в накопленную добычу по скважине не менее 30% или отклонение КИН (рисунок 15) по пластам.

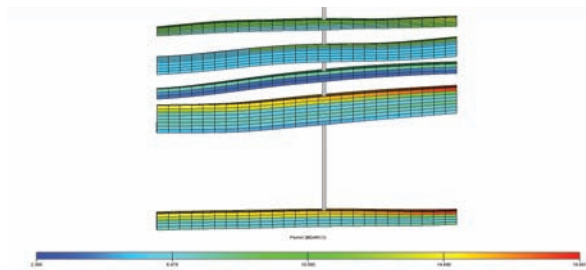


Рисунок 14. Распределение проницаемости по пластам

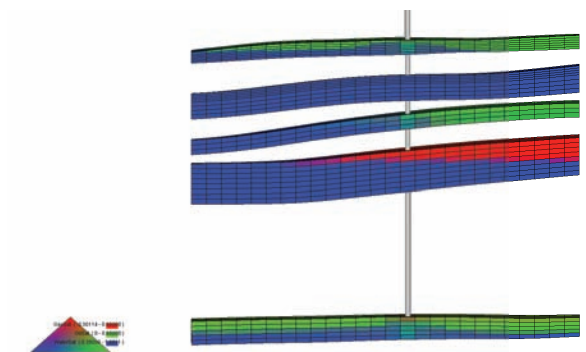


Рисунок 15. Иллюстрация выработки запасов на примере куба нефтенасыщенности

Результаты гидродинамических расчетов показали, что при совместной разработке коэффициенты извлечения нефти по пластам отличаются значительно. Так, по пласту Ю<sub>2</sub> до экономического выбытия скважины на секторной модели удалось добыться КИН, равного 0,279, когда по пластам Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> КИН составил 0,191 и 0,182 соответственно.

Для вовлечения запасов по пластам Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> необходимо применение отличных по сравнению с пластом Ю<sub>2</sub> методов воздействия на пласт. Одним из таких методов является раздельная эксплуатация, которая позволяет обособленно воздействовать на пласт, начиная с простых решений, таких, как величина забойного давления, интервал перфорации, и заканчивая более сложными инженерными решениями, такими, как бурение горизонтальных стволов, позволяющих синхронизировать и выровнять интенсивность и характер выработки пластов [19]. На рисунках 16, 17 представлены результаты моделирования одновременно раздельной разработки пластов при сопоставлении с предыдущими результатами. Установлено, что увеличение выработки запасов нефти по пластам Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> незначительно, при этом выработка по Ю<sub>2</sub> несколько снижается. Одним из положительных моментов является уменьшение количества попутно-добываемой воды.

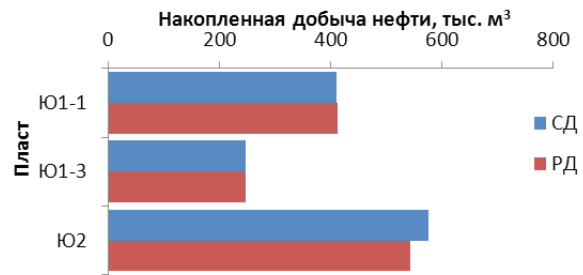


Рисунок 16. Распределение накопленной добычи по пластам при различных способах эксплуатации объектов

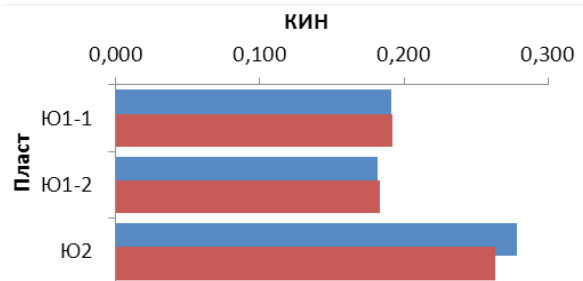


Рисунок 17. Распределение коэффициентов извлечения нефти по пластам при различных способах эксплуатации объектов

Варьирование режимов эксплуатации скважины имеет значительное влияние в случаях наличия осложняющих факторов, сопутствующих разработке (невысокое значение давления насыщения, наличие активного водоносного горизонта, подстилающая

вода, активная газовая шапка и др.). Рассматривая пример пластов данного месторождения, влияние режима работы скважины на характер выработки минимально и не вносит значительного вклада в конечную нефтеотдачу, поэтому моделирование конструкции подъемника с наличием штуцера, осуществляемое путем подключения в Eclipse опции Network (рисунок 18), в данном случае не позволяет получить технологического прироста, поскольку залежи пластово-сводовые. Штуцирование залежей эффективно в тех случаях, когда пласты имеют значительную разницу в пластовых давлениях, давлении насыщения, глубине залегания и других параметрах. В данном случае для реализации такой конструкции геологических предпосылок нет.

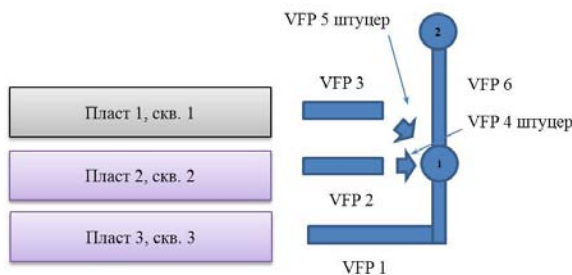


Рисунок 18. Принципиальная схема контроля работы скважины с ограничением притока одного из пластов

В работе[19] выявлены основные недостатки одновременно-раздельной разработки, с возможностью регулирования технологических параметров: различные сроки эксплуатации объектов до полной выработки, сопоставление КИН свидетельствует о низком нефтеизвлечении из слабодренлируемого пласта; для повышения эффективности работы необходимо изменять конструкцию и тип заканчивания скважины.

При реализации данного решения рассмотрено несколько технологических решений. Схематичное отображение предлагаемых типов заканчивания представлено на рисунке 19. Краткое описание расчетных вариантов приведено в таблице 3.



Рисунок 19. Схематичное отображение заканчивания скважин: а) вариант с бурением горизонтального ствола на пласты Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> и вертикального окончания на пласт Ю<sub>2</sub>, б) отображение варианта с реализацией трех горизонтальных стволов

На рисунках 20-28 представлены результаты моделирования разработки пластов с различной протяженностью горизонтального участка.

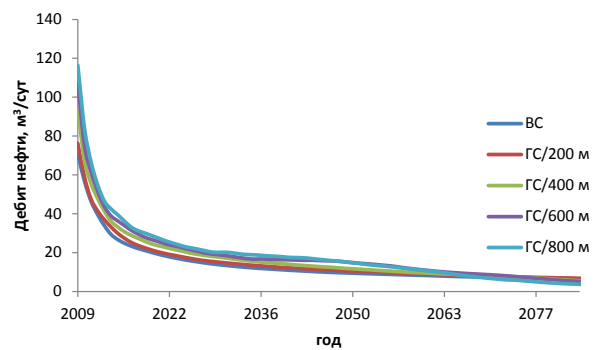


Рисунок 20. Сопоставление вариантов по дебиту нефти Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>

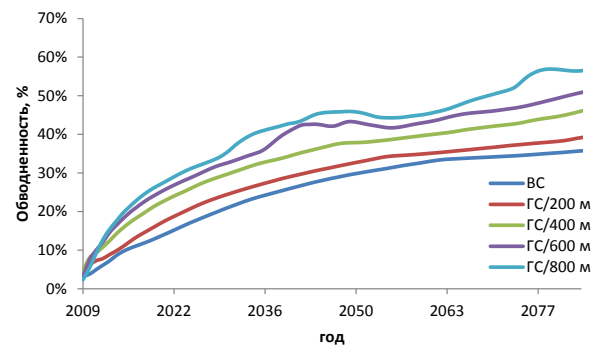


Рисунок 21. Сопоставление вариантов по обводненности Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>

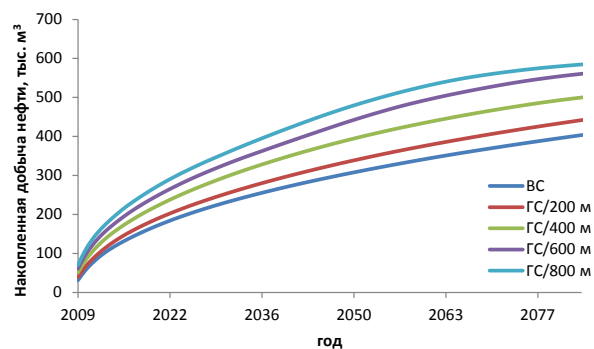


Рисунок 22. Сопоставление вариантов по накопленной добычи нефти Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>

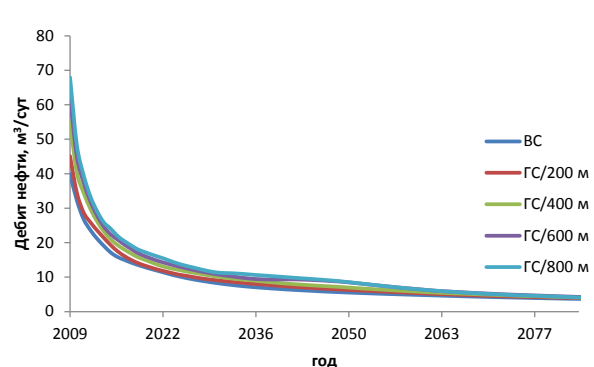


Рисунок 23. Сопоставление вариантов по дебиту нефти Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>

Таблица 3. Описание вариантов при реализации совместной разработки с горизонтальными окончаниями

Вариант	Тип заканчивания/ длина ГС, м (пласт Ю <sub>1</sub> <sup>1</sup> )	Тип заканчивания/ длина ГС, м (пласт Ю <sub>1</sub> <sup>3</sup> )	Тип заканчивания/ длина ГС, м (пласт Ю <sub>2</sub> )	КИН (Ю <sub>1</sub> <sup>1</sup> ), д.ед.	КИН (Ю <sub>1</sub> <sup>3</sup> ), д.ед.	КИН (Ю <sub>2</sub> ), д.ед.
0	ВС	ВС	ВС	0,191	0,183	<b>0,279*</b>
1	ГС/200	ГС/200	ГС/200	0,210	0,203	0,286
2	ГС/400	ГС/400	ГС/400	0,236	0,229	0,278
3	ГС/600	ГС/600	ГС/600	<b>0,264*</b>	<b>0,253*</b>	0,295
4	ГС/800	ГС/800	ГС/800	0,274	0,268	0,291
Комбинация лучшего варианта с ГС и ВС	ГС/600	ГС/600	ВС	<b>0,256</b>	<b>0,251</b>	0,270

\* - максимальный прирост по отношению к предыдущему

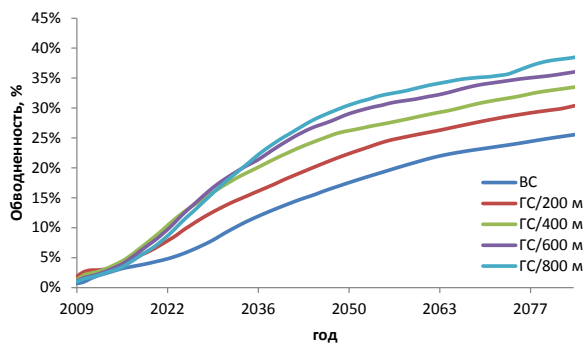


Рисунок 24. Сопоставление вариантов по обводненности Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>

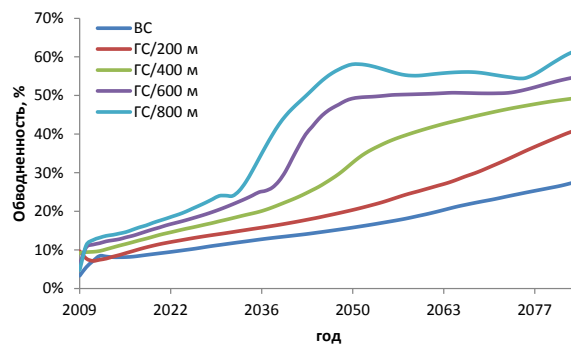


Рисунок 27. Сопоставление вариантов по обводненности Ю<sub>2</sub>

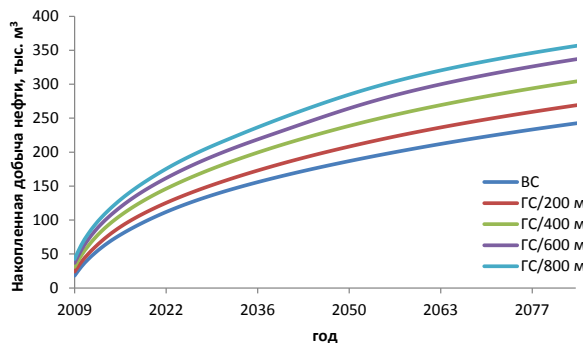


Рисунок 25. Сопоставление вариантов накопленной добычи нефти Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>

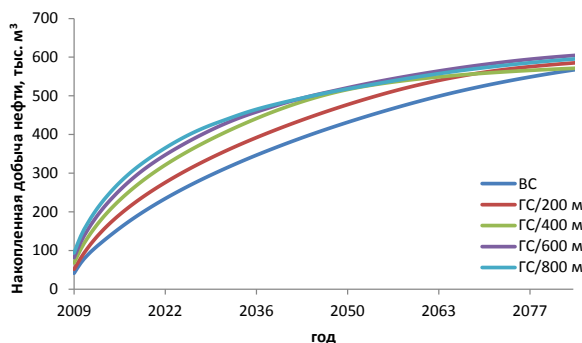


Рисунок 28. Сопоставление вариантов накопленной добычи нефти Ю<sub>2</sub>

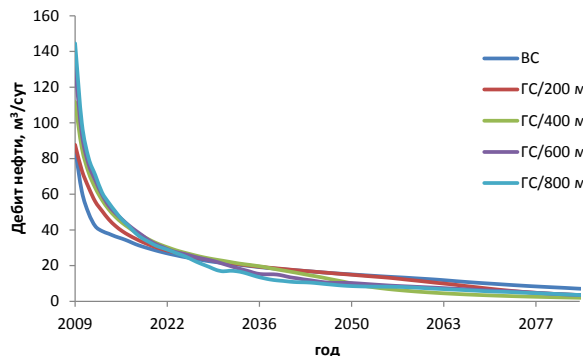


Рисунок 26. Сопоставление вариантов по дебиту нефти Ю<sub>2</sub>

Обобщенные результаты расчетов представлены на гистограмме (рисунок 29).

Сопоставление выработки запасов по площади по вариантам с горизонтальным и вертикальным заканчиванием показано на рисунках 30-32.

Визуализированные результаты моделирования (рисунки 30-32) подтверждают, что разработка горизонтальными скважинами позволяет увеличить коэффициент охвата, тем самым увеличить значение КИН.



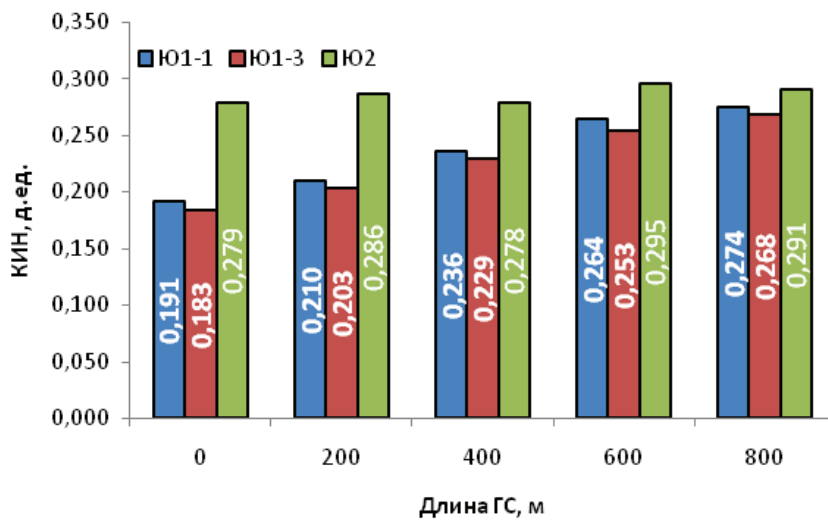


Рисунок 29. Сопоставление вариантов по КИН

### Выводы

В результате выполнения работ по обоснованию выделения пластов в один объект разработки с помощью вычислительных экспериментов на секторной модели было установлено значительное расхожде-

ние КИН по Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>, Ю<sub>2</sub> объекта при совместной разработке.

Вариант разработки с применением технологий ОРД не позволил получить технологического эффекта от изменения технологических режимов работы по каждой залежи.

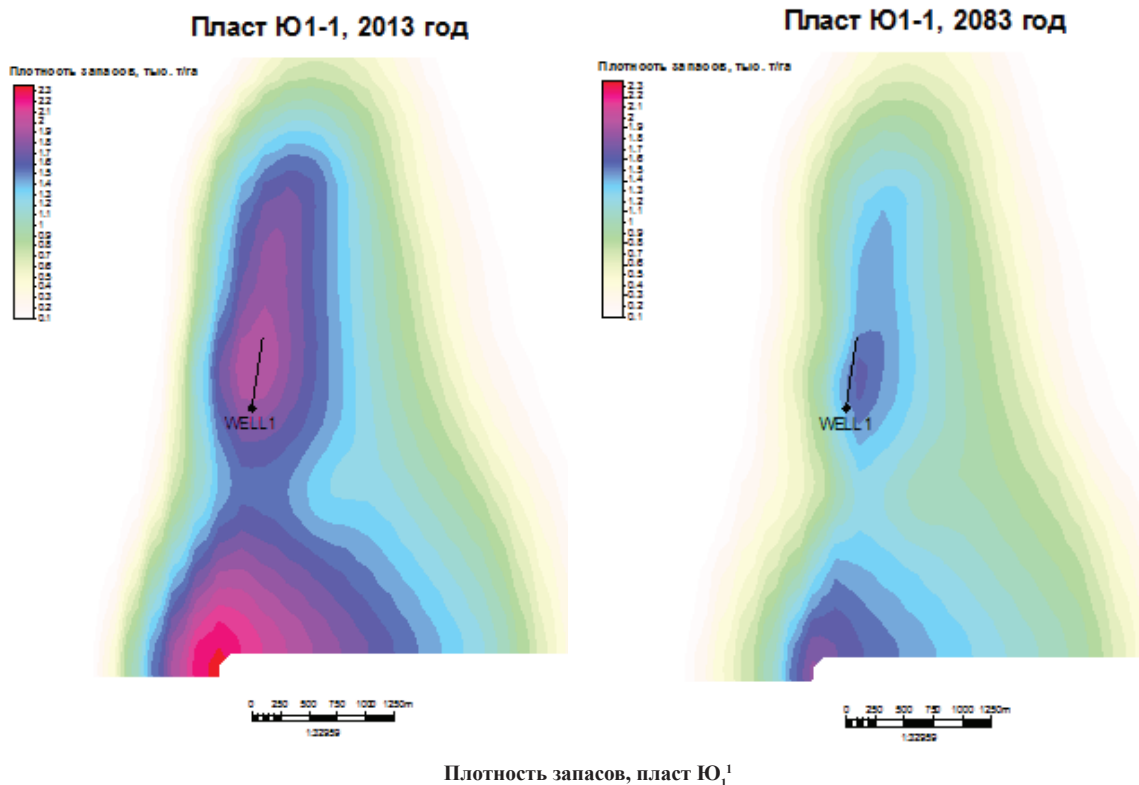
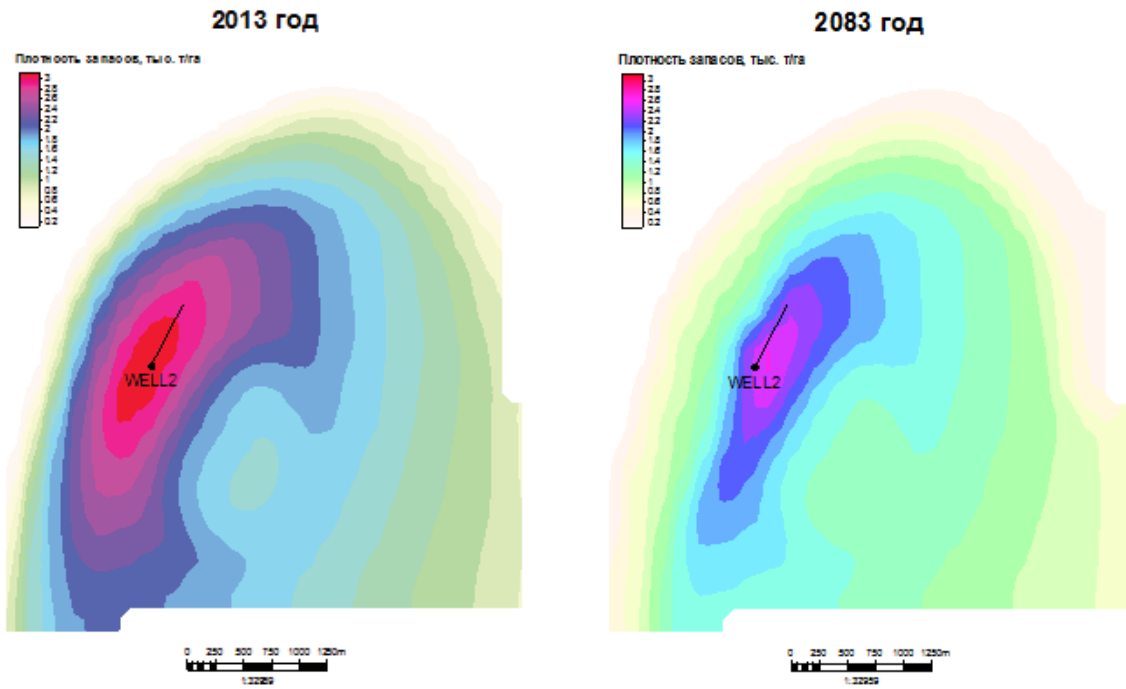


Рисунок 30. Плотность запасов на начало моделирования разработки по рекомендуемому варианту и на конец, пласт Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>



Плотность запасов, пласт Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>

Рисунок 31. Плотность запасов на начало моделирования разработки по рекомендуемому варианту и на конец, пласт Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>

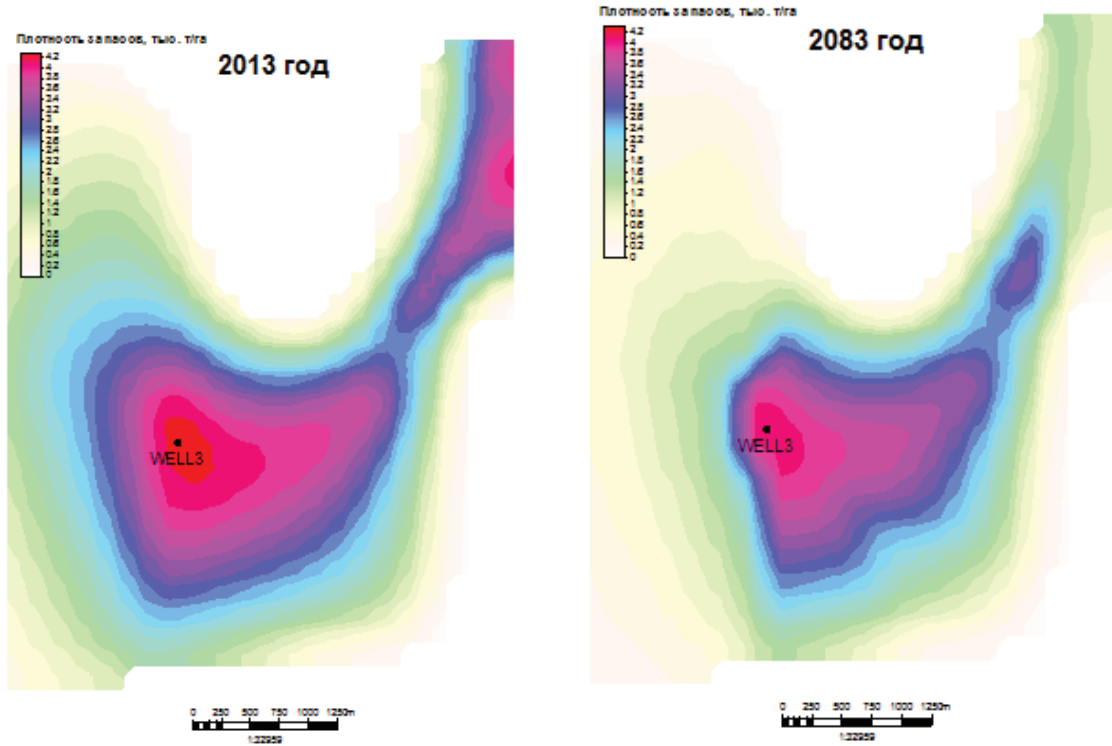


Рисунок 32. Плотность запасов на начало моделирования разработки по рекомендуемому варианту и на конец, пласт Ю<sub>2</sub>

Были рассчитаны варианты вскрытия продуктивных пластов горизонтальными окончаниями различной протяженности (200 м, 400 м, 600 м, 800 м). По результатам вычислительных экспериментов следует вывод, что для низкопроницаемых пластов Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> наиболее рациональным является вариант с 600-метровой длиной, пласт Ю<sub>2</sub> вскрывается основным наклонно-направленным.

При разработке юрских залежей по предложенному варианту увеличение КИН по Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> с 0,191 до 0,264, по Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> с 0,183 по 0,253, Ю<sub>2</sub> КИН соответствует базовому 0,279.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Захаров И.В., Афанасьев В.А. Проблемы и перспективы внедрения технологии ОРП многопластовых месторождений в России // Инженерная практика. 2011. № 3. С. 72-75.
2. Афанасьев В. А. Оптимизация компоновки и насосного оборудования ОРЭ скважин // Инженерная практика. 2012. №2. С. 36-39.
3. Марданшин А. Н. Реализация программы внедрения технологий ОРЭ и ОРЗ в ОАО «ЛУКОЙЛ» // Инженерная практика. 2012. №2. С. 50-51.
4. Ипатов А.И. Мониторинг и регулирование залежей с использованием ОРЭ и оборудование SMART WELL. Адаптация систем ОРЭ к задачам по контролю разработки // Инженерная практика. 2012. №2. С. 16-25.
5. Ивановский В.Н. ОРД нефти и эксплуатация БС: обзор современных технологий и перспективы развития // Инженерная практика. 2012. №2. С. 4-15.
6. Муслимов Э.Я., Медведев П. В. Проекты ОРЭ пластов в ТНК-ВР: на низком старте // Новатор. 2012. №5. С. 2-10.
7. Мельников С. И. Новый способ определения ФЕС, СКИН-факторов и оценки энергетического состояния пластов при совместной разработке на основе мониторинга технологических параметров // Инженерная практика. 2012. №2. С. 30-35.
8. Азизов Ф.Х. Оборудование и установки для ОРЭ производства ООО «НТП «Нефтегазтехника» // Инженерная практика. 2012. №6. С. 58-63.
9. Эрдман А.В. Компонировка ОРЭ с системой мониторинга без разделения продукции пластов // Инженерная практика. 2012. №6. С. 38-43.
10. Худяков Д. А. ОРЭ скважин с применением дуальных систем. Опыт внедрения и эксплуатации // Инженерная практика. 2012. №6. С. 20-23.
11. Лунев Н.В. Новые компоновки для ОРД разработки ООО «ПК «Борец» //

Инженерная практика. 2012. №6. С. 106-107.

12. Майоров М.М. Системы заканчивания скважин BAKER HUGHES для объединенно-раздельной эксплуатации // Инженерная практика. 2012. №6. С. 12-15.

13. Пепеляев Д.В. Опыт промышленной эксплуатации оборудования для ОРД, разработанного в ООО ПКТБ «Техпроект» // Инженерная практика. 2012. №6. С. 48-53.

14. Полежаев Р.М., Семенов В.Н. Оборудование для одновременно-раздельной разработки нескольких эксплуатационных объектов // Инженерная практика. 2012. №6. С. 108-113.

15. Шамилов Ф.Т. Новинки пакерных технологий и оборудования для ОРД и ОРЗ // Инженерная практика. 2012. №6. С. 62-67.

16. Валеев М.Д. Хамидуллина А.Ф. Новое скважинное насосное оборудование для ОРЭ, ОРЗ и ОРДиЗ с УСШН и УЭЦН // Инженерная практика. 2012. №6. С. 54-57.

17. Использование многопакерных компоновок для одновременно-раздельной эксплуатации на многопластовых месторождениях: Протокол ЦКР Роснедра от 28.04.2005 г. №3367 // URL: <http://www.sgt.ru/acs/prot.htm>

18. Многопакерные компоновки для одновременно-раздельной эксплуатации на многопластовых месторождениях: Протокол ТО ЦКР Роснедра по ХМАО-Югре от 28.11.2007. № 970 // URL: <http://www.oil-info.ru/content/view/119/51/>

19. Результаты вычислительных экспериментов по проектированию разработки многопластовых объектов / Герасименко С.А. и др. // Территория нефтегаз. 2012. №12. С. 16-23.

## REFERENCES

1. Zaharov I.V., Afanas'ev V.A. Problemy i perspektivy vnedreniya tehnologii ORR mnogoplastovykh mestorozhdenii v Rossii // Inzhenernaya praktika. 2011. № 3. S. 72-75. [in russian].
2. Afanas'ev V. A. Optimizatsiya komponovki i nasosnogo oborudovaniya

ORE skvazhin // Inzhenernaya praktika. 2012. № 2. S. 36-39. [in russian].

3. Mardanshin A. N. Realizatsiya programmy vnedreniya tehnologii ORE i ORZ v ОАО «LUKOIL» // Inzhenernaya praktika. 2012. № 2. S. 50-51. [in russian].

4. Ipatov A.I. Monitoring i regulirovanie zalezhei s ipol'zovaniem ORE i oborudovanie SMART WELL. Adaptatsiya sistem ORE k zadacham po kontrolyu razrabotki // Inzhenernaya praktika. 2012. №2. S. 16-25. [in russian].

5. Ivanovskii V.N. ORD nefti i ekspluatatsiya BS: obzor sovremennykh tehnologii i perspektivy razvitiya // Inzhenernaya praktika. 2012. №2. S. 4-15. [in russian].

6. Muslimov E.Ya., Medvedev P. V. Projekty ORE plastov v TНК-VR: na nizkom starte // Novator. 2012. № 5. S. 2-10. [in russian].

7. Mel'nikov S. I. Novyi sposob opredeleniya FES, SKIN-faktorov i ocenki energeticheskogo sostoyaniya plastov pri sovmestnoi razrabotke na osnove monitoringa tehnologicheskikh parametrov // Inzhenernaya praktika. 2012. №2. S. 30-35. [in russian].

8. Azizov F.H. Oborudovanie i ustanovki dlya ORE proizvodstva ООО «NTP «Neftegaztehnika» // Inzhenernaya praktika. 2012. №6. S. 58-63. [in russian].

9. Erdman A.V. Komponovki ORE s sistemoi monitoringa bez razdeleniya produktsii plastov // Inzhenernaya praktika. 2012. №6. S. 38-43. [in russian].

10. Hudyakov D. A. ORE skvazhin s primeneniem dual'nykh sistem. Opyt vnedreniya i ekspluatatsii // Inzhenernaya praktika. 2012. №6. S. 20-23. [in russian].

11. Lunev N.V. Novye komponovki dlya ORD razrabotki ООО «PK «Borec» // Inzhenernaya praktika. 2012. №6. S. 106-107. [in russian].

12. Maiorov M.M. Sistemy zakanchivaniya skvazhin BAKER HUGHES dlya ob'edinenno-razdel'noi ekspluatatsii // Inzhenernaya praktika. 2012. №6. S. 12-15. [in russian].

13. Pepelyaev D.V. Opyt promyshlennoi ekspluatatsii oborudovaniya dlya ORD, razrabotannogo v ООО ПКТБ «Техпроект» // Inzhenernaya praktika. 2012. №6. S. 48-53. [in russian].

14. Polezhaev R.M., Semenov V.N. Oborudovanie dlya odnovenno-razdel'noi razrabotki neskol'kih ekspluatsionnykh ob'ektov // Inzhenernaya praktika. 2012. №6. S. 108-113. [in russian].

15. Shamilov F.T. Novinki pakernykh tehnologii i oborudovaniya dlya ORD i ORZ // Inzhenernaya praktika. 2012. №6. S. 62-67. [in russian].

16. Valeev M.D. Hamidullina A.F. Novoe skvazhinnoe nasosnoe oborudovanie dlya ORE, ORZ i ORDiz s USShN i UECN // Inzhenernaya praktika. 2012. №6. S. 54-57. [in russian].

17. Ispol'zovanie mnogopakernykh komponentov dlya odnovenno-razdel'noi ekspluatsii na mnogoplastovykh mestorozhdeniyah: Protokol CKR Rosnedra ot 28.04.2005 g. №3367 // URL: <http://www.sgt.ru/acs/prot.htm> [in russian].

18. Mnogopakernye komponenty dlya odnovenno-razdel'noi ekspluatsii na

mnogoplastovykh mestorozhdeniyah: Protokol TO CKR Rosnedra po HMAO-Yugre ot 28.11.2007. № 970 // URL: <http://www.oil-info.ru/content/view/119/51/> [in russian].

19. Rezul'taty vychislitel'nykh eksperimentov po proektirovaniyu razrabotki mnogoplastovykh ob'ektov / Gerasimenko S.A. i dr. // Territoriya neftegaz. 2012. №12. S. 16-23. [in russian].

*Самойлов А. С., канд. техн. наук, доцент кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», ФГБОУ ВПО ТГНГУ, г. Тюмень, Российская Федерация*  
*A. S. Samoilov, Cand. Tech. Sci., Associate Professor of the Chair, FSBEI of HPE Tyumen State Oil and Gas University, Tyumen, the Russian Federation*

*Глумов Д. Н., ассистент кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и*

*газовых месторождений», ФГБОУ ВПО ТГНГУ, г. Тюмень, Российская Федерация*  
*D. N. Glumov, assistant of Professor of the Chair FSBEI of HPE Tyumen State Oil and Gas University, Tyumen, the Russian Federation*

*Герасименко С. А., директор по освоению Сысконсыньинского месторождения, ЗАО «ЕВРОТЭК», г. Тюмень, Российская Федерация*

*S. A. Gerasimenko, director of development of oilfield Syskonsyninskoe, Inc. «Eurotek», Tyumen, Russian Federation*

*Журавлев В. В., главный специалист управления перспективного планирования ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз», г. Ноябрьск, Российская Федерация*

*V. V. Zhuravlev, Chief Specialist of the Strategic Planning, OJSC «Gazprom Neft-NNG», Noyabrsk, the Russian Federation*

*e-mail: assamailov@mail.ru*