



УДК 622.276.1/4 «712.8»

## ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ НЕОДНОРОДНЫХ ТЕРРИГЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ НА ПРИМЕРЕ БОБРИКОВСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ НОВО-СУКСИНСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ



### EFFICIENCY INCREASE OF DEVELOPMENT FOR TERRIGENOUS COLLECTORS ON THE EXAMPLE BOBRIKOVIAN RESERVOIRS OF NOVO-SUKSINSKOYE OIL FIELD

**Данилов Данил Сергеевич**

ведущий специалист,  
институт «ТатНИПИнефть» – ПАО «Татнефть»  
razrdds@tatnipi.ru

**Хакимзянов Ильгизар Нургизарович**

доктор технических наук,  
главный инженер проекта,  
институт «ТатНИПИнефть» – ПАО «Татнефть»  
khakimzyanov@tatnipi.ru

**Петров Владимир Николаевич**

начальник отдела разработки  
нефтяных месторождений,  
ЗАО «ЦНИП-МНК»

**Аннотация.** Большинство нефтяных месторождений Татарстана вступили в позднюю стадию разработки, характеризующуюся значительными объемами закачки и отбора воды. Интенсивная выработка запасов нефти из неоднородных по коллекторским свойствам продуктивных отложений привела к опережающей выработке запасов нефти из высокопроницаемых коллекторов, и, как следствие, изменилась структура запасов нефти в сторону резкого увеличения доли трудноизвлекаемых. В компании «Татнефть», основным способом разработки месторождений является заводнение. Повышение нефтеизвлечения возможно, как при совершенствовании систем заводнения, так и при разных по составу и свойствам закачиваемых агентах, применении закачки композиций с вязкостью, зависящей от конкретной проницаемости терригенного коллектора, вскрытого скважиной (на базе полимерных загустителей). Авторами предлагается рассмотреть решение задачи выравнивания фронта вытеснения по залежам с разнопроницаемыми зонами в терригенных коллекторах на примере одного из объектов Ново-Суксинского нефтяного месторождения путем использования в качестве вытесняющего агента полимерных композиций разной вязкости.

**Ключевые слова:** терригенные коллекторы, неоднородная залежь, фронт вытеснения, разнопроницаемые зоны, циклическая закачка, полиакриламид, равномерность выработки, коэффициент извлечения нефти.

**Danilov Danil Sergeyeovich**

Leading Specialist,  
TATNIPIneft Institute – PJSC TATNEFT  
razrdds@tatnipi.ru

**Khakimzyanov Ilgizar Nurgizarovich**

Doctor of Technical Sciences,  
Chief Project Engineer,  
TATNIPIneft Institute – PJSC TATNEFT  
khakimzyanov@tatnipi.ru

**Petrov Vladimir Nikolaevich**

Head of the Oil Field Development  
Department,  
CJSC CNIP-MNK

**Annotation.** Most of Tatarstan's oil fields have entered the late development stage, characterized by significant volumes of water injection and extraction. Intensive depletion of oil reserves from heterogeneous reservoir properties of productive sediments led to faster development of oil reserves from highly permeable reservoirs, and as a result, the structure of oil reserves changed towards a sharp increase in the share of hard-to-recover deposits. At TATNEFT, the main method of field development is flooding. Increase in oil recovery is possible both when improving waterflooding systems and when using different composition and properties of injected agents, as well as when injecting compositions with viscosity, which depends on the specific permeability of terrigenous reservoir, drilled well (based on polymer thickeners). The authors propose to consider the solution of the problem of front displacement alignment in the deposits with different permeable zones in terrigenous reservoirs on the example of one of the objects of the Novy-Suksi oil field by using polymer compositions of different viscosity as a displacement agent.

**Keywords:** terrigenous reservoirs, heterogeneous deposit, displacement front, different-permeability zones, cyclic injection, polyacrylamide, uniform reservoir depletion, oil recovery factor.

Большинство нефтяных месторождений Татарстана вступили в позднюю стадию разработки, характеризующуюся значительными объемами закачки и отбора воды. Интенсивная выработка запасов нефти из неоднородных по коллекторским свойствам продуктивных отложений привела к опережающей выработке запасов нефти из высокопроницаемых коллекторов, и, как следствие, изменилась структура запасов нефти в сторону резкого увеличения доли трудноизвлекаемых. Причиной явилась значительная неоднородность нефтewмещающих коллекторов по расчлененности, прерывистости и проницаемостным характеристикам.

В Республике Татарстан, и, в частности, в компании «Татнефть», основным способом разработки месторождений является заводнение. Повышение нефтеизвлечения возможно, как при совершенствовании

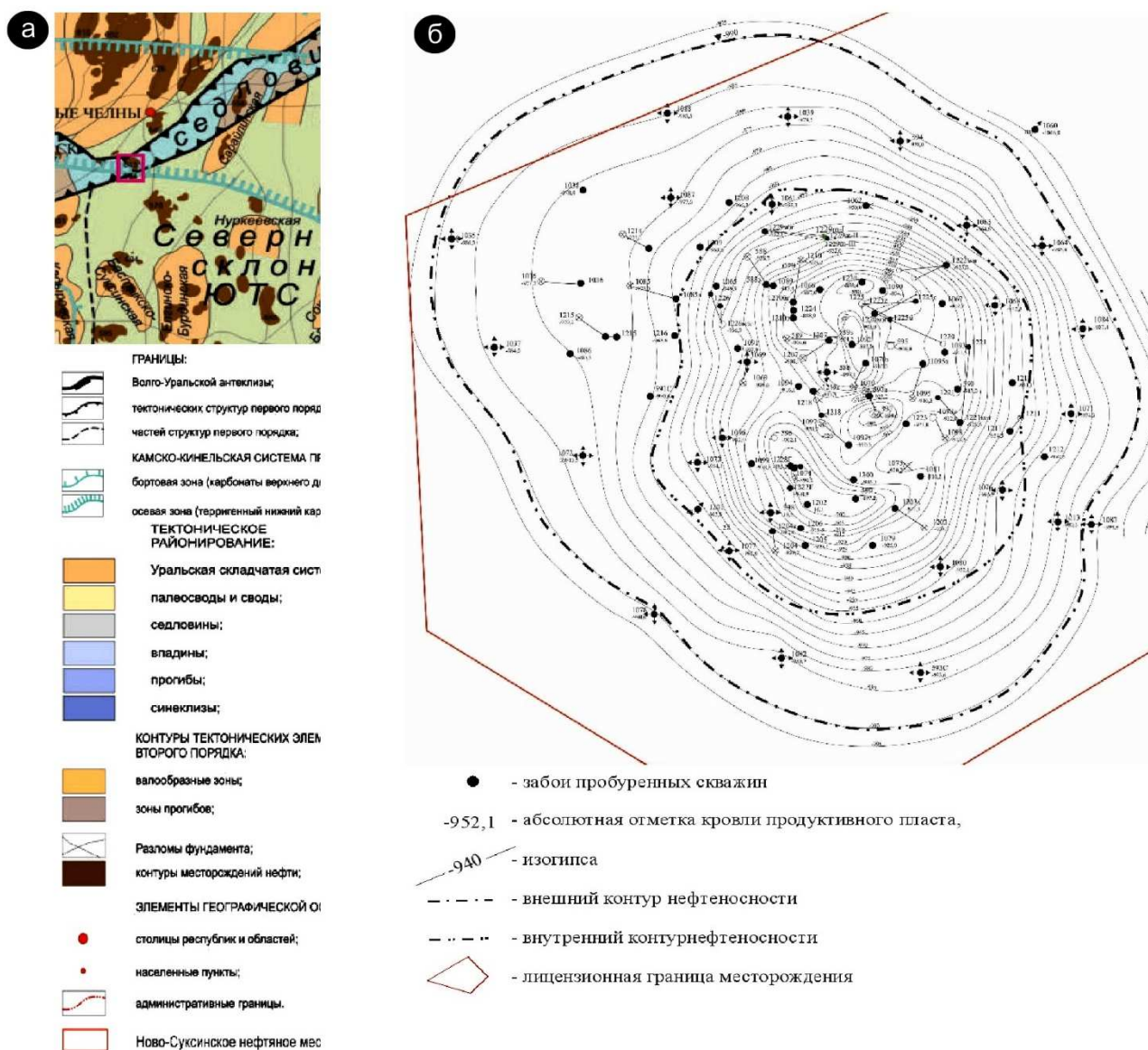


систем заводнения, так и при разных по составу и свойствам закачиваемых агентах, применении закачки композиций с вязкостью, зависящей от конкретной проницаемости терригенного коллектора, вскрытого скважиной (на базе полимерных загустителей).

В данной статье предлагается рассмотреть решение задачи выравнивания фронта вытеснения на залежах с разнопроницаемыми зонами в терригенных коллекторах на примере одного из объектов Ново-Суксинского нефтяного месторождения путём закачки полимерных композиций разной вязкости.

Ново-Суксинское месторождение в региональном тектоническом отношении находится в зоне сочленения северного склона южного купола и юго-восточного склона северного купола Татарского свода (ЮТС и СТС) (рис. 1).

По результатам работ, проведенных ранее, (магниторазведка, площадные сейсмические исследования, ГИС пробуренного фонда и детализационные сейсмоисследования – НВСП) можно отметить, что Ново-Суксинская структура как положительная форма глубинного рельефа появляется в конце верхнего девона – начале нижнего карбона, то есть ее образование тесно связано с двумя основными процессами: рифообразованием и тектогенезом [1]. В разрезе месторождения отмечаются достаточно большие толщины отложений бобриковско-радаевского возраста (от 10,6 до 52,4 м), что характерно для внутренней бортовой зоны Камско-Кинельской системы прогибов (ККСП, в частности Сарайлинского прогиба) (рис. 1а).



**Рисунок 1** – а – Тектоническая карта района Ново-Суксинского месторождения; б – Структурная карта по кровле коллекторов отложений бобриковского горизонта

Поднятие, контролирующее залежь нефти рассматриваемых отложений Ново-Суксинского месторождения, имеет северо-западное простираение с более крутыми крыльями на северо-востоке в



сторону осевой части Сарайлинского прогиба. Углы падения крыльев изменяются от 6,0–8,0° в присводовой части поднятия, до 1,0–1,5° – в периклинальных частях структуры (рис. 16).

В 1974 г. месторождение введено в промышленную разработку. Основным объектом разработки является залежь нефти в отложениях бобриковского горизонта. С 1980 г. эксплуатация залежи ведется при поддержании пластового давления путем закачки воды в пласт. Пластовое давление по бобриковскому горизонту составляет 9,6 Мпа, что ниже начального на 2,3 Мпа. Забойное давление равно 4,6 Мпа. В настоящее время на месторождении осуществляется комбинированная система заводнения: законтурное, приконтурное и внутриконтурное очаговое. Всего за время эксплуатации месторождения под закачкой перебивало 34 скважины. Соотношение действующих добывающих и нагнетательных скважин к настоящему времени составляет две доли ед. Накопленная закачка воды в пласты бобриковского горизонта компенсировала отбор жидкости в пластовых условиях на 113,8 %. Наблюдаемое снижение пластового давления объясняется недостаточной эффективностью работы системы ППД. Одной из основных проблем является большая разница между полученными по результатам исследований физико-химических свойств вязкостью добываемой нефти и вязкостью закачиваемой воды, которые отличаются друг от друга более чем в 50 раз. Нужно также отметить отдаленность зоны отбора от зоны нагнетания и как следствие снижение пластового и забойного давлений внутри контура нефтеносности.

В разрезе отложений бобриковского горизонта выделяются три пласта (сверху вниз): С<sub>1бр-3</sub>, С<sub>1бр-2</sub>, С<sub>1бр-1</sub> (по промысловой индексации). Пласты представлены в разрезе в разных сочетаниях. В 71 % скважин отмечается слияние пластов С<sub>1бр-2</sub>, С<sub>1бр-1</sub> и в 14 % скважин – пластов С<sub>1бр-3</sub>, С<sub>1бр-2</sub> [2].

Рассмотрим залежь продуктивного пласта С<sub>1бр-2</sub> бобриковского горизонта, которая, как и другие, характеризуется неоднородностью по площади и разрезу. Геолого-физическая характеристика продуктивного объекта представлена в таблице 1.

**Таблица 1** – Геолого-физическая характеристика продуктивного пласта

Параметры	Продуктивный пласт
	С <sub>1бр-2</sub>
Средняя глубина залегания, м	1131,0
Тип залежи	пластовый сводовый
Тип коллектора	поровый
Средняя общая толщина, м	11,8
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	7,2
Средняя водонасыщенная толщина, м	6,5
Пористость, %	23,6
Средняя нефтенасыщенность, доли ед.	0,88
Проницаемость, мкм <sup>2</sup>	1,259
Коэффициент песчаности, доли ед.	0,58
Коэффициент расчлененности, доли ед.	1,5
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	58,3
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м <sup>3</sup>	0,888

По результатам исследования керна и геофизическим исследованиям скважин коэффициент пористости (Кп) изменяется в пределах от 18 до 32 %, коэффициент проницаемости (Кпр) – от 0,110 до 2 мкм<sup>2</sup>.

Залежь разбурена редкой сеткой добывающих и нагнетательных скважин (рис. 2).

При освоении неоднородной нефтяной залежи участки с различной проницаемостью вырабатываются неравномерно, опережающим темпом вырабатываются высокопроницаемые прослои и участки. В результате фронт вытеснения имеет неровные границы и наличие целиков нефти в заводнённой зоне и заводнённых «пятен» в нефтеносной части залежи, когда вязкостных характеристик реагента и фактора сопротивления становится недостаточно (рис. 2). В этом случае становится необходимым проведение дополнительных ГТМ по выравниванию фронта вытеснения.

С этой целью коллекторы пласта С<sub>1бр-2</sub> бобриковского горизонта, были подразделены на три группы: высокопроницаемые (Кпр более 500 мД), среднепроницаемые (Кпр от 500 до 100 мД) и низкопроницаемые (Кпр менее 100 мД), на основании чего в плане были выделены три зоны (рис. 3).

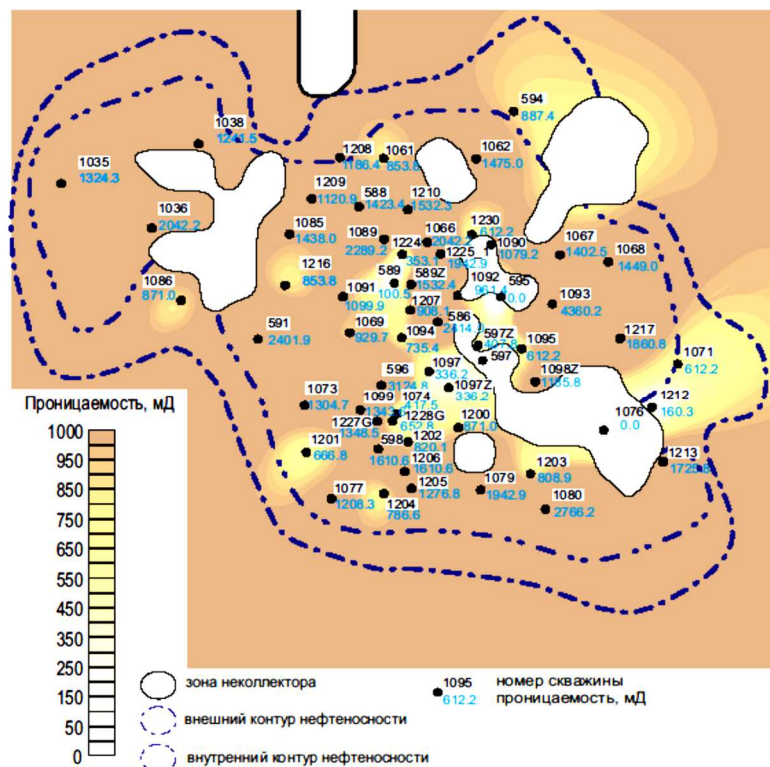


Рисунок 2 – Карта проницаемости продуктивного пласта C<sub>1</sub>br12 бобриковского горизонта Ново-Суксинского месторождения

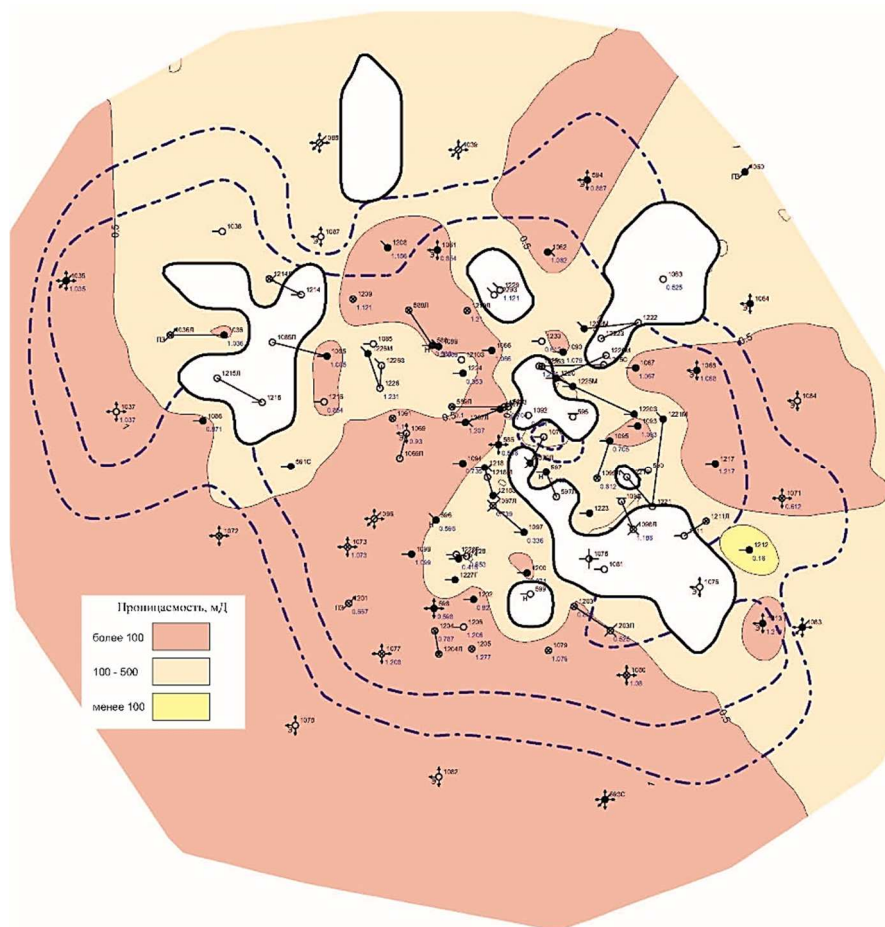


Рисунок 3 – Карта бобриковского горизонта, разделенная по зонам проницаемости



На геолого-технологической модели с использованием результатов лабораторных экспериментов выполнены прогнозные расчеты технологических показателей по влиянию закачки воды с конкретной вязкостью на фронт вытеснения нефти в каждой из зон. 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. В качестве базовых зависимостей относительных фазовых проницаемостей (ОФП) воды и нефти принимались функции, полученные в результате лабораторных исследований кернов соответствующих пластов. При задании свойств флюидов использовались свойства пластовой и поверхностной нефти, физико-химические свойства пластовой воды, данные по сжимаемостям пор породы и воды. Распределение текущей нефтенасыщенности приведено на рисунке 4.

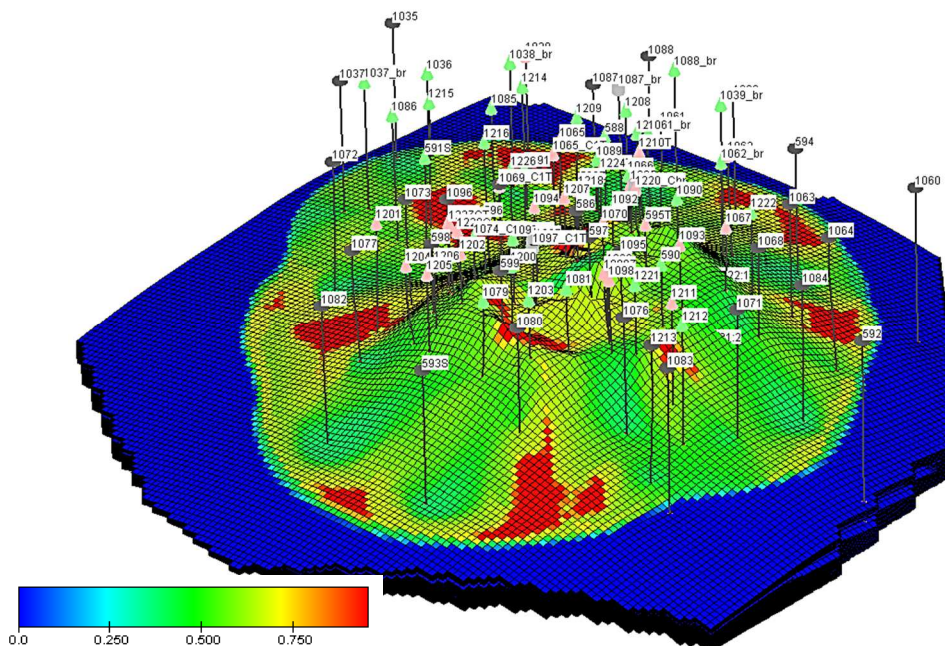


Рисунок 4 – Распределение текущей нефтенасыщенности

В случае наличия дефицита собственной пластовой воды предлагается производить забор воды с других разрабатываемых объектов, при этом вязкость ее приводится к вязкости пластовой воды рассматриваемого объекта с помощью добавления водорастворимого полимера – полиакриламида (ПАА). Специфические свойства ПАА проявляются в его способности при небольших добавках к воде резко загущать ее, снижать подвижность полимерного раствора в пористой среде и уменьшать проницаемость водонасыщенной породы. В то же время ПАА склонен к сдвиговой (механической) деградации: его молекулы необратимо изменяются при перемешивании во время приготовления водных растворов, при закачивании их в пласт насосными агрегатами и при движении в пористой среде.

В зону с низкой проницаемостью коллектора (до 100 мД) предусматривается закачка с циклом в 15 суток (получено по результатам лабораторных и модельных экспериментов) вытесняющего агента с 0,001–0,002 % водным раствором ПАА (процентный состав которого определен лабораторно), с вязкостью, равной вязкости пластовой воды [3]; для области со средней проницаемостью коллектора (от 100 до 500 мД) – с циклом в 12 суток агент с 0,003–0,004 % и вязкостью 2,24 мПа·с; для зоны с высокой проницаемостью коллектора (более 500 мД) – с циклом 9 суток агент с 0,005–0,006 % и с вязкостью 3,36 мПа·с.

В результате такой циклической закачки ПАА в разнопроницаемые зоны с соответствующей вязкостью формируются условия для более равномерного вытеснения нефти как по вертикали, так и по латерали, что повышает эффективность выработки запасов и способствует достижению высокого КИН (рис. 5). По модельным прогнозным расчётам равномерность выработки разнопроницаемых зон залежи достигается через 32 года с КИН 0,385 доли ед., что на 25 % выше, чем за аналогичный период без данной оптимизации разработки неоднородных терригенных коллекторов.

## Выводы

– Для оптимизации системы разработки терригенных коллекторов пласта С<sub>1</sub>бр-2 бобринского горизонта выделены три зоны различной проницаемости, на которых использованы индивидуальные подходы к организации систем поддержания пластового давления;

– по результатам численных экспериментов определен оптимальный период циклической закачки вытесняющего агента конкретной вязкости, влияющий на скорость и в конечном итоге равномерность, продвижения фронта вытеснения нефти и уравновешивания срока разработки;



– результаты расчетов показали, что изменение вязкости вытесняющего агента при закачке в различные по проницаемости зоны коллекторов приводит к увеличению КИН на 25 % в зависимости от их коллекторских характеристик.

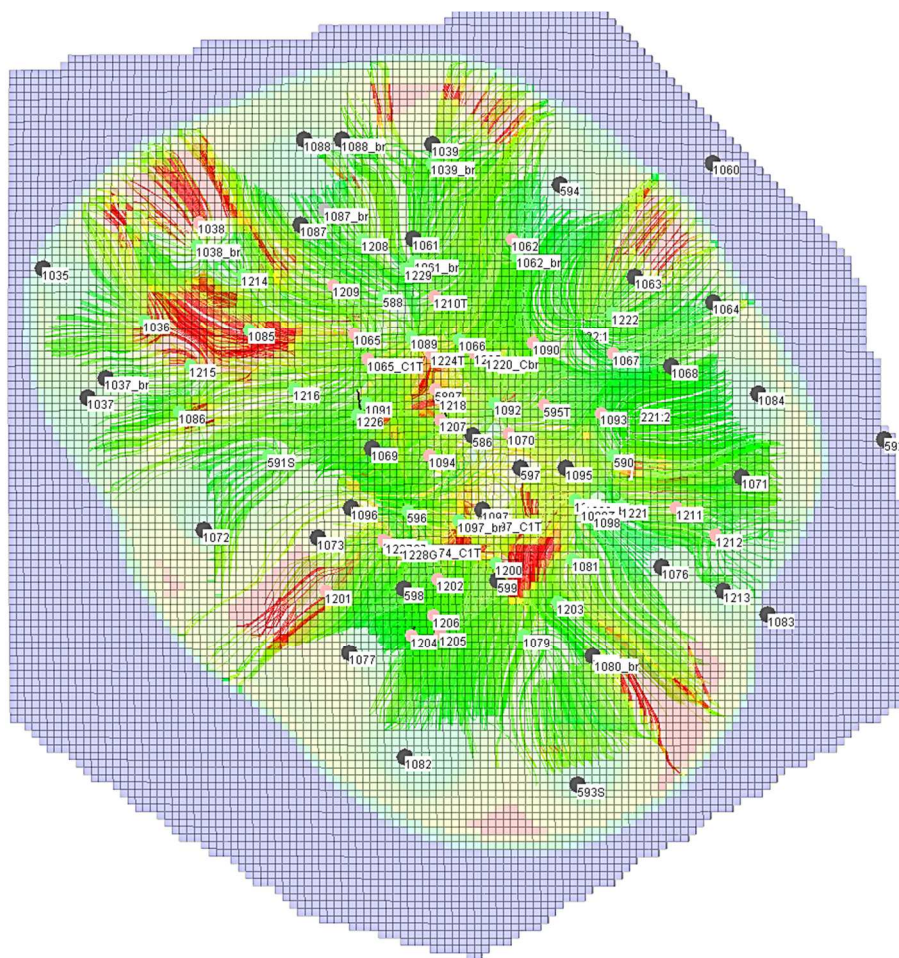


Рисунок 5 – Распределение фильтрационных линий тока нефти после 10 лет циклической закачки ПАА

### Литература

1. Шакирова Р.Т. Анализ геологического строения и эффективности применения горизонтальной технологии в условиях Ново-Суксинского месторождения / Р.Т. Шакирова, В.Ю. Кондакова, Д.С. Данилов // Нефтяное хозяйство. – 2010. – № 6. – С. 52–55.
2. Особенности выработки запасов бобриковского объекта уникального Ново-Суксинского месторождения / Д.С. Данилов [и др.] // Инновации в разведке и разработке нефтяных и газовых месторождений: материалы Международ. науч.-практ. конф., посвящ. 100-летию со дня рождения В.Д. Шашина, 7–8 сент. 2016 г., г. Казань: в 2 томах. – Казань: Ихлас, 2016. – Т. 1. – С. 235–238.
3. Пат. 2594185 Российская Федерация, МПК E21B 43/22. Способ разработки неоднородной нефтяной залежи / Хисамов Р.С., Петров В.Н., Газизов И.Г., Ахмадуллин Р.Х., Данилов Д.С., Миронова Л.М., Петрова О.В.; заявитель и патентообладатель ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина. – № 2015145004/03 ; заявл. 20.10.15 ; опубл. 10.08.16, Бюл. № 22.

### References

1. Shakirova R.T. Analysis of the geological structure and efficiency of the horizontal technology application in the conditions of the Novo-suksinskoye field / R.T. Shakirova, V.Yu. Kondakova, D.S. Danilov // Petroleum industry. – 2010. – № 6. – P. 52–55.
2. Features of development of reserves of Bobrikovsky object of unique New-Suksinskoye field / D.S. Danilov [et al.] // Innovations in exploration and development of oil and gas fields: materials of International scientific-practical conference devoted to 100th anniversary of V.D. Shashin birthday, 7–8 September. 2016, Kazan: in 2 tons. – Kazan: Ikhlas, 2016. – Vol. 1. – P. 235–238.
3. Pat. 2594185 Russian Federation, MPK E21B 43/22. Method of the heterogeneous oil deposit development / Khisamov R.S., Petrov V.N., Gazizov I.G., Akhmadullin R.H., Danilov D.S., Mironova L.M., Petrova O.V.; applicant and patent holder of PJSC TATNEFT named after V.D. Shashin. – № 2015145004/03 ; applicant and patentee of PJSC «TAT-NEFT» named after V.D. Shashin. 20.10.15 ; op. 10.08.16, Bulletin № 22.