

DOI 10.25689/NP.2019.2.151-162

УДК 622.276.1/.4.038(470.41)

**ОПТИМИЗАЦИЯ СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ НЕОДНОРОДНЫХ
ТЕРРИГЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ БОБРИКОВСКОГО ОБЪЕКТА
НОВО-СУКСИНСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

Данилов Д.С., Петров В.Н., Хакимзянов И.Н.

Институт «ТатНИПИнефть»

**OPTIMIZED DEVELOPMENT STRATEGY FOR TERRIGENOUS
BOBRIKOVIAN RESERVOIRS WITH DIFFERENT PERMEABILITY:
A CASE-STUDY OF NOVO-SUKSINSKOYE OIL FIELD**

Danilov D.S., Petrov V.N., Khakimzyanov I.N.

TatNIPIneft Institute

E-mail: razrdds@tatnipi.ru

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 к рассмотрению 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*

Abstract. The majority of Tatarstan oil fields are currently at the late stage of development, with large amounts of water injected and produced. High rate of reserve recovery from heterogeneous reservoirs results in non-uniform drainage leading to sharp increase of hard-to-recover reserve share. The main oil recovery method in Tatneft Company is water flooding. Enhanced oil recovery can be provided through optimized flood patterns and application of various repressuring agents, including injection of systems with various viscosities (based on polymer thickeners) depending on terrigenous reservoir permeability. The authors suggest a conformance control solution for terrigenous reservoirs with different permeability zones through the application of polymer systems with various viscosities as oil displacing agents (a case study from the Novo-Suksinskoye field).

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

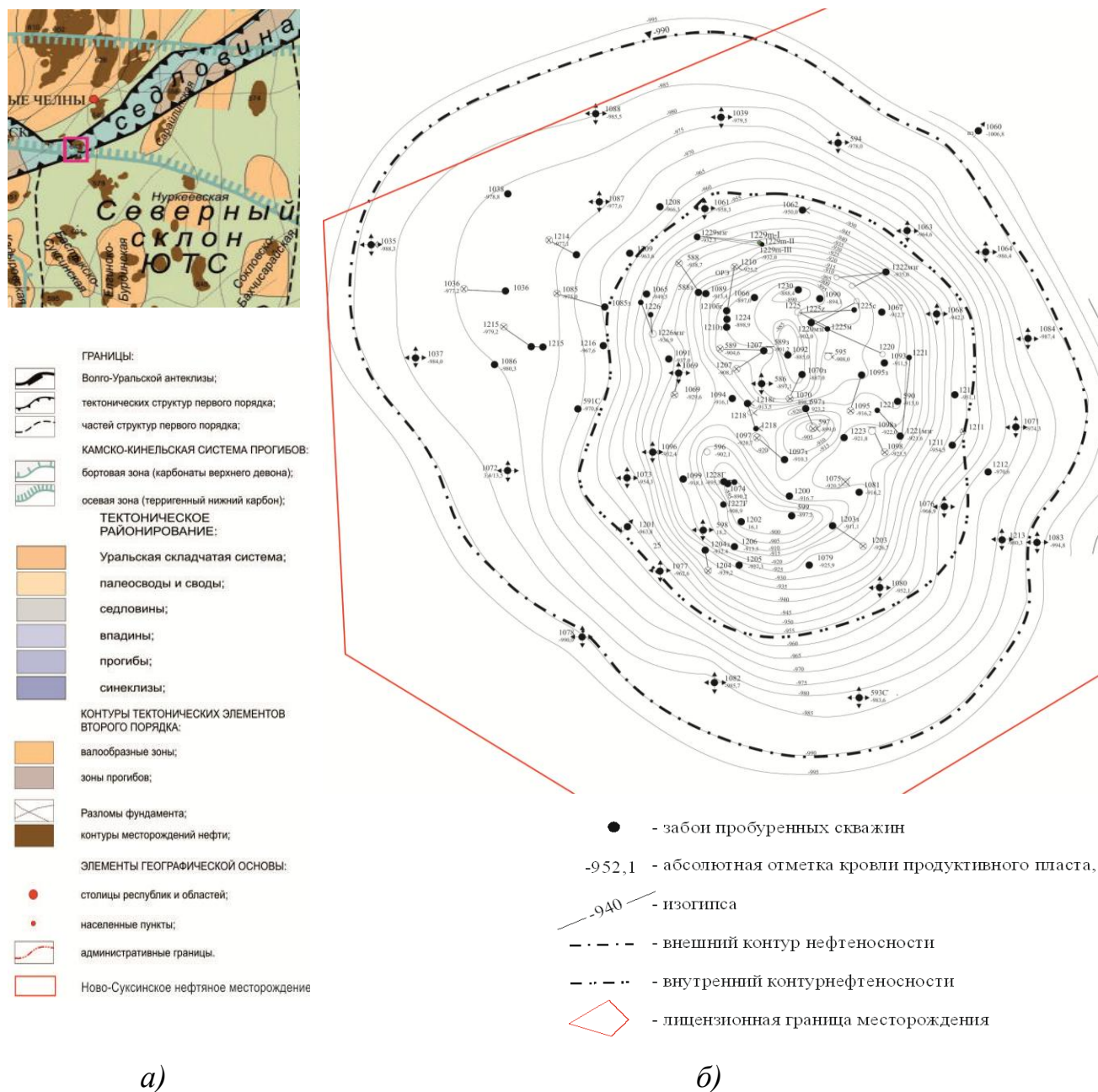
Большинство нефтяных месторождений Татарстана вступили в позднюю стадию разработки, характеризующуюся значительными объемами закачки и отбора воды. Интенсивная выработка запасов нефти из неоднородных по коллекторским свойствам продуктивных отложений привела к опережающей выработке запасов нефти из высокопроницаемых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

Авторами предлагается 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.

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



**Рис. 1. а) Тектоническая карта района Ново-Суксинского месторождения;
б) Структурная карта по кровле коллекторов отложений бобриковского горизонта**

По результатам проведенных ранее работ (магниторазведка, ГИС пробуренного фонда, площадные сейсмические исследования и детализационные сейсмоисследования - НВСП) отмечается, 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 бобриковского-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).

Поднятие, контролирующее залежь нефти рассматриваемых отложений Ново-Суксинского месторождения, имеет северо-западное простирание с более крутыми крыльями на северо-востоке в сторону осевой части Сарайлинского прогиба. Углы падения крыльев изменяются от $6,0-8,0^{\circ}$ в присводовой части поднятия, до $1,0-1,5^{\circ}$ - в периклинальных частях структуры (Рис. 1б).

В промышленную разработку месторождение введено в 1974 г. Основным объектом является залежь нефти в отложениях бобриковского горизонта, эксплуатация которой с 1980 г. 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. Основной проблемой 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): С₁бр-3, С₁бр-2, С₁бр-1 (по промысловой индексации). Пласты представлены в разрезе в разных сочетаниях. В 71 % скважин отмечается слияние пластов С₁бр-2, С₁бр-1 и в 14 % скважин – пластов С₁бр-3, С₁бр-2 [2].

Рассмотрим залежь продуктивного пласта С₁бр-2 бобриковского горизонта, которая, как и другие, характеризуется неоднородностью по площади и разрезу. Геолого-физическая характеристика продуктивного объекта представлена в табл. 1.

Таблица 1

Геолого-физическая характеристика продуктивного пласта

Параметры	Продуктивный пласт
	С ₁ бр-2
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 ²	1,259
Коэффициент песчанистости, 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 ³	0,888

По результатам исследования керна и геофизическим исследованиям скважин коэффициент пористости (K_p) изменяется в пределах от 18 до 32 %, коэффициент проницаемости ($K_{пр}$) – от 0,110 до 2 мкм².

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

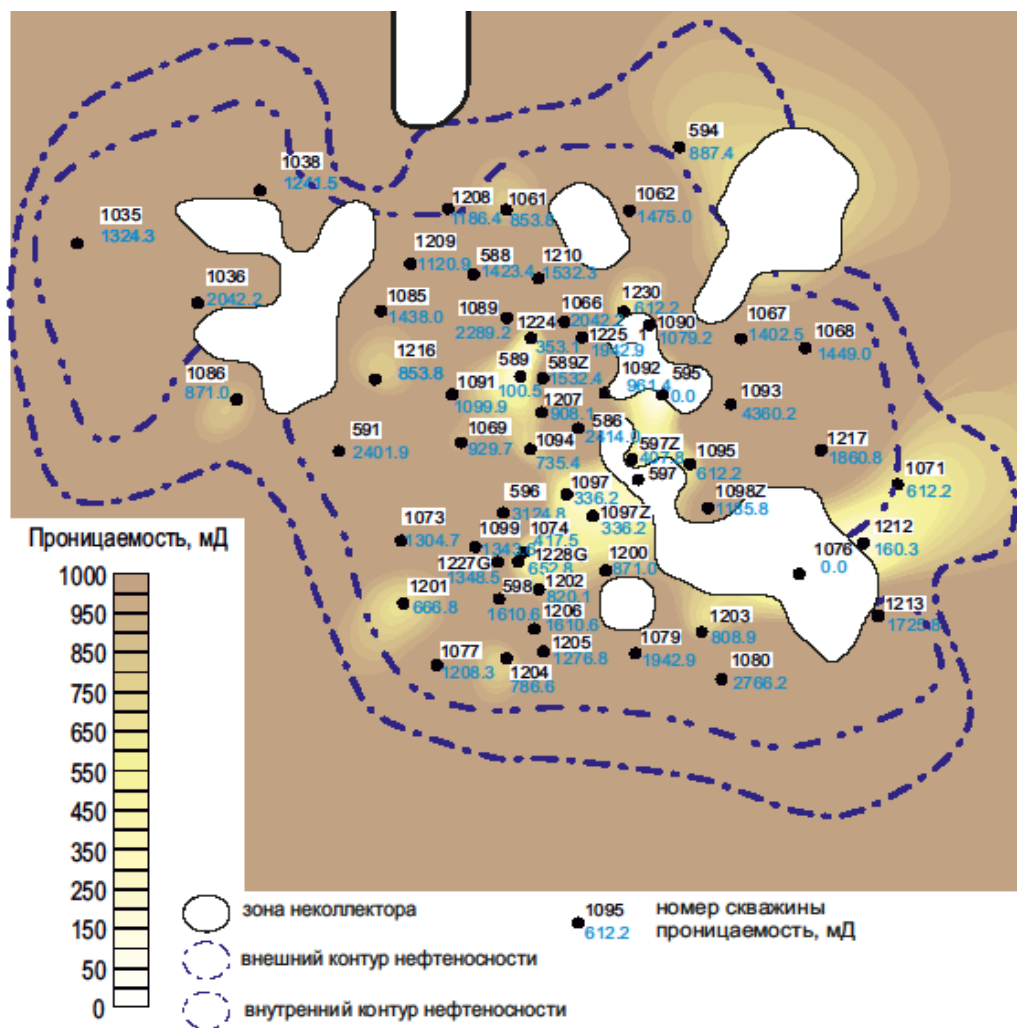


Рис. 2. Карта проницаемости продуктивного пласта C_{1brI^2} бобриковского горизонта Ново-Суксинского месторождения

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 C_{1br-2} бобриковского горизонта, были подразделены на три группы: высокопроницаемые ($K_{пр}$ более 500 мД), среднепроницаемые ($K_{пр}$ от 500 до 100 мД) и низкопроницаемые ($K_{пр}$ менее 100 мД), на основании чего в плане были выделены три зоны (Рис. 3).

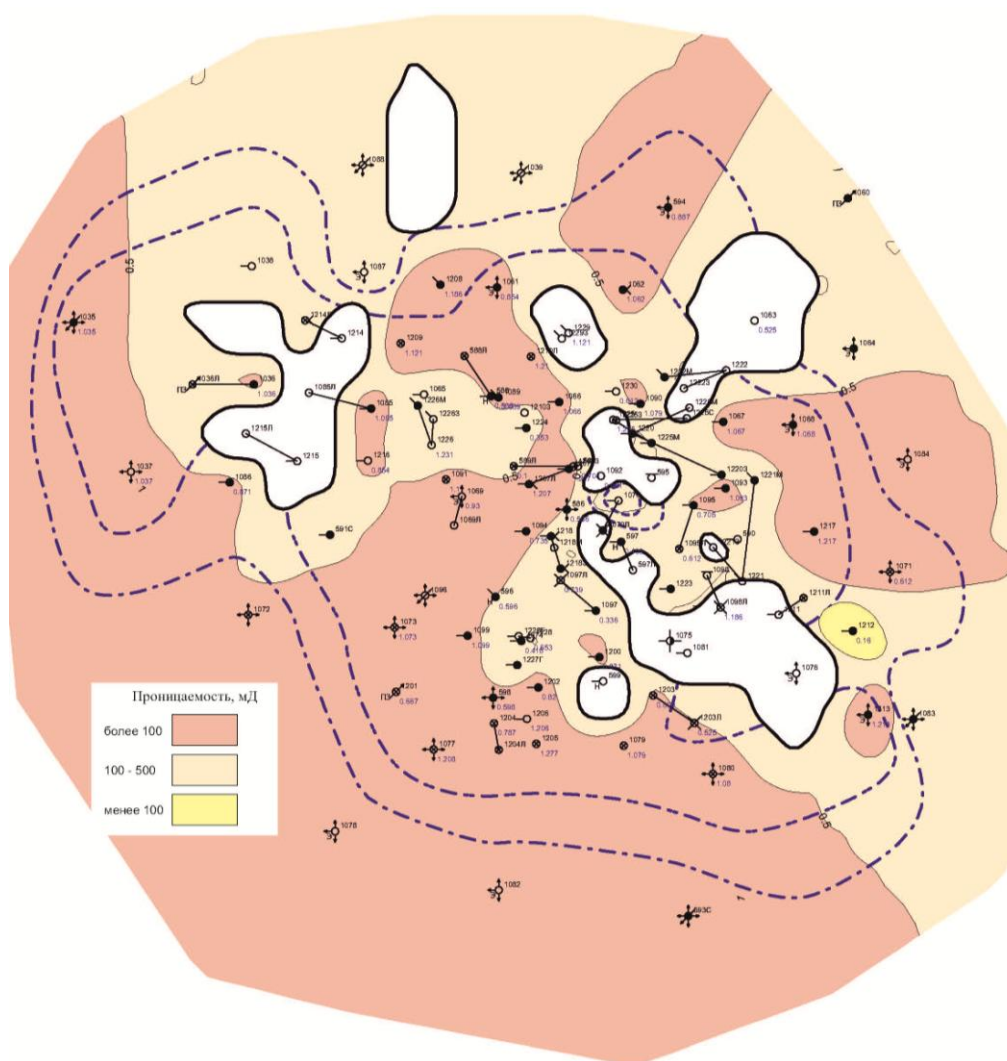


Рис. 3. Карта бобриковского горизонта, разделенная по зонам проницаемости

С использованием результатов лабораторных экспериментов на геолого-технологической модели 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 рис. 4.

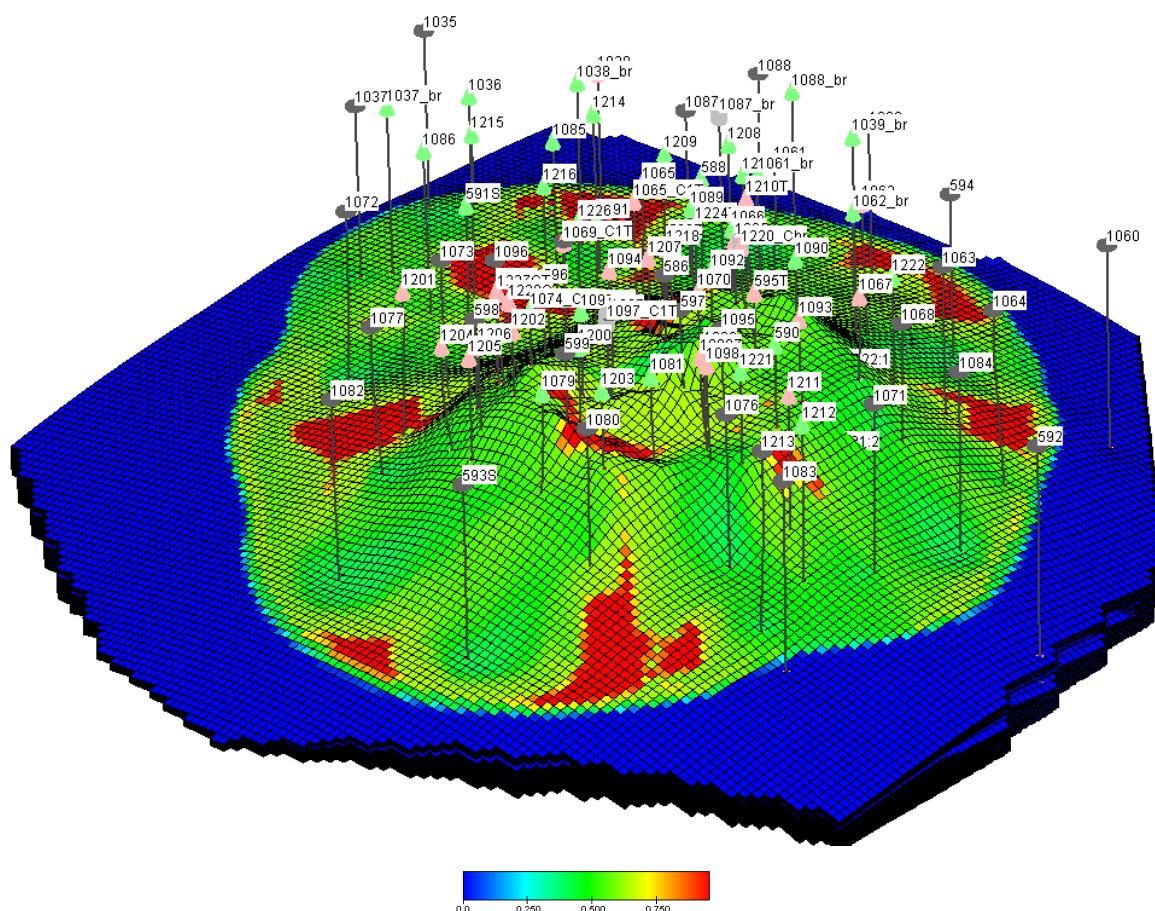


Рис. 4. Распределение текущей нефтенасыщенности

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.

- 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.

Список литературы

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, Р.Т. Шакирова, И.Н. Хакимзянов, А.М. Исхакова // Инновации в разведке и разработке нефтяных и газовых месторождений: материалы Междунар. науч.-практ. конф., посвящ. 100-летию со дня рождения В.Д. Шашина, 7-8 сент. 2016 г., г. Казань: в 2 т. – Казань: Ихлас, 2016. – Т. 1. – С. 235-238.
3. Пат. 2594185 Российская Федерация, МПК E21B 43/22. Способ разработки неоднородной нефтяной залежи [Текст] / 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. R.T. Shakirova, V.U. Kondakova, D.S. Danilov *Analiz geologicheskogo stroeniya i effektivnosti primeneniya gorizontal'noj tekhnologii v usloviyah Novo-Suksinskogo mestorozhdeniya* (Analysis of geology and horizontal drilling efficiency in Novo-Suksinskoye oil field). Neftyanoye Khozyaistvo, 2010, No. 6, pp. 52-55 (in Russian)
2. D.S. Danilov, R.T. Shakirova, I.N. Khakimzyanov, A.M. Iskhakova *Osobennosti vyrabotki zapasov bobrikovskogo ob'ekta unikal'nogo Novo-Suksinskogo mestorozhdeniya* (Aspects of reserve recovery from Bobrikovskian deposits in Novo-Suksinskoye oil field). Innovations in oil and gas field exploration and development: proceedings of the International Research and Practice Conference, 7-8 Sept. 2016, Kazan, Vol.1, pp. 235-238 (in Russian)
3. R.S. Khisamov, V.N. Petrov, I.G. Gazizov, R.Kh. Akhmadullin, D.S. Danilov, L.M. Mironova, O.V. Petrova *Sposob razrabotki neodnorodnoj neftyanoy zalezhi* (Oil recovery method for heterogeneous reservoirs) RF Patent No.2594185, IPC: E21B 43/22. Applicant and patent holder: PJSC TATNEFT No. 2015145004/03. Date of appl.: 20 Oct 2015, Date of publ.: 10 Aug 2016. Bul. No. 22 (in Russian)

Сведения об авторах:

Данилов Данил Сергеевич, младший научный сотрудник отдела разработки нефтяных месторождений института «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, г. Бугульма, Республика Татарстан, Российская Федерация
E-mail: razrdds@tatnipi.ru

Петров Владимир Николаевич, кандидат технических наук, заведующий лабораторией отдела разработки нефтяных месторождений института «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, г. Бугульма, Республика Татарстан, Российская Федерация
E-mail: petrov@tatnipi.ru

Хакимзянов Ильгизар Нургизарович, доктор технических наук, заведующий лабораторией отдела разработки нефтяных месторождений института «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, г. Бугульма, Республика Татарстан, Российская Федерация
E-mail: khakimzyanov@tatnipi.ru

Authors:

Danilov D.S., Junior Researcher, Reservoir Engineering Department, TatNIPIneft Institute-PJSC TATNEFT, Bugulma, Republic of Tatarstan, Russian Federation
E-mail: razrdds@tatnipi.ru

Petrov V.N., PhD, Head of Laboratory, Reservoir Engineering Department, TatNIPIneft Institute-PJSC TATNEFT, Bugulma, Republic of Tatarstan, Russian Federation
E-mail: petrov@tatnipi.ru

Khakimzyanov I.N., Dr.Sc, Head of Laboratory, Reservoir Engineering Department, TatNIPIneft Institute-PJSC TATNEFT, Bugulma, Republic of Tatarstan, Russian Federation
E-mail: khakimzyanov@tatnipi.ru

Данилов Данил Сергеевич
423236, Российская Федерация, Республика Татарстан
г. Бугульма, ул. Мусы Джалиля, 32
тел.: 8(85594) 78-693.
E-mail: razrdds@tatnipi.ru.