

УДК 622.276.1/4:622.243.24

**З.С. Идиятуллина**, инженер, e-mail: devon@tatnipi.ru; **А.И. Арзамасцев**, инженер, отдел разработки нефтяных месторождений, «ТатНИПИнефть»; **Л.М. Миронова**, заведующая группой проектирования, ООО «Наука», e-mail: ooo-nauka@yandex.ru

## ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ НЕФТИ ИЗ СЛАБОПРОНИЦАЕМЫХ СЛОИСТЫХ КОЛЛЕКТОРОВ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН

*В настоящее время в балансе запасов нефти Республики Татарстан значительную долю занимают трудноизвлекаемые запасы сложнопостроенных многопластовых залежей, особенно приуроченных к карбонатным коллекторам. Основная часть таких залежей характеризуется слоистой неоднородностью коллектора с высоким коэффициентом расчлененности. Применение традиционных технологий разработки таких коллекторов не позволяет вырабатывать все продуктивные интервалы пластов, снижает их экономическую эффективность, а также приводит к потере значительных запасов.*

Оптимизация систем разработки месторождений нефти со слоистыми слабопроницаемыми коллекторами – одна из важнейших задач по стабилизации текущей добычи и повышению конечного коэффициента извлечения нефти.

В настоящее время структура запасов нефти по ОАО «Татнефть» изменилась в сторону увеличения доли трудноизвлекаемых. Крупные месторождения республики, основные запасы которых сравнительно легкой и малосернистой нефти, приуроченные к терригенным коллекторам кыновского и пашийского возрастов, в значительной степени выработаны (около 90%). Доля трудноизвлекаемых запасов в карбонатных коллекторах сложнопостроенных многопластовых залежей выросла более чем на 20%. Основная часть таких залежей характеризуется высокой неоднородностью коллекторов по площади, разрезу и высоким коэффициентом расчлененности. Применение традиционных технологий разработки сложнопостроенных многопластовых залежей не позволяет произвести равномерную выработку запасов, что приводит к потере значитель-

ных запасов и снижению экономической эффективности.

Добыча из карбонатных коллекторов составляет около 2,5% от всей добычи по компании.

Оптимизация систем разработки месторождений нефти со слоистыми слабопроницаемыми коллекторами – одна из важнейших задач по стабилизации уровней добычи и повышению конечного коэффициента извлечения нефти.

Для повышения эффективности системы разработки, позволяющей поддерживать рентабельные дебиты скважин, необходимо:

- увеличить охват выработкой запасов нефти как по площади, так и по разрезу;
- увеличить коэффициент конечного нефтеизвлечения и продуктивность скважин;
- сократить расходы на строительство дополнительных скважин за счет одновременной выработки запасов из нескольких пропластков.

В связи с этим возникает необходимость в постоянном совершенствовании техники и технологии добычи нефти, по-

вышении эффективности применения мероприятий по увеличению нефтеизвлечения. К таким эффективным методам как с экономической, так и с технологической точек зрения можно отнести широкое применение горизонтальной технологии (ГТ).

Одним из основных направлений развития ГТ в ОАО «Татнефть» является вскрытие продуктивных пластов многочисленными горизонтальными скважинами, т.е. бурение нескольких дренирующих стволов (ответвлений) от одного главного ствола.

Для решения поставленных задач предлагается на залежи нефти со слоистыми слабопроницаемыми коллекторами, разделенными непроницаемыми глинистыми прослоями, проводить основной ствол разветленно-горизонтальной скважины (РГС) посередине продуктивного пласта, а выше и ниже по продуктивным пропласткам – его горизонтальные ответвления. В ходе бурения РГС непроницаемые глинистые прослои перекрываются профильными перекрывателями, причем в каждом условно-горизонтальном стволе (УГС) перед вводом их в эксплуатацию

## ЗАЩИТНЫЕ ПРОТИВОКОРРОЗИОННЫЕ МАТЕРИАЛЫ

**AKRUS® – НАДЕЖНЫЕ СТРАТЕГИИ  
ЗАЩИТЫ**

Российский разработчик и производитель противокоррозионных защитных лакокрасочных материалов марки АКРУС®, специального и промышленного назначения.



### МЫ ПРОИЗВОДИМ ТОЛЬКО ЗАЩИТНЫЕ ПОКРЫТИЯ

Это позволяет нам концентрироваться на особенностях их изготовления и потребления.

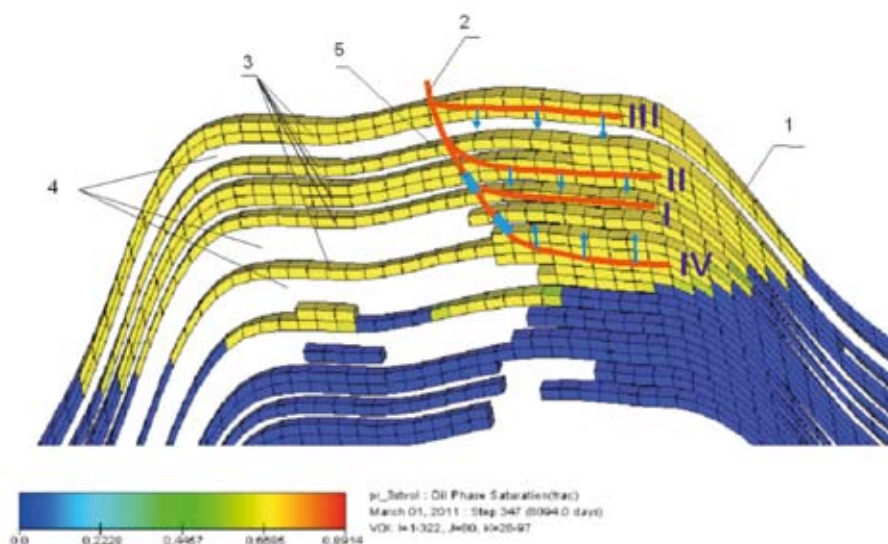


### ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ:

- Нефтехимическая индустрия
- Нефтегазодобывающая промышленность
- Судостроение
- Машиностроение
- Мостостроение
- Гражданское строительство



**117420, г. Москва,  
ул. Намёткина, д. 10Б  
Тел./факс: +7(495) 363-56-69  
info@akrus-akz.ru  
www.akrus-akz.ru  
www.akrus.pф**



**Рис. 1. Схема реализации технологии разработки залежи нефти в слоистых коллекторах**  
1 – залежь нефти; 2 – основной ствол горизонтальной разветвленной добывающей скважины; I–IV – горизонтальные ответвления добывающей скважины; 3 – продуктивные пропластки; 4 – непроницаемые глинистые прослои; 5 – управляемый фильтр

проводят гидрокислотный разрыв (ГКРП) с целью улучшения фильтрационных характеристик пластов и создания гидродинамической связи между продуктивными пластами.

Схема реализации предлагаемой технологии рассмотрена на одном из поднятий Пионерского месторождения и представлена на рисунке 1.

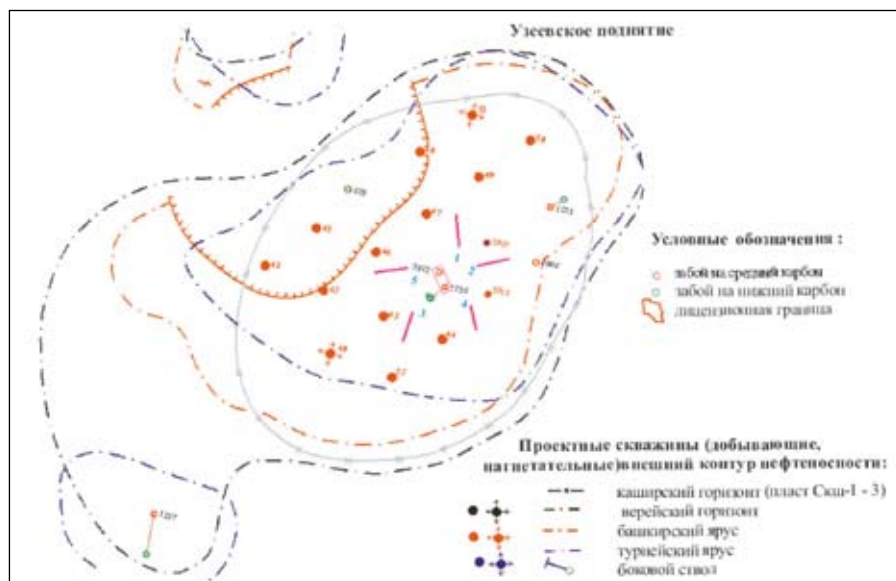
Данный участок месторождения представлен отложениями верейского горизонта и башкирского яруса. В каждой пачке проницаемых прослоев проведено по одному ответвлению.

На данном участке Пионерского месторождения уточнение геологического

строения произведено по результатам бурения вертикальных скважин.

Проведено геологическое и гидродинамическое моделирование рассматриваемого участка с учетом всех геолого-геофизических и промысловых данных. По результатам моделирования выделены зоны с высокой и низкой проницаемостью.

Продуктивные пропластки (рис. 1) разделены непроницаемыми глинистыми прослоями. Особенностью геологического строения участка является практически полное совмещение в плане контуров залежей верейского и башкирского объектов, которое позволяет вскрыть



**Рис. 2. Карта совмещенных контуров нефтенасыщенности и рекомендуемых мероприятий**

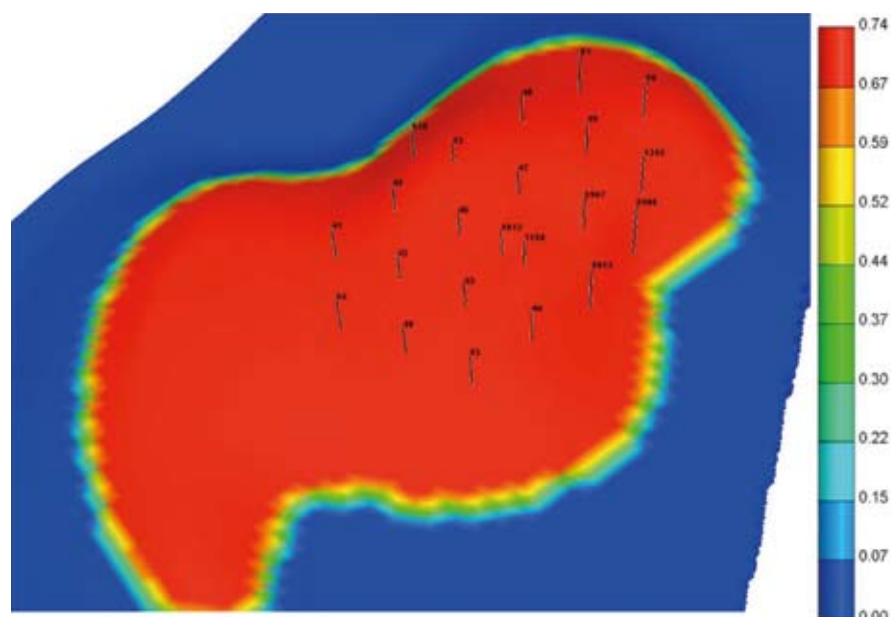


Рис. 3. Схема размещения скважин по базовому варианту

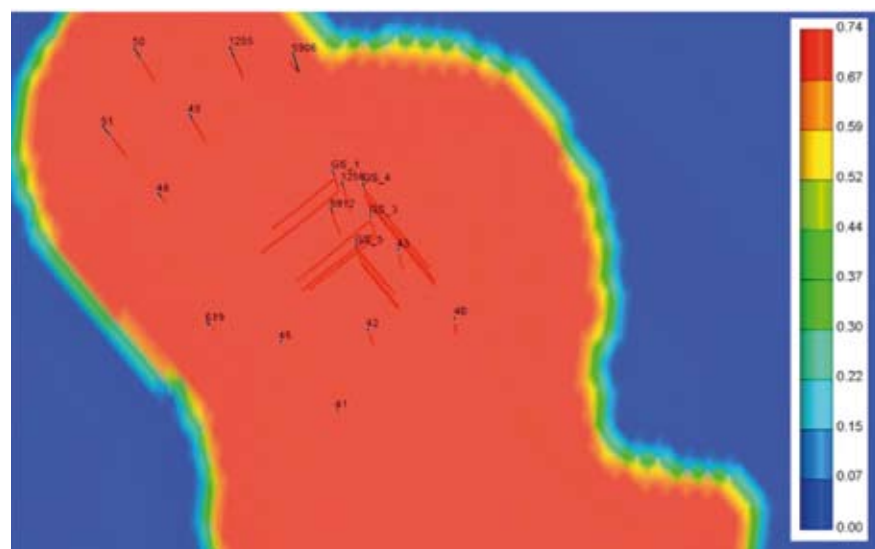


Рис. 4. Схема размещения скважин согласно предлагаемой технологии



Рис. 5. Схема размещения РГС в 3D-формате с указанием горизонтальных ответвлений

их одной скважиной с горизонтальным окончанием (СГО).

На участке размещено 5 РГС на отложения верейского горизонта и башкирского яруса с условием погашения каждой из них двух проектных вертикальных скважиноточек с целью одновременной разработки нескольких продуктивных пропластков 3, не оставляя в длительной консервации запасы нефти верейского объекта.

Основной УГС I расположен в середине продуктивного объекта, а выше и ниже его в продуктивных пропластках (3) – горизонтальные ответвления II, III, IV. Продуктивные прослои в интервале плотных пород разделены оборудованием управляемой эксплуатации 5 (фильтр со «шторкой»), разработанным специалистами института «ТатНИПИнефть».

«Шторки» изготавливаются управляемыми с устья скважины с возможностью механического открытия и закрытия для селективной эксплуатации и изоляции отдельных интервалов УГС при обводнении.

Далее перед вводом в эксплуатацию добывающих скважин 1 в каждом из УГС I-IV проводят гидрокислотный разрыв пласта с целью увеличения фильтрационных характеристик породы.

Проникновение кислоты в низкопроницаемые зоны 4 и очистка пор коллектора от нерастворимых механических частиц позволят осуществить гидродинамическую связь продуктивных пропластков 3 и создать единую гидродинамическую систему. Это приведет к дренированию всего объема залежей.

На начальном этапе (рис. 1) проводят ГКРП через верхний УГС III добывающей скважины 2, вскрывшей верхний нефтеносный пропласток (Свр<sub>3</sub>). Рвется перемычка, и возникает гидродинамическая связь между двумя пластами верейского горизонта – Свр<sub>3</sub> и Свр<sub>2</sub>.

Далее на втором этапе ГКРП проводят в нижнем продуктивном пласте Свр<sub>2</sub> верейского горизонта через горизонтальное ответвление II добывающей скважины 2, что позволит осуществить гидродинамическую связь между продуктивными породами верейского и башкирского объектов.

Через УГС IV добывающей скважины 2, проведенный в нефтеносном пропластке слоистого разреза прикамского горизонта С<sub>2</sub>рк башкирского яруса, прово-



дят ГРП в пределах его продуктивного интервала.

Управляемый фильтр размещают в плотном прослое между основным и нижним УГС с целью предотвращения преждевременного обводнения основного УГС в случае обводнения нижнего.

При прорыве воды «шторку», установленную в нижней части горизонтального ствола 2, закрывают и изолируют обводненный участок горизонтальной разветвленной добывающей скважины 2.

В том случае если прикамский горизонт  $C_{2pk}$  подстилается продуктивными отложениями серпуховского яруса, применение ГКРП возможно и в основном УГС I добывающей скважины 2. Это не окажет воздействия на зону водонефтяного контакта (ВНК) и не приведет к прорыву пластовой воды к стволу добывающей скважины 2 при условии, что расстояние от зоны ВНК до УГС не будет менее 10 м. Таким образом, по предлагаемому варианту осуществляется дренирование по верей-башкирскому карбонатному комплексу в целом.

Затем скважину 1 осваивают и пускают в эксплуатацию. Производят отбор нефти из разветвленной горизонтальной добывающей скважины 1.

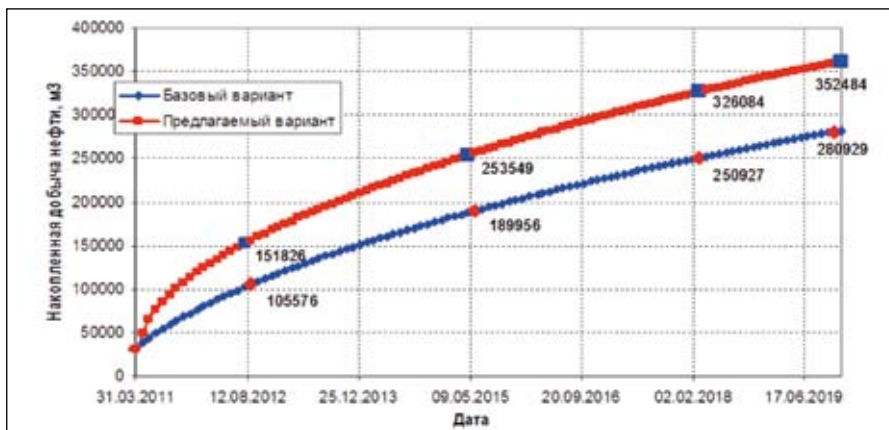


Рис. 6. Динамика изменения накопленной добычи нефти по двум вариантам за период 2011–2020 гг.

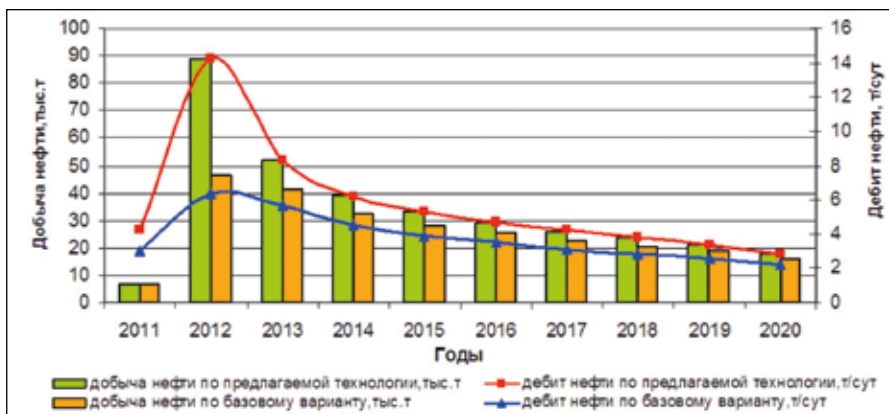


Рис. 7. Динамика изменения дебита и годовой добычи нефти по двум вариантам расчета



**АРМ ГАРАНТ**



**Электроприводы ЭВИМТА** для задвижек Ду 50 - 1200 мм

**Пневмоприводы ПСДС** для шаровых кранов Ду 300 - 1000 мм

**Монтажные, пусконаладочные, ремонтные работы**  
на объектах нефтегазового комплекса

**450059, г. Уфа, ул. Р. Зорге, 19/5**  
**тел./факс: (347) 223-74-15, 223-74-17**  
**e-mail: armgarant@ufamail.ru**  
**www.armgarant.ru**

Таблица. Сравнительная характеристика эффективности применения предлагаемой технологии с базовым вариантом по данным гидродинамического моделирования

Год	Предлагаемый вариант					Базовый вариант. Применение традиционной технологии					Прирост среднего дебита нефти, т/сут.
	Фонд скважин	Дебит нефти, т/сут.	Добыча нефти, тыс. т	Накопленная добыча нефти, тыс. т	Обводненность, %	Фонд скважин	Дебит нефти, т/сут.	Добыча нефти, тыс. т	Накопленная добыча нефти, тыс. т	Обводненность, %	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
2011	5	3,1	18,7	30,3	19,1	7	3,0	6,9	30,3	19,9	1,0
2012	18	30,8	183,0	104,3	6,4	22	6,4	46,3	76,6	10,0	4,8
2013	18	20,0	118,8	155,1	12,8	22	5,7	41,5	118,0	20,8	3,5
2014	18	16,9	100,6	194,5	20,4	22	4,5	32,8	150,9	29,1	3,7
2015	18	15,0	89,1	228,8	27,9	22	3,9	28,3	179,2	36,3	3,8
2016	18	13,4	79,5	259,4	35,2	22	3,5	25,2	204,4	42,4	3,8
2017	18	12,1	71,8	286,9	41,4	22	3,1	22,8	227,2	47,7	3,9
2018	18	10,9	64,6	311,7	47,3	22	2,8	20,6	247,8	52,5	3,9
2019	18	9,8	58,3	334,0	52,5	22	2,6	18,7	266,5	56,5	3,7
2020	18	8,9	53,0	352,5	56,8	22	2,2	15,8	282,3	59,7	4,0

Оценка технологической эффективности предлагаемой технологии проведена путем сопоставления вариантов с традиционно применяемыми решениями и с описанным выше комплексом технико-технологических мероприятий. Оценка выполнена на основе геолого-гидродинамического моделирования с использованием программного комплекса CMG. Расчет основных технологических показателей разработки по двум вариантам произведен на десятилетний период.

Первый вариант (рис. 3) предусматривает разработку участка по традиционной технологии действующим фондом сква-

жин (7 добывающих скважин) и бурение 15 скважин новых (13 добывающих и две нагнетательные) по сетке с расстоянием между скважинами 300 м.

Во втором варианте (рис. 4) рассматривается создание комплексной технологии, предусматривающей разработку участка пятью действующими добывающими ВС, бурением девяти новых ВС (восемь добывающих и одна нагнетательная) и четырех РГС (рис. 5), в которых основной УГС рекомендуется проводить посередине продуктивного объекта, а остальные УГС – выше и ниже него по продуктивным пропласткам. В ходе бурения РГС непроницаемые глинистые прослои изолируют-

ся профильными перекрывателями, причем в каждом условно-горизонтальном стволе перед вводом их в эксплуатацию проводят ГКРП.

На рисунке 6 и в таблице представлены динамика изменения накопленной добычи нефти и сравнительная характеристика применения базового и предлагаемого вариантов по результатам гидродинамического моделирования. На рисунке 7 представлена динамика изменения дебита нефти и годовой добычи нефти по двум вариантам расчета. По данным моделирования дебиты нефти по предлагаемой технологии с применением РГС выше дебитов нефти, полученных при расчете базового варианта, в 1,5 раза. Для сравнения выделили две скважины, расположенные недалеко друг от друга: одна из них – РГС, другая – ВС. По динамике изменения накопленной добычи нефти (рис. 8) видно, что накопленная добыча нефти по РГС (скв. GS\_3) выше, чем по скв. 43, в 2 раза.

Карты распределения нефтенасыщенности и пластового давления, полученные при расчете предлагаемого варианта, приведены на рисунках 9–11.

На рисунке 11 представлено текущее распределение пластового давления по предлагаемому варианту разработки с применением РГС.

По рисунку 11 видно, что пластовое давление в зоне отбора снижается значительно быстрее по предлагаемому варианту разработки с применением РГС.

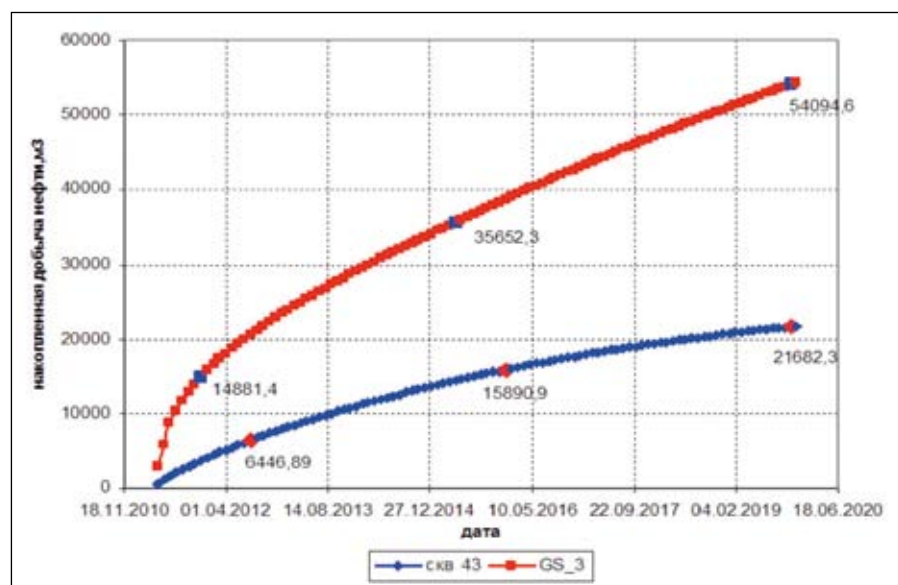


Рис. 8. Динамика изменения накопленной добычи нефти по РГС (GS\_3) и вертикальной скв. 43

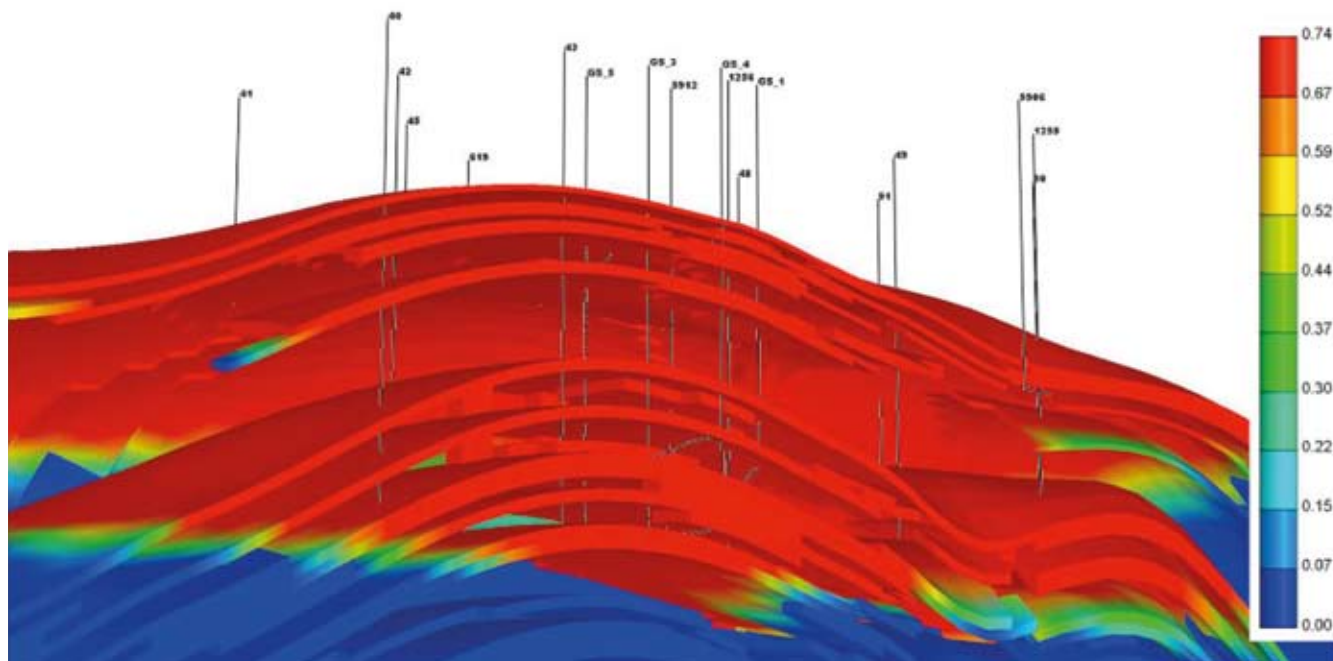


Рис. 9. Текущее распределение нефтенасыщенности по предлагаемому варианту разработки с применением РГС

Организацию системы ППД необходимо осуществить в зоне размещения РГС согласно выполненным расчетам в данном случае на пятый год эксплуатации.

**ВЫВОДЫ:**

Оптимизация системы разработки с применением РГС и ГКРП через горизонтальные ответвления позволит:

- 1) уменьшить объемы бурения вертикальных скважин;
- 2) сократить затраты на строительство и инфраструктуру;
- 3) увеличить фильтрационные характеристики продуктивных пород;
- 4) создать единую гидродинамическую систему двух объектов разработки, увеличить дебит нефти РГС по отношению к ВС в 1,5 раза;
- 5) интенсифицировать добычу нефти за рассматриваемый период на 22%;
- 6) осуществить селективную эксплуатацию пачек-прослоев с разными фильтрационными характеристиками;
- 7) увеличить безводный период эксплуатации скважин путем установки оборудования управляемого фильтра;
- 8) увеличить конечный коэффициент нефтеизвлечения.

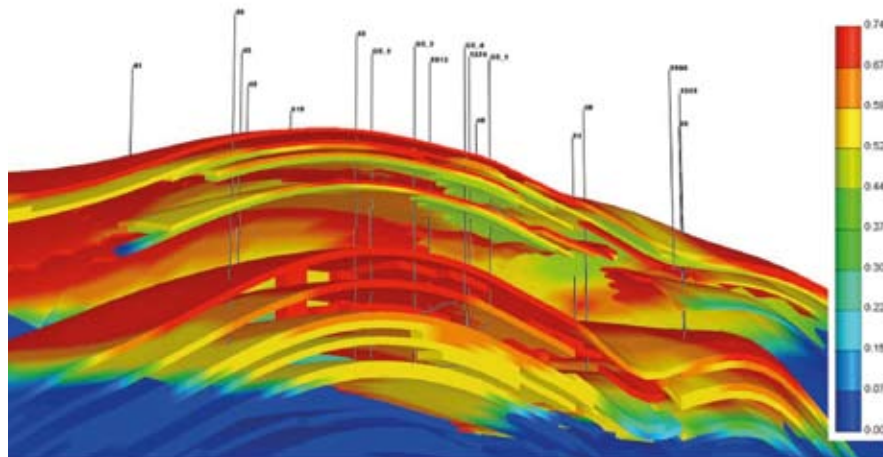


Рис. 10. Распределение нефтенасыщенности по предлагаемому варианту разработки на конец прогнозного периода (2020 г.) с применением РГС

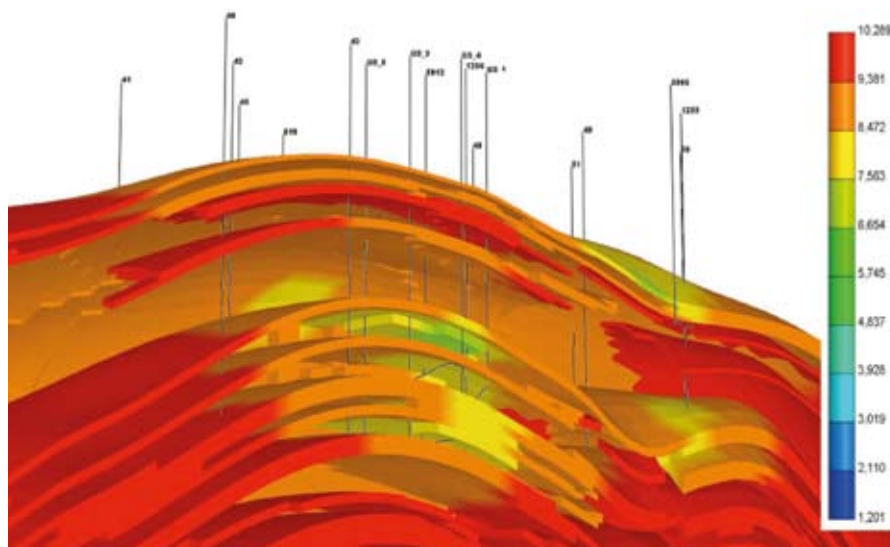


Рис. 11. Текущее распределение пластового давления по предлагаемому варианту разработки с применением РГС

*Ключевые слова: разветвленно-горизонтальная скважина, условно-горизонтальный ствол, гидрокислотный разрыв пласта, продуктивный пласт, дебит нефти, запасы нефти.*