

ИССЛЕДОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫХ РАБОТ ПО УПЛОТНЕНИЮ СЕТКИ СКВАЖИН НА БАШКИРСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ СОКОЛКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ

А.Г. Хабибрахманов¹, И.Н. Хакимзянов^{2*}, Р.И. Шешдиров²

¹НГДУ «Елховнефть» ПАО «Татнефть», Альметьевск, Россия

²Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть», Бугульма, Россия

В данной работе для оценки эффективности опытно-промышленных работ по уплотнению сетки скважин на башкирских отложениях Соколкинского месторождения выделены факторы, влияющие на конечные технологические показатели. К разряду таких факторов можно отнести: количество одновременно вводимых в эксплуатацию скважин в элементе; выбор оптимального элемента разработки (пятиточечный, девятиточечный и др.); организацию системы поддержания пластового давления (соотношение добывающих и нагнетательных скважин); временной интервал для системы поддержания пластового давления в элементе разработки.

Доказательством этого факта служит анализ результатов трех рассмотренных вариантов, который дает возможность определить, как влияют на добычу нефти система разработки, соотношение добывающих и нагнетательных скважин и время перевода скважин под закачку.

Ключевые слова: уплотнение сетки скважин, опытно-промышленные работы, элемент разработки, фильтрационные линии тока, интерференция, эффективность, геолого-технологическая модель

DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.19.3.22>

Для цитирования: Хабибрахманов А.Г., Хакимзянов И.Н., Шешдиров Р.И. Исследование эффективности опытно-промышленных работ по уплотнению сетки скважин на башкирских отложениях Соколкинского месторождения с использованием геолого-технологической модели. *Георесурсы*. 2017. Т. 19. № 3. Ч. 2. С. 292-300. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.19.3.22>

Обоснование выбора участка для опытно-промышленных работ

Для проведения исследований по оценке эффективности опытно-промышленных работ (ОПР) по уплотнению плотности сетки скважин рассмотрена залежь II Соколкинского поднятия. Залежь II расположена в южной части месторождения, приурочена к Соколкинскому поднятию и вскрыта 73 скважинами. В карбонатной толще выделяются до семи отдельных эффективных карбонатных прослоев, суммарная нефтенасыщенная толщина которых меняется от 0,8 м до 14,2 м.

В скважинах №№ 775, 787 и 913 проведено поинтервальное опробование башкирских отложений, получены промышленные притоки нефти дебитом 3,2-6,1 т/сут. Водонефтяной контакт (ВНК) определен по подошве нижнего нефтенасыщенного прослоя в скв. № 808 на абсолютной отметке минус 648,5 м. Проведенный анализ геолого-геофизического материала показывает, что контакт нефть-вода в залежи не установлен. Все эффективные карбонатные прослои контактируют с уплотненными породами. Наиболее высокое положение кровли водоносного прослоя (скв. №№ 787, 2764, 2798) и самое низкое гипсометрическое положение подошвы нефтенасыщенного прослоя (скв. №№ 2810, 2814) по ГИС зафиксированы

на абсолютной отметке минус 648,5 м. В результате вышеизложенного, абсолютная отметка ВНК установлена на уровне минус 648,5 м. Размеры залежи II составляют 2,95×2,4 км, этаж нефтеносности равен 34,6 м (Пересчет запасов нефти..., 2009) (Рис. 1).

С целью повышения точности прогнозных расчетов вариантов разработки построена геолого-технологическая модель башкирских отложений Соколкинского месторождения (Дополнение к технологической схеме..., 2015). Фильтрационное моделирование выполнялось с помощью расчетных программ, реализующих численное решение системы уравнений, описывающих фильтрацию пластовых флюидов и закачиваемых агентов с учетом их взаимодействия с горной породой. Гидродинамическая модель была построена с использованием пакетов программ Igar RMS компании ROXAR – Tempest 7.2.

Геометрические параметры полученных сеток представлены в табл. 1. С помощью фильтрационной модели при адаптации разработки по известной динамике добычи нефти и воды подобраны функции модифицированных фазовых проницаемостей для каждого объекта разработки.

Общий вид модели на примере куба пористости, проницаемости и начальной нефтенасыщенности представлен на рис. 2. По результатам адаптации геолого-технологической модели построены карты текущих подвижных запасов (Рис. 3).

*Ответственный автор: Ильгизар Нургизарович Хакимзянов
E-mail: khakimzyanov@tatnipi.ru

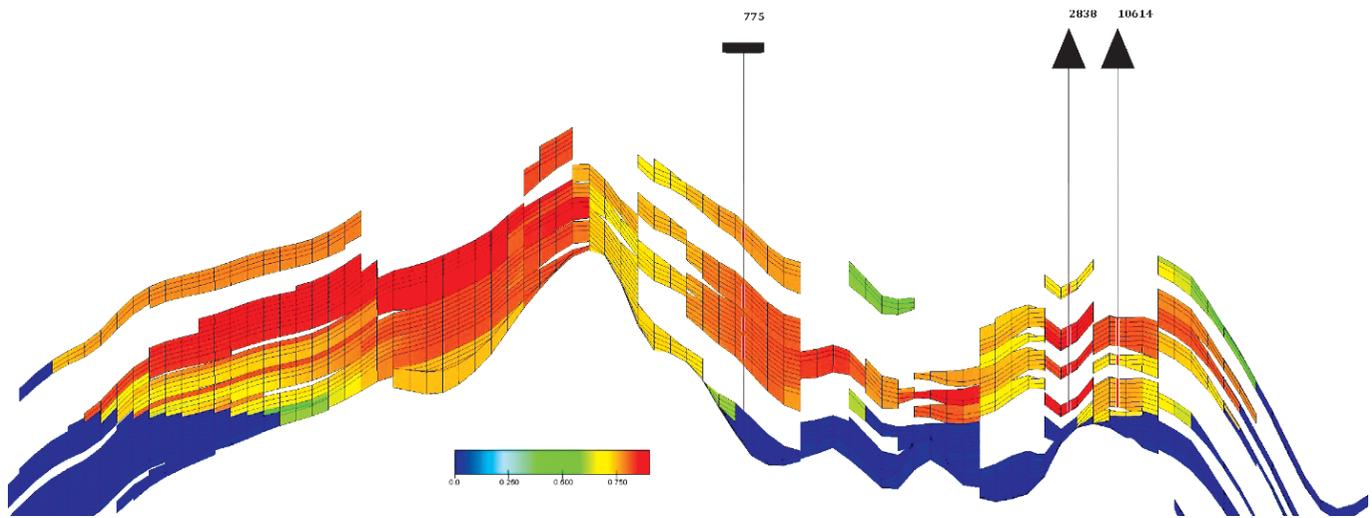


Рис. 1. Распределение текущей нефтенасыщенности в разрезе по линии скв. №№775,2838,10614

Пласт	Модель	Размеры области моделирования, км	Число ячеек сетки по трем направлениям			Горизонтальные размеры блока сетки, м	Вертикальные размеры блока сетки, м	Число активных блоков модели
			NX	NY	NZ			
Башкирский	ГМ	9×10	181	208	73	50×50	0,01-0,34	360 445
	ФМ	9×10	181	208	73	50×50	0,01-0,34	360 445

Табл. 1. Основные сравнительные характеристики трехмерной модели пласта

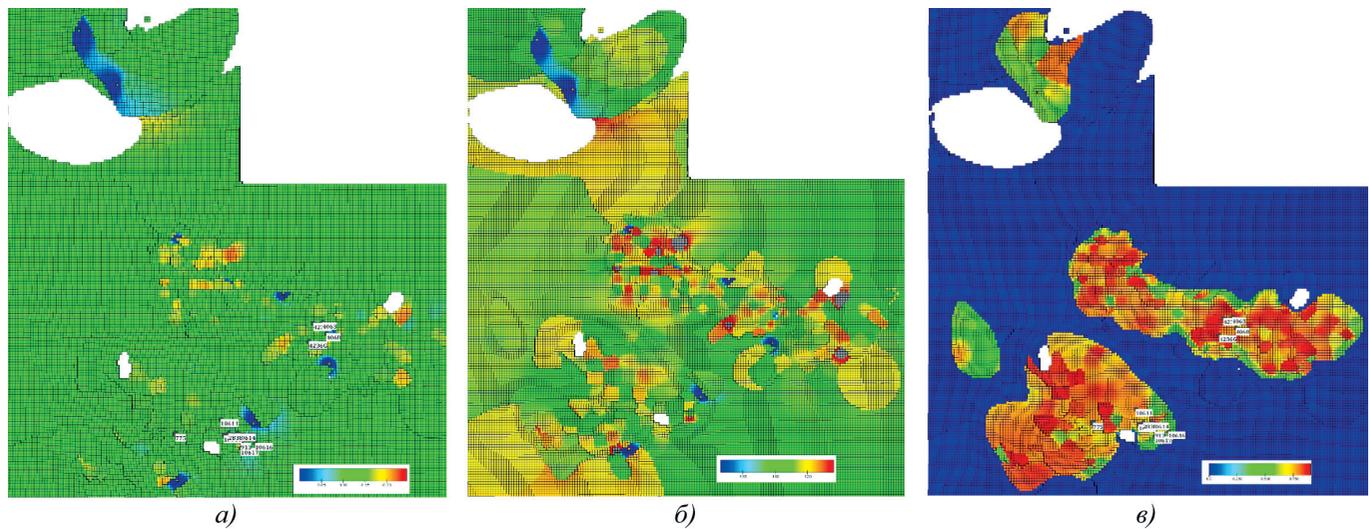


Рис. 2. Распределение параметров (вид сверху): а) пористости; б) проницаемости; в) начальной нефтенасыщенности

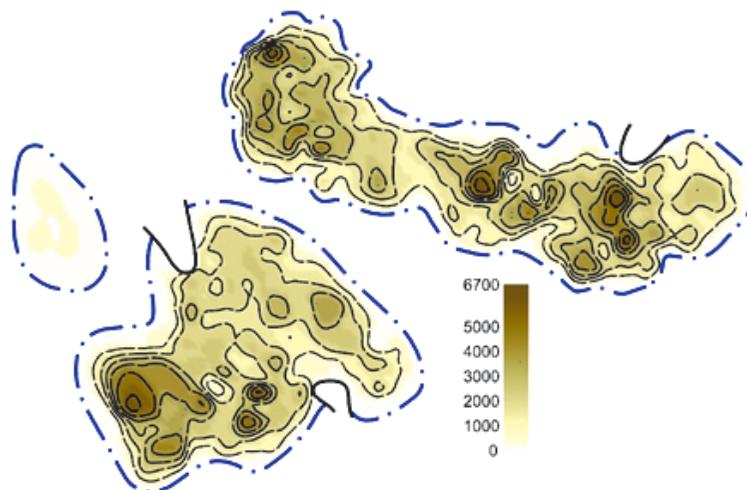


Рис. 3. Распределение плотности текущих подвижных запасов

Проведенный анализ показывает, что на юго-западе залежи II Соколкинского поднятия преобладает участок с достаточно высокими текущими подвижными запасами. Выбранный для опытно-промышленных работ участок по уплотнению сетки скважин в пределах шестиметровой изогипсы охватит 1292 тыс. м³ с геологическим запасами 1550 тыс. т.

Для наиболее полной выработки остаточных запасов нефти данного участка залежи II предлагалось бурение 34 добывающих скважин по уплотняющей треугольной сетке 150×150 м (Дополнение к технологической схеме... , 2015).

Схематическое изображение размещения проектных скважин представлено на рисунке 4.

Анализ результатов гидродинамического моделирования ОПР по уплотнению сетки скважин

С целью расчета прогнозных технологических показателей разработки был определен период разработки до 2050 г. В 2016 г. предусматривался ввод из бурения 16 уплотняющих скважин, в 2017 г. – 11, 2018 г. – 4, 2019 г. – 3.

Результаты первых прогнозных гидродинамических расчетов показали, что бурение 34 проектных скважин приводит к резкому падению пластового давления как в расчетном участке, так и по всей залежи II Соколкинского поднятия. На основании этого рассмотрен вариант с переводом под закачку воды 15 скважин в определенные промежутки времени, зависящие от снижения давления и падения дебита нефти. В верхней части залежи предусматривается размещение скважин по 5-ти точечной системе разработки, в нижней части (р-н скв. №775) – очаговое заводнение. Схема размещения элементов разработки приведена на рис. 5.

Для оценки эффективности того или иного варианта разработки необходимо рассмотреть ряд факторов, которые влияют на конечные технологические показатели, т.е. на накопленную добычу нефти (Абдулмазитов, 2004; Закиров, 2002; Щелкачев, 1984).

К разряду таких факторов можно отнести:

- количество одновременно вводимых в эксплуатацию скважин в элементе;
- выбор оптимального элемента разработки (пятиточечный, девятиточечный и др.);
- организацию системы поддержания пластового давления (ППД) (соотношение добывающих и нагнетательных скважин);
- временной интервал для системы ППД в элементе разработки.

Доказательством этого факта служит анализ результатов трех рассмотренных вариантов, который дает возможность определить, как влияют на добычу нефти система разработки, соотношение добывающих и нагнетательных скважин и время перевода скважин под закачку.

На рисунке 6 приведена динамика накопленной добычи нефти и накопленной закачки воды скважин залежи Соколкинского поднятия по вариантам. Можно заметить, что ввод в эксплуатацию той или иной группы уплотнительных скважин, а также перевод скважин под закачку заметно влияют на накопленную добычу нефти и обводненность (Абдулмазитов, 2004; Обобщение опыта разработки... , 2005).

В вариантах с организацией системы ППД в начальной стадии разработки (4, 5 вар.) накопленная добыча нефти меньше, чем в вариантах с переводом группы скважин под закачку в средней стадии разработки (2, 3 вар.).

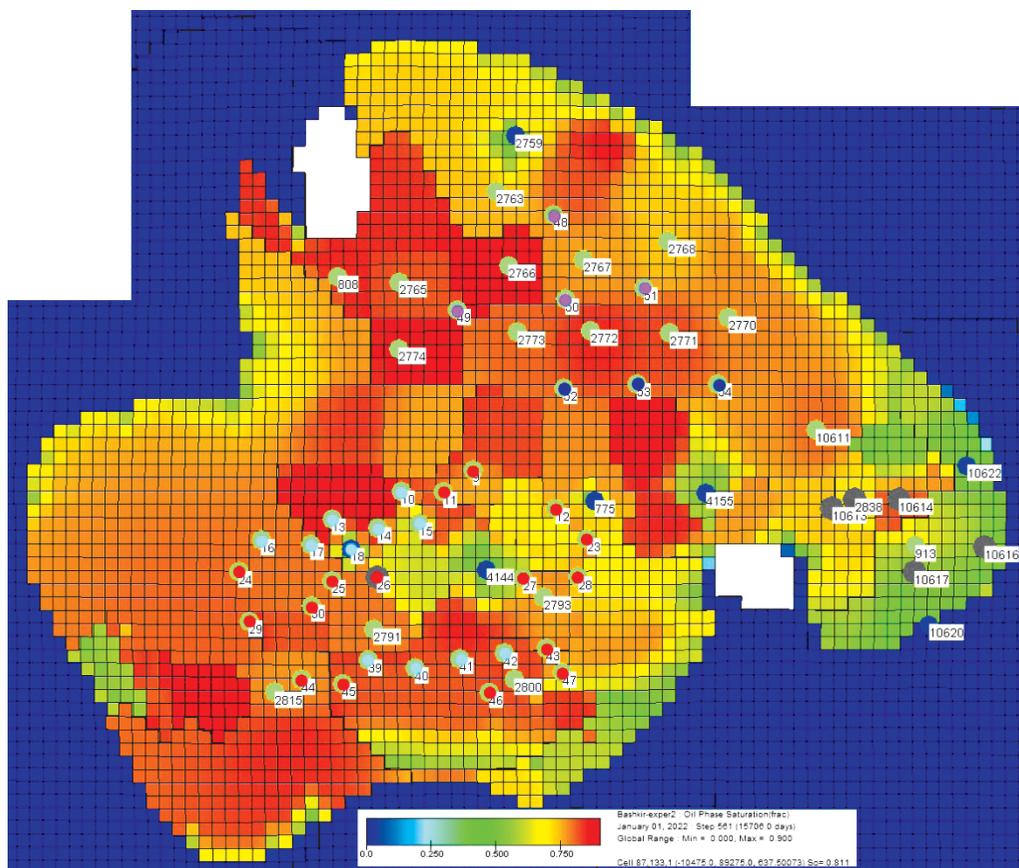


Рис. 4. Схематическое изображение размещения проектных скважин для бурения по годам

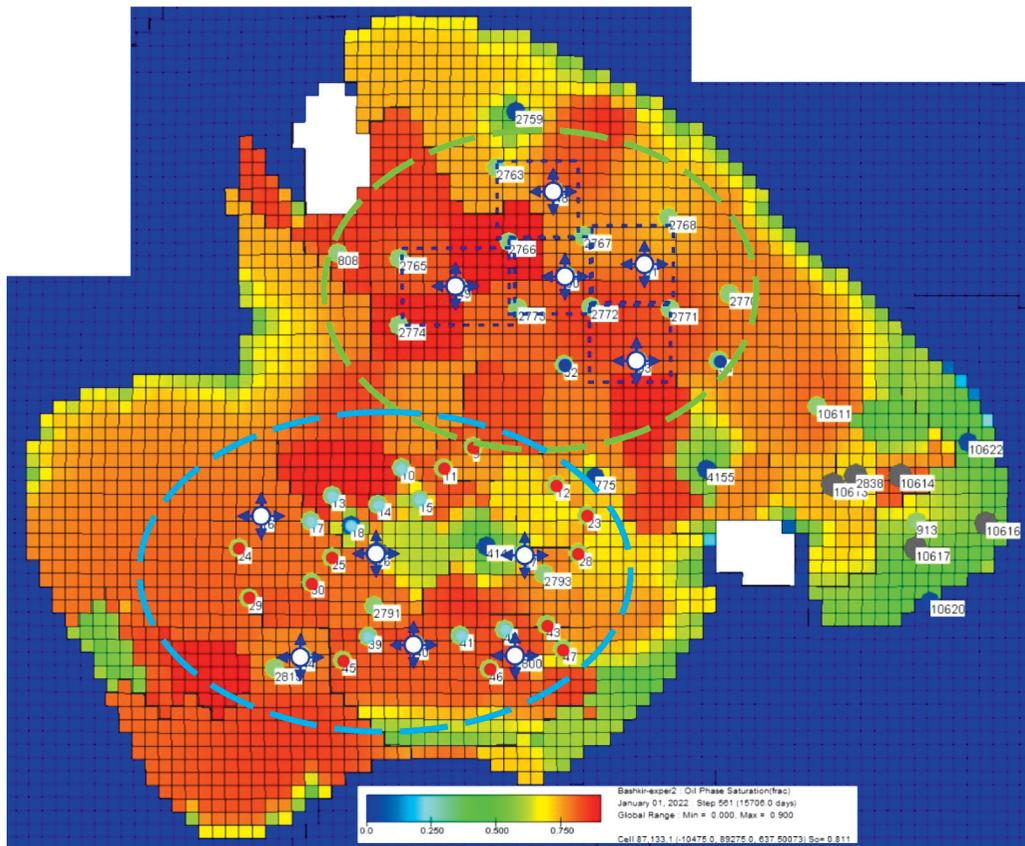


Рис. 5. Схема размещения элементов разработки

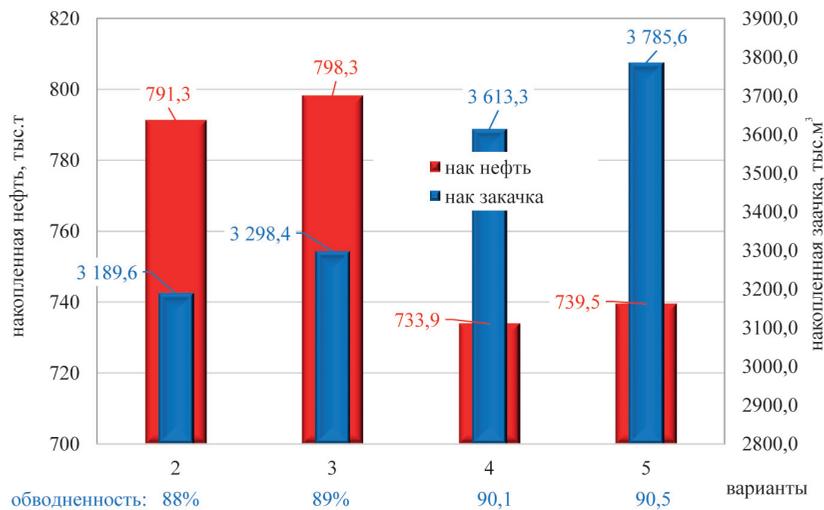


Рис. 6. Динамика накопленной добычи по группам скважин, вводимым в эксплуатацию на определенные годы

Соответственно, в вариантах 4 и 5 закачка воды в пласт больше, чем в вариантах 2 и 3.

Распределение нефтенасыщенности на конец разработки (2050 г.) по вариантам приведено на рис. 7а-г.

Считается, что при уплотнении существующей сетки скважин бурением дополнительных скважин, между скважинами происходит интерференция, т.е. скважины в зависимости от геологического строения (распределения пористости, проницаемости) создают помехи в добыче нефти (Закиров, 2002; Щелкачев, 1984). Подтверждение данного факта служат детальные анализы разработки опытных участков залежей нефти с уплотнительным бурением (Ямашинское, Бурейкинское и Шегурчинское месторождения), которые показывают влияние интерференции

на дебиты скважин по нефти (Абдулмазитов, 2004; Обобщение опыта разработки..., 2005).

Исходя из этого, построим карты фильтрационных линий тока в зависимости от времени ввода проектных и переведенных с других объектов скважин. На рисунках 8а-е представлена динамика изменения фильтрационных линий тока нефти в зависимости от года бурения и ввода скважин. На рисунке 8а приведены фильтрационные линии тока действующих скважин залежи, на рисунке 8б – на момент ввода в эксплуатацию первых 16 проектных скв. (01.2017 г.), на рисунке 8в – 11 скв. (01.2018 г.), на рисунке 8г – 4 скв. (01.2019 г.), на рисунке 8д – 3 скв. (01.2020 г.), на рисунке 8е – перевод первых скважин под закачку.

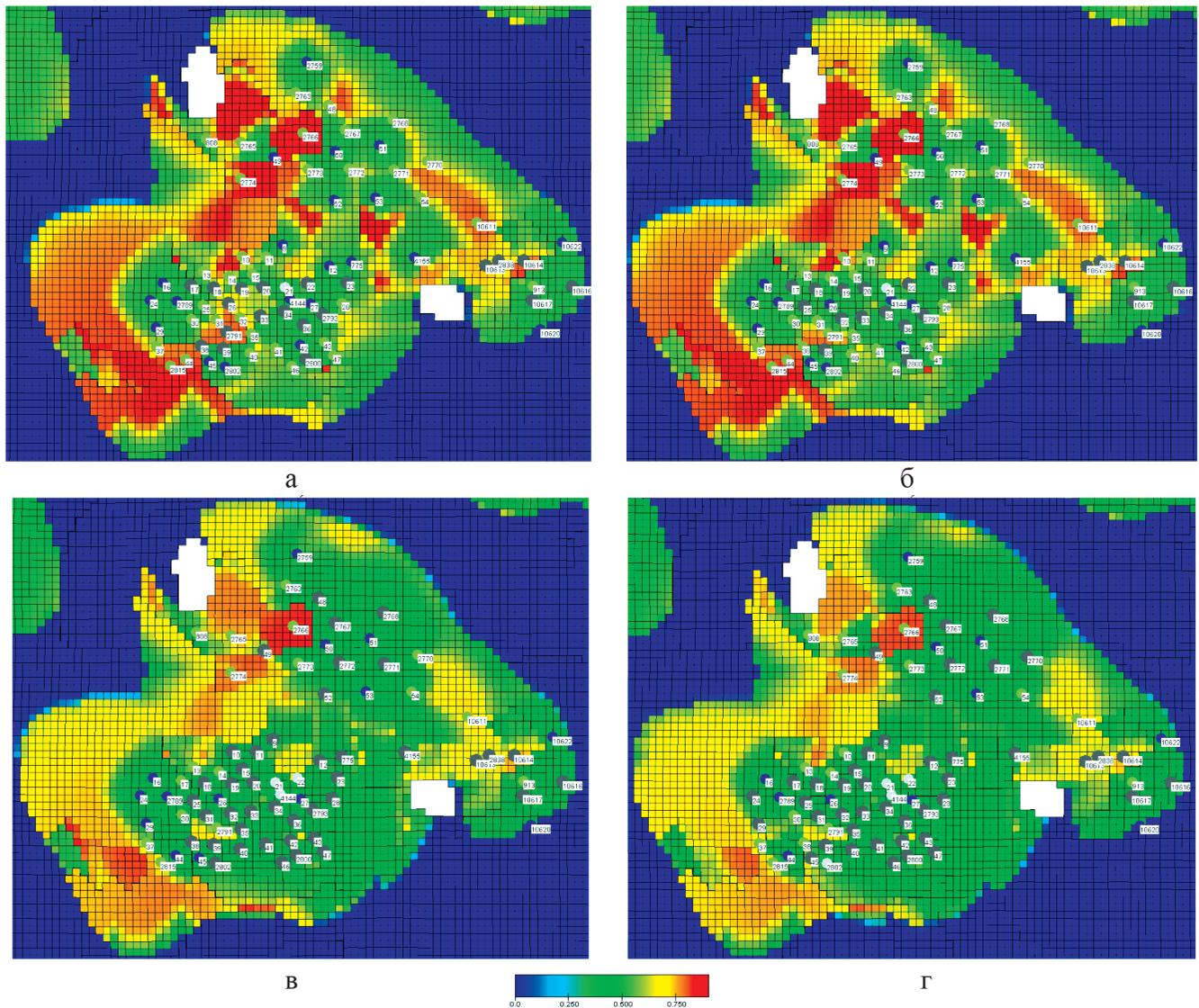


Рис. 7. Распределение нефтенасыщенности на конец разработки по вариантам (вид сверху): а) 2, б) 3, в) 4, г) 5

С целью выявления интерференции (взаимовлияния) скважин между собой остановимся на результатах 3 варианта, где выберем 2 участка, как показано на рисунках 9а-б. На 1 участке выберем район скважин №№ 10, 13, 14, 15, 17, 18, 24, 25, 26. Причем стоит заметить, что скважины вводятся в эксплуатацию в разное время: №№ 24, 25, 26 – 02.2016 г., №№ 10, 13, 14, 15, 17, 18 – 02.2017 г. По графику дебитов нефти (Рис. 9а) видно, что за период времени 02.2016 г. – 12.2020 г. ввод скв. №№ 10, 13, 14, 15, 17, 18 в эксплуатацию повлиял на увеличение дебитов скв. №№ 24, 25, 26. Так например, дебит нефти скв. № 24 вырос на 0,29 т/сут, скв. № 25 – на 0,32 т/сут, скв. № 26 – на 0,27 т/сут, в среднем прирост составил 21,2%.

В дальнейшем с падением пластового давления дебиты нефти скв. №№ 10, 13, 14, 15, 17, 18 снижаются, но после перевода в августе 2018 г. скв. № 26 под закачку воды, происходит их заметное увеличение. Так например, в скв. № 13 дебит нефти вырос на 0,13 т/сут, в скв. № 14 – на 0,48 т/сут, в скв. № 15 – на 0,19 т/сут, в скв. № 17 – на 0,07 т/сут и в скв. № 18 – на 1,25 т/сут.

Организация закачки воды также повлияла на дебит нефти скв. № 25, увеличение составило 1,64 т/сут. Фильтрационные линии тока нефти скв. №№ 10, 13, 14, 15, 17, 18, 24, 25, 26 данного участка приведены на рис. 10 а-г.

На 2 участке выберем район скв. №№ 50, 51, 52, 53, 54, 2771, 2772; скважины вводятся в эксплуатацию в разное время: №№ 2771, 2772 – 02.2017 г. переводом с других объектов, №№ 50, 51 – 02.2018 г., №№ 52, 53, 54 – 02.2019 г. Динамика дебитов нефти данной группы скважин за период времени 02.2017 г. – 12.2022 г. приведена на рис. 9б.

Из рисунка 9б можно заметить, что ввод скв. №№ 50, 51 в эксплуатацию значительно (скачкообразно) повлиял на дебиты скв. №№ 2771, 2772. Так например, в скв. № 2771 дебит нефти вырос на 0,68 т/сут, а в скв. № 2772 – на 0,82 т/сут, в среднем прирост составил 37,2%.

В дальнейшем с падением пластового давления дебиты нефти в скв. №№ 2771, 2772 начали резко снижаться, соответственно, на 0,64 т/сут и на 1,86 т/сут.

В связи с этим, в феврале 2020 г. скв. № 48 и в декабре 2020 г. скв. № 50 переводятся под закачку воды. На закачку воды отреагировали скв. № 2772 и № 52, по которым дебит нефти вырос на 1,49 т/сут и на 0,37 т/сут, соответственно. Из рисунка 9б также видно, что в феврале 2022 г. в скв. №№ 2771, 2772, 51, 52, 53, 54 происходит незначительный скачок дебита нефти, вследствие прорыва закачиваемой воды из скв. №№ 15, 4155. Фильтрационные линии тока нефти скважин данного участка приведены на рис. 11 а-г.

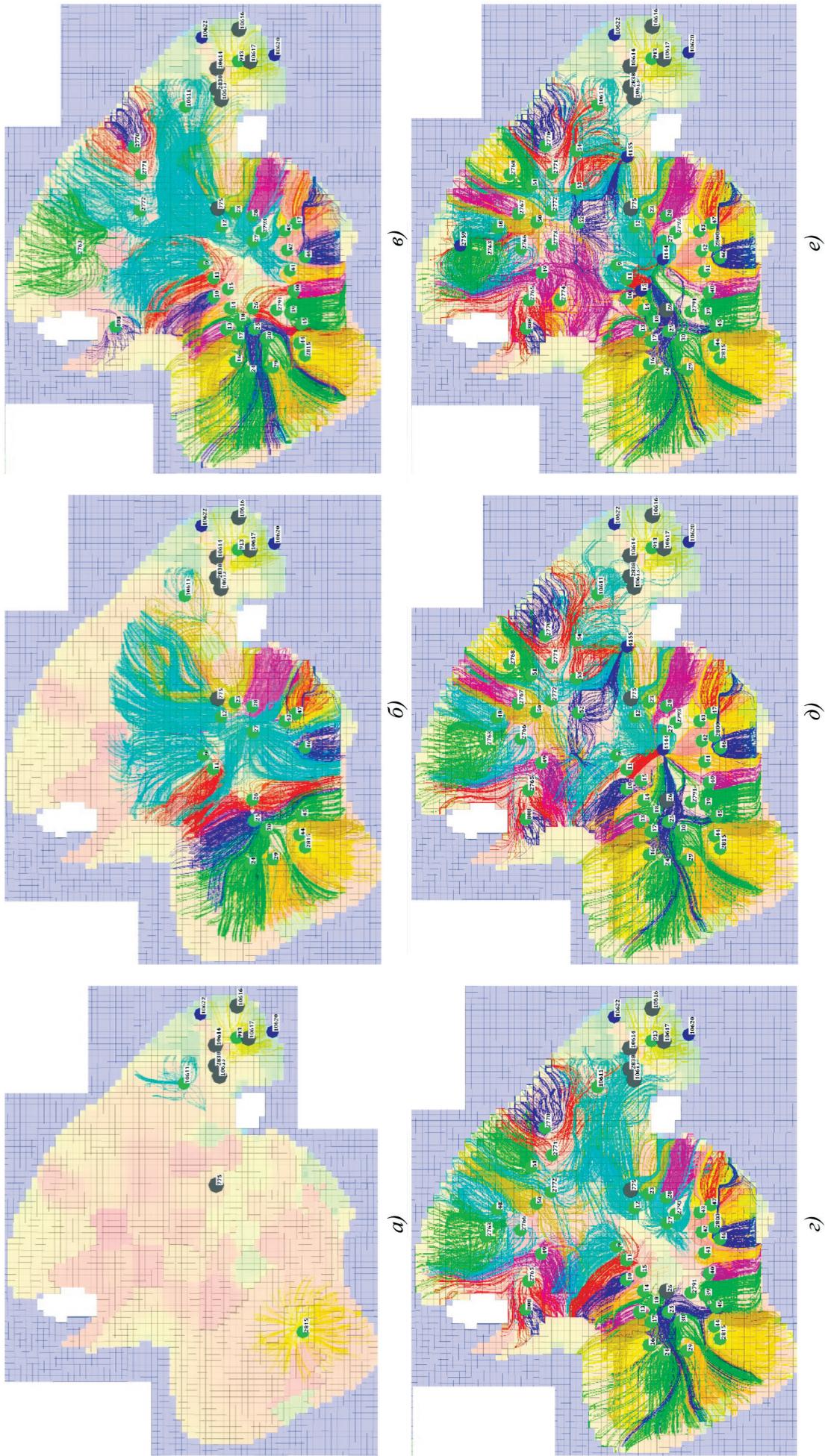


Рис. 8. Динамика фильтрационных линий тока нефти на: а) 01.2017 г., б) 01.2018 г., в) 01.2019 г., д) 01.2020 г., е) 01.2021 г.

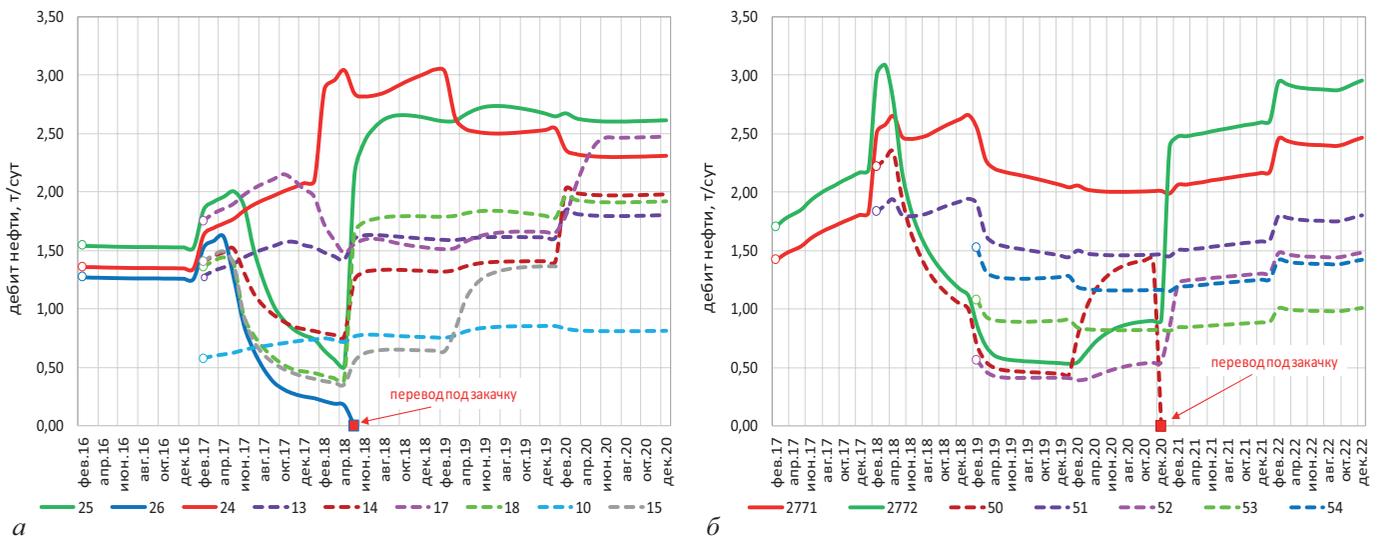


Рис. 9. Динамика дебитов нефти: а) по 1 участку 02.2016 г. – 12.2020 г., б) по 2 участку 02.2017 г. – 12.2022 г.

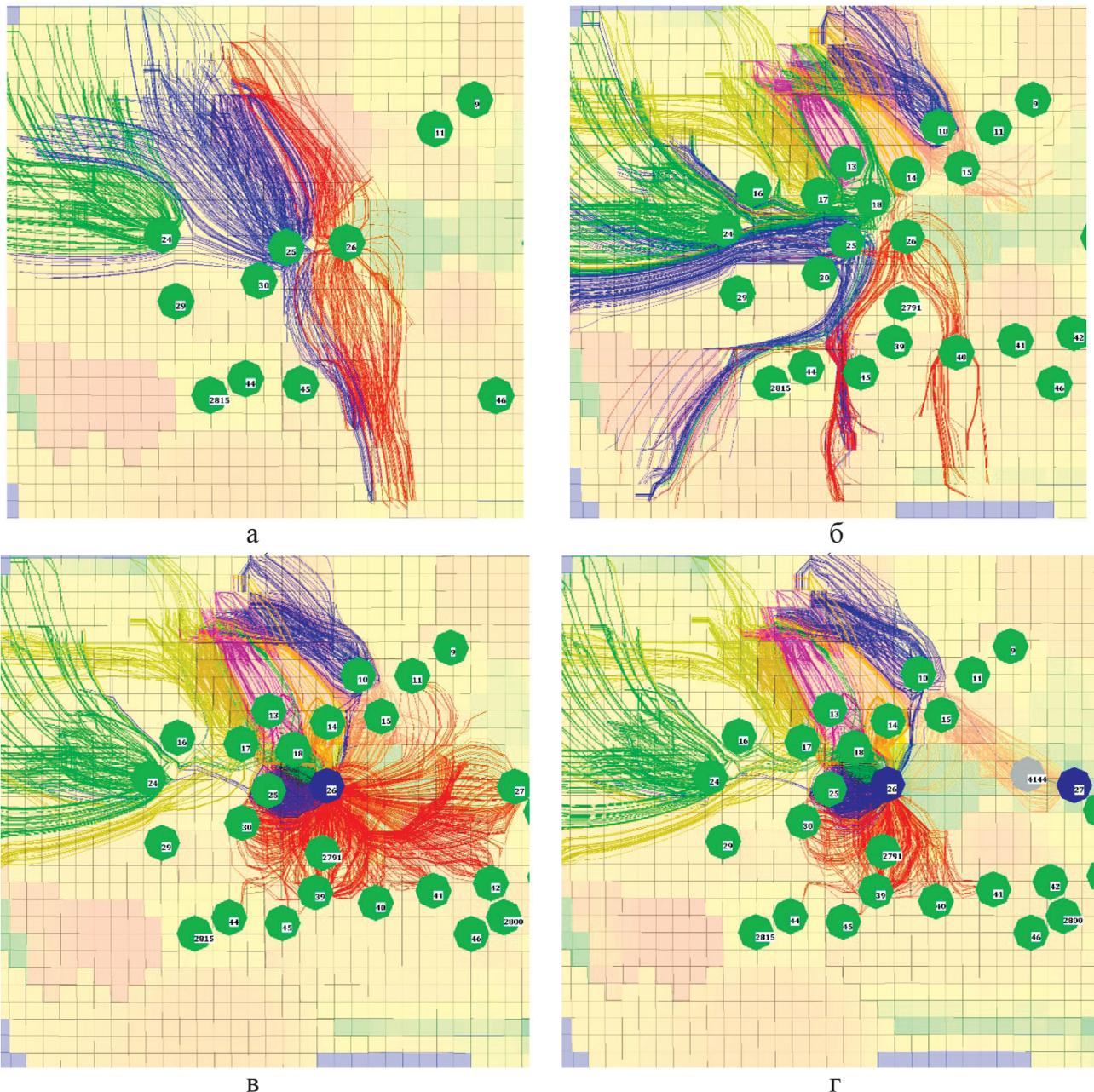


Рис. 10. Фильтрационные линии тока нефти по 1 участку на: а) 01.2018 г., б) 01.2019 г., в) 01.2020 г., г) 01.2021 г.

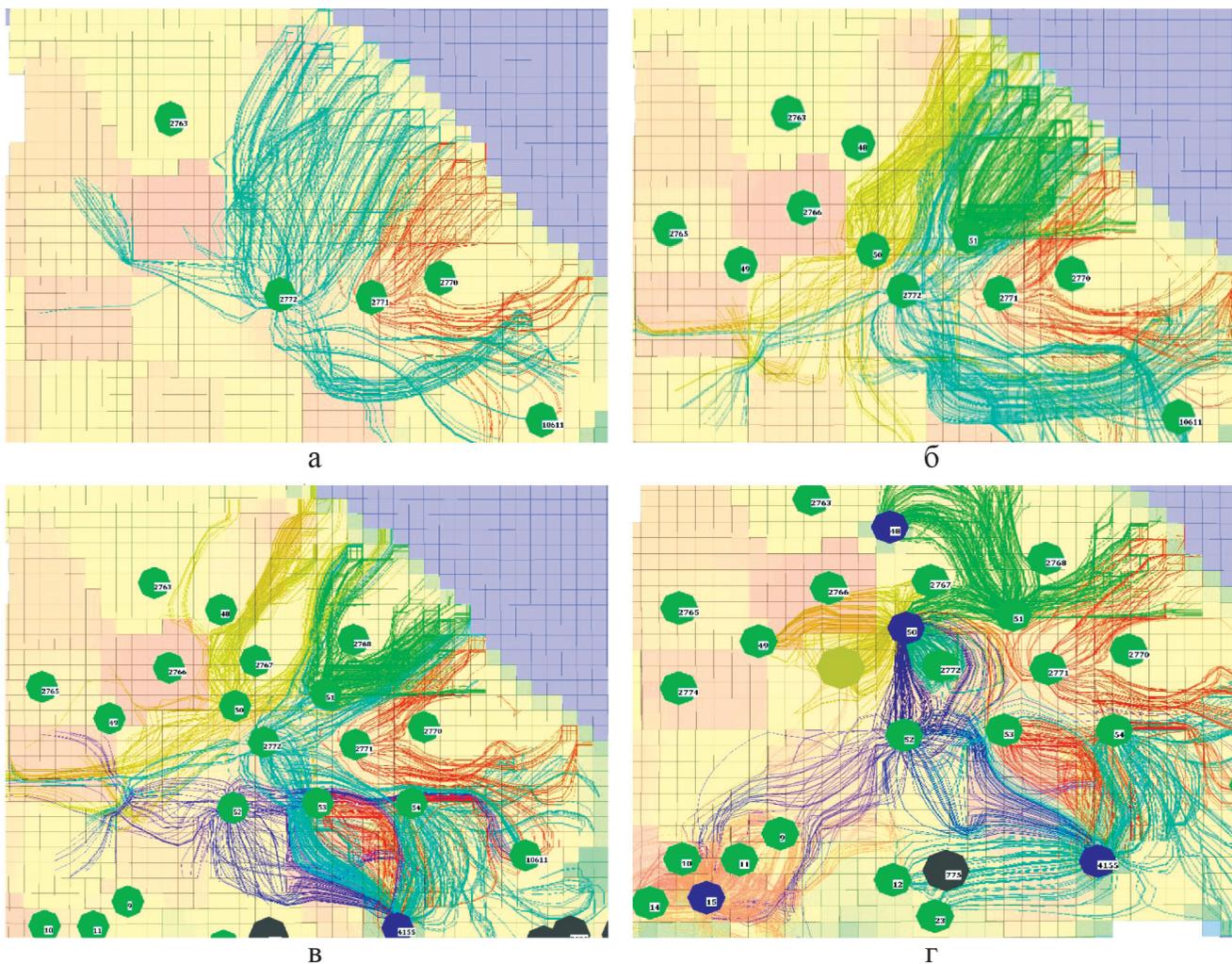


Рис. 11. Фильтрационные линии тока нефти по 2 участку на: а) 01.2018 г., б) 01.2019 г., в) 01.2020 г., г) 01.2021 г.

Выводы

1. Выбору системы разработки и оптимальной плотности сетки скважин придается большое значение в теории и практике разработки нефтяных месторождений. В связи с этим ряд важнейших вопросов остается актуальным на всех этапах развития отечественной нефтяной промышленности, и им уделяется постоянное внимание (Абдулмизитов, 2004; Закиров, 2002; Щелкачев, 1984; Обобщение опыта разработки..., 2005; Тахаутдинов и др., 2009).

2. Для оптимизации плотности сетки скважин в целях увеличения нефтеотдачи создание детерминированных постоянно действующих математических моделей нефтяных месторождений, с помощью которых можно выявить слабодренлируемые и застойные зоны пласта, установить их размеры и пути вовлечения в активную разработку является перспективным.

3. В настоящее время в условиях снижения цен на нефть каждый вариант разработки можно охарактеризовать тремя основными показателями: уровнем добычи нефти, экономическими показателями разработки месторождения УВС (ЧДД) и коэффициентом извлечения нефти. Эти три показателя характеризуют эффективность разработки месторождения с различных сторон, часто противоречат друг другу, к тому же пользователь недр и государство иногда заинтересованы в достижении максимальных значений различных показателей.

В этой связи, необходимо искать разумный компромисс между данными критериями рациональности, находить наилучший баланс интересов между пользователем недр, государством и требованиями охраны недр и окружающей среды.

4. Результаты геолого-гидродинамических расчетов по исследованию эффективности ОНР по уплотнению сетки скважин на Соколкинском поднятии Соколкинского месторождения показывают, что при обосновании проектной сетки скважин в первую очередь необходимо учитывать факторы, влияющие как на текущие, так и на прогнозные технологические показатели:

- количество одновременно вводимых в эксплуатацию скважин в элементе;
- выбор оптимального элемента разработки (пятиточечный, девятиточечный и др.);
- организация системы ППД (соотношение добывающих и нагнетательных скважин);
- временной интервал для системы ППД в элементе разработки.

Литература

- Абдулмизитов Р.Г. Повышение эффективности разработки залежей с трудноизвлекаемыми запасами: дис. докт. техн. наук. Уфа. 2004.
 Дополнение к технологической схеме разработки Соколкинского нефтяного месторождения. Институт «ТатНИПИнефть». Рук. Кузнецова А.А., Салахова С.Н., Бугульма. 2015. 315 с.

Закиров С.Н. Анализ проблемы «Плотность сетки скважин – нефтеотдача». Москва: Грааль. 2002. 316 с.

Обобщение опыта разработки мелких месторождений (НГДУ «Нурлатнефть» и «Ямашнефть»). Институт «ТатНИПИнефть». Рук. Бакиров И.М. Бугульма. 2005. 1 кн. 335 с., 2 кн. 211 с.

Пересчет запасов нефти и ТЭО КИН Соколкинского месторождения (Прудковское поднятие). Татарское геологоразведочное управление: Отчет. Отв. исполнитель Ахманова Л.Г. Казань. 2009. 166 с.

Тахтаудинов Ш.Ф., Сливченко Ф.Ф., Хисамов Р.С., Юсупов И.Г., Зялатов М.Ш. Зависимость нефтеотдачи пластов от плотности сетки скважин. *Нефтяное хозяйство*. 2009. № 3. С. 34-36.

Щелкачев В.Н. О подтверждении упрощенной формулы, оценивающей влияние плотности сетки скважин на нефтеотдачу. *Нефтяное хозяйство*. 1984. № 1. С. 26-30.

Статья поступила в редакцию 01.02.2017;

Принята к публикации 25.06.2017; Опубликована 30.09.2017

Сведения об авторах

Азат Гумерович Хабибрахманов – начальник, НГДУ «Елховнефть» ПАО «Татнефть»
Россия, 423450, Альметьевск, пр. Тукая, 33

Ильгизар Нургизарович Хакимзянов – доктор тех. наук, заведующий лабораторией, Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть»

Россия, 423230, Бугульма, ул. М. Джалиля, 32
Тел: +7 (85594) 78741, e-mail: khakimzyanov@tatnipi.ru

Рамиз Исхандерович Шешдиоров – заведующий сектором, Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть»
Россия, 423230, Бугульма, ул. М. Джалиля, 32

IN ENGLISH

Investigation of the Pilot Industrial Works Efficiency on the Infill Well Spacing on the Bashkirian Deposits of Sokolkinsky Field with the Use of the Geological-Technological Model

A.G. Khabibrakhmanov¹, I.N. Khakimzyanov^{2}, R.I. Sheshdirov²*

¹*Oil and Gas Production Department «Elkhovneft» Tatneft PJSC, Almetyevsk, Russia*

²*Institute TatNIPIneft Tatneft PJSC, Bugulma, Russia*

**Corresponding author: Ilgizar N. Khakimzyanov, e-mail: khakimzyanov@tatnipi.ru*

Abstract. In this paper, to assess the effectiveness of pilot industrial works on the infill well spacing in the Bashkirian deposits of Sokolkinsky field, factors affecting the final technological indicators are identified. It is possible to refer the following factors to such category: the number of simultaneously commissioned wells in the element; selection of the optimal development element (five-point, nine-point, etc.); organization of the reservoir pressure maintenance system (the ratio of production and injection wells); the time interval for the reservoir pressure maintenance system in the development element. The proof of this fact is the results analysis of the three options considered, which makes it possible to determine how the development system, the ratio of production and injection wells, and the time of wells transfer for injection affect the production of oil.

Key words: infill well spacing, pilot industrial works, development element, flow filtration lines, interference, efficiency, geological-technological model

For citation: Khabibrakhmanov A.G., Khakimzyanov I.N., Sheshdirov R.I. Investigation of the Pilot Industrial Works Efficiency on the Infill Well Spacing on the Bashkirian Deposits of Sokolkinsky Field with the Use of the Geological-Technological Model. *Georesursy = Georesources*. 2017. V. 19. No. 3. Part 2. Pp. 292-300. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.19.3.22>

References

Abdulmazitov R.G. Povyshenie effektivnosti razrabotki zalezhei s trudnoizvlekaemymi zapasami: *dis. dokt. tekhn. nauk* [Increasing the development efficiency of deposits with hard-to-recover reserves: Dr. tech. diss.]. Ufa. 2004. (In Russ.)

Dopolnenie k tekhnologicheskoi skheme razrabotki Sokolkinskogo neflyanogo mestorozhdeniya [Addition to the technological scheme for the development of the Sokolkinskoye oil field]. Institute «TatNIPIneft». Kuznetsova A.A., Salakhova S.N. Bugulma. 2015. 315 p. (In Russ.)

Zakirov S.N. Analiz problemy «Plotnost' setki skvazhin – nefteotdacha» [Analysis of the problem “Density of the well grid – oil recovery”]. Moscow: “Graal” Publ. 2002. 316 p. (In Russ.)

Obobshchenie opyta razrabotki melkikh mestorozhdenii (NGDU «Nurlatneft» i «Yamashneft») [Experience generalization of the development of small deposits (NGDU Nurlatneft and Yamashneft)]. Institute «TatNIPIneft». Bakirov I.M. Bugulma. 2005. 1 book – 335 p., 2 book – 211 p. (In Russ.)

Pereschet zapasov nefli i TEO KIN Sokolkinskogo mestorozhdeniya (Prudkovskoe podnyatie). Tatarskoe geologorazvedochnoe upravlenie: Otchet [Recalculation of oil reserves and feasibility study of KIN of the Sokolkinsky field (Prudkovsky uplift). atar Geological Exploration Department: Report]. Akhmanova L.G. Kazan. 2009. 166 p. (In Russ.)

Takhtaudinov Sh.F., Slivchenko F.F., Khisamov R.S., Yusupov I.G., Zalyatov M.Sh. Dependence of oil recovery on the well grid density. *Neftyanoe khozyaistvo = Oil industry*. 2009. No. 3. Pp. 34-36. (In Russ.)

Shchelkachev V.N. On the confirmation of a simplified formula that estimates the effect of the well grid density on oil recovery. *Neftyanoe khozyaistvo = Oil industry*. 1984. No. 1. Pp. 26-30. (In Russ.)

About the Authors

Azat G. Habibrakhmanov – Head, Oil and Gas Production Department «Elkhovneft» Tatneft PJSC
Russia, 423450, Almetyevsk, Tukay Ave., 33

Ilgizar N. Khakimzyanov – DSc (Engineering), Head of the Laboratory, Institute TatNIPIneft Tatneft PJSC
Russia, 423236, Republic of Tatarstan, Bugulma, M.Dzhalilya St., 32
Phone: +7 (85594) 78741
e-mail: khakimzyanov@tatnipi.ru

Ramiz I. Sheshdirov – Head of the Division, Institute TatNIPIneft Tatneft PJSC
Russia, 423236, Republic of Tatarstan, Bugulma, M.Dzhalilya St., 32

Manuscript received 1 February 2017;

Accepted 25 June 2017; Published 15 October 2017