

Исследования о наличии гидродинамической связи между терригенным бобриковским и карбонатным турнейским объектами на базе геолого-технологической модели участка месторождения

М.А. Сайфутдинов¹, И.Н. Хакимзянов^{1*}, В.Н. Петров², Р.И. Шешдиров², Л.М. Миронова³

¹Нефтегазодобывающее управление «Нурлатнефть» ПАО «Татнефть», Нурлат, Россия

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

³ООО «Наука», Бузульма, Россия

Авторами предлагается совершенствование систем разработки залежей нефти в отложениях турнейского и радаевско-бобриковского возрастов в зонах эрозионных врезов с разнопроницаемыми типами коллекторов на примере Ашальчинского месторождения нефти.

На опытном участке Ашальчинского месторождения в 2014 году проведены индикаторные исследования по определению гидродинамической связи между терригенными отложениями бобриковского и карбонатными отложениями турнейского яруса. Наличие индикатора в продукции добывающего фонда залежи в отложениях радаевско-бобриковского возраста внутри вреза, при закачке в карбонатные отложения турнейского яруса за бортом вреза, свидетельствует о том, что между вмещающими карбонатами турнейского яруса и терригенными образованиями, выполняющими врез – породами бобриковского-радаевского возраста, существует гидродинамическая связь. Откуда следует, что фильтрация из карбонатного коллектора в терригенный как по латерали, так и по вертикали, при наложении терригенного коллектора в зоне вреза на карбонатный происходит быстрее и более интенсивно.

С целью подтверждения наличия гидродинамической связи между терригенным бобриковским и карбонатным турнейским объектами проведены исследования по моделированию для проектирования разработки участка месторождения. По результатам геолого-технологического моделирования выявлено, что накопленная добыча нефти из скважин добывающего фонда радаевско-бобриковского объекта может превышать удельные запасы скважин, в среднем, в 1-3 раза.

Ключевые слова: гидродинамическая связь, карбонатные, терригенные коллектора, эрозионные врезы, коэффициент нефтеизвлечения, индикаторные исследования, флуоресцеин, фильтрационные линии тока

Для цитирования: Сайфутдинов М.А., Хакимзянов И.Н., Петров В.Н., Шешдиров Р.И., Миронова Л.М. (2018). Исследования о наличии гидродинамической связи между терригенным бобриковским и карбонатным турнейским объектами на базе геолого-технологической модели участка месторождения. *Георесурсы*, 20(1), с. 2-8. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2018.1.2-8>

На территории Республики Татарстан залежи нефти в отложениях турнейского яруса на всех тектоноэлементах за исключением крайней юго-восточной части, района Нефтегазодобывающего управления «Бавлынефть» ПАО «Татнефть», в той или иной степени нарушены эрозионными врезами. В данной статье авторами рассматриваются сложнопостроенные, нарушенные врезами, резервуары, заполненные нефтью, то есть залежи нефти именно с подобным строением.

Вмещающими врез породами являются слабопроницаемые карбонатные породы турнейского яруса, а выполняющими – терригенные высокопроницаемые песчано-алевролитовые образования радаевско-бобриковского горизонта. В зонах размыва отложений турнейского яруса в разрезах скважин полностью отсутствуют глинистые образования еловского горизонта, и коллектор радаевско-бобриковского возраста непосредственно залегает на

отложениях турнейского яруса. Гидродинамическая связь между вмещающими и выполняющими врез породами, доказанная на основе инструментальных исследований, моделирования и анализа технологических показателей работы скважин, может быть использована при проектировании месторождений, в том числе расстановки проектного фонда скважин, разработке геолого-технических мероприятий (ГТМ) с учётом использования высокопроницаемого канала – вреза, созданного природой, для более эффективной выработки запасов нефти из слабопроницаемых коллекторов турнейского яруса, организуя вытеснение из них в высокопроницаемое русло вреза¹ (Базаревская и др., 2011). Такое русло, выполненное терригенными образованиями, может быть использовано для совершенствования технологий наиболее полной выработки запасов нефти из слабопроницаемых карбонатных пород в существующих системах разработки².

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

© 2018 Коллектив авторов

¹ Губайдуллин А.А., Базаревская В.Г., Юдинцев Е.А. (2010). Геология карбонатных сложнопостроенных коллекторов девона и карбона Татарстана. Отчет о НИР, Академия наук, Казань: ФЭН, 283 с.

² Нуреева Н.С. (2006). Технологическая схема разработки Ашальчинского нефтяного месторождения. Отчет о НИР. ТатНИПИнефть, Бузульма.

При этом увеличивается коэффициент нефтеизвлечения из слабопроницаемых карбонатных пород.

Существование гидродинамической связи между вмещающими врезы карбонатными отложениями турнейского яруса и песчано-алевролитовыми отложениями радаевско-бобриковского горизонта до настоящего времени оспаривалось многими учеными, утверждающими, что зона размыва турнейских отложений является стратиграфическим и литологическим экраном (Хайретдинов Н., Аминов Л. и др.).

На территории Татарстана эрозионные нарушения наиболее широко распространены на восточном борту Мелекесской впадины² (Козина, 1978). Ярким примером является Ашальчинское месторождение, где практически каждое поднятие, контролирующее залежи нефти, подвергалось эрозионным нарушениям отложений елховского горизонта и турнейского яруса (рис. 1).

Ко времени отложения терригенных образований тульского горизонта врез полностью компенсируется, и структурный план по подошве тульского стратиграфического объекта, как правило, повторяет палеоструктурный план турнейского яруса (рис. 1). С целью выявления существования гидродинамической связи залежей в отложениях турнейского яруса и радаевско-бобриковского горизонта рассмотрим результаты закачки индикатора и геолого-гидродинамического моделирования на примере одного из месторождений Республики Татарстан³ (Салахова, 2012).

1. Индикаторные исследования

На опытном участке Ашальчинского месторождения

опытного участка в 2014 году были проведены индикаторные исследования по определению гидродинамической связи между терригенными отложениями бобриковского и карбонатными отложениями турнейского яруса (рис. 2).

По результатам исследований установлено, что концентрация индикатора в потоке добываемой продукции и время прихода его к добывающей скважине зависят не только от фильтрационных свойств коллектора, но и от текущих режимов работы скважин эксплуатационного фонда, поэтому исследования проводились при стационарных режимах работы скважин. Доказательства основаны на результатах определения содержания индикаторов эозина и флуоресцеина в попутно добываемой воде продукции добывающих скважин, расположенных в окружении нагнетательной скв. № 4742, расположенной вне вреза. Индикаторы регистрировались в пробах продукции скважин отдельными порциями, что свидетельствует о наличии в пласте путей фильтрации различной протяженности и проницаемости, то есть о высокой неоднородности объекта (рис. 3). При интерпретации результатов индикаторных исследований использовалась вся геолого-геофизическая и промысловая информация: геологические данные, данные ГИС, промысловые данные.

Идентичность в регистрации по времени и концентрации индикатора в окружающих добывающих скважинах по максимумам указывает на наличие в массиве породы наиболее проницаемых прослоев, не зависимо от их литотипа, и имеющих гидродинамическую связь на протяжении пути фильтрации меченой воды от нагнетательной к окружающим добывающим скважинам.

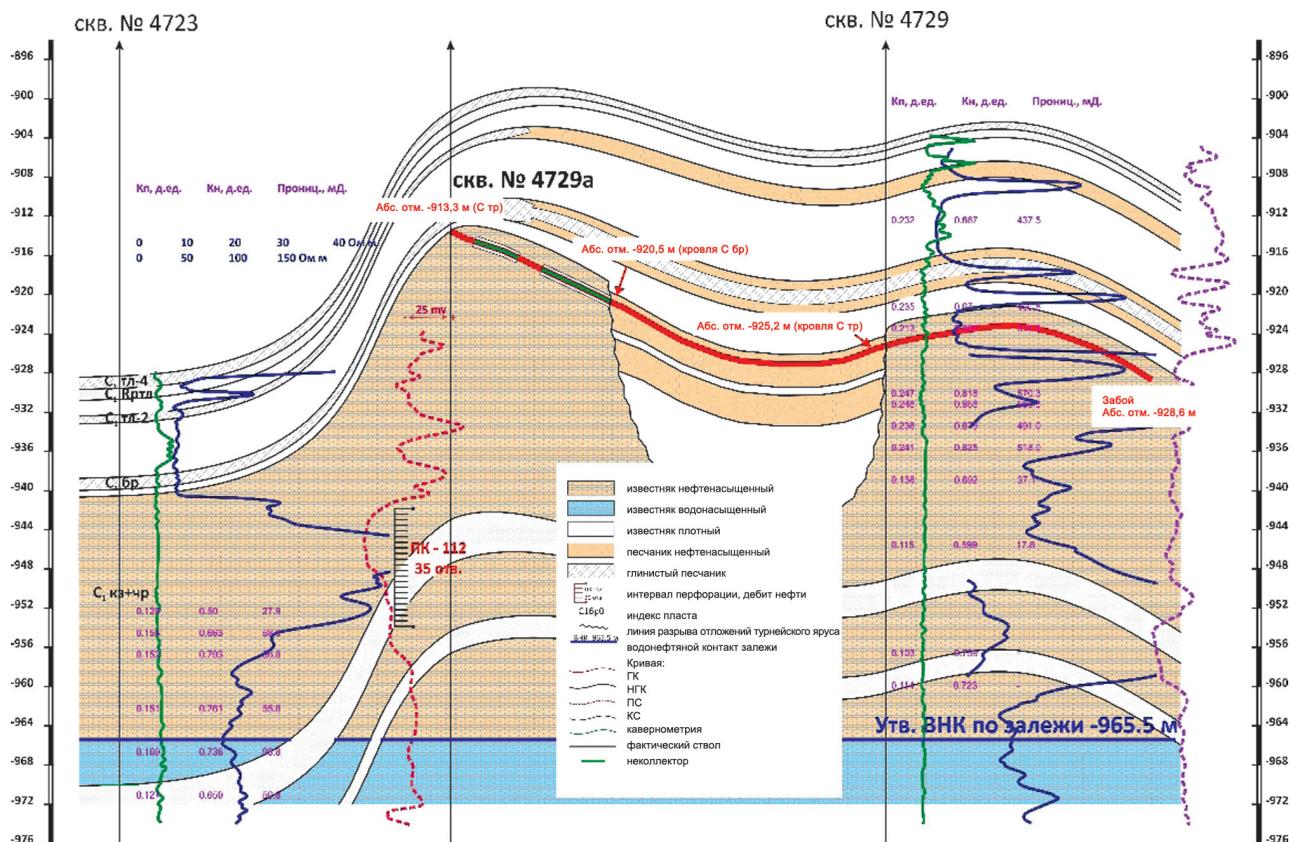


Рис. 1. Выкопировка с разреза отложений нижнего карбона на Ашальчинском участке Ашальчинского месторождения с положением фактической траектории горизонтального участка ствола СГО № 4729А

³ Антонов Г.П. и др. (2014). Исследования взаимодействия нагнетательных и добывающих скважин по турнейскому ярусу Ашальчинского месторождения методами индикаторных исследований. Отчет о НИР. ООО «Наука», Бугульма.

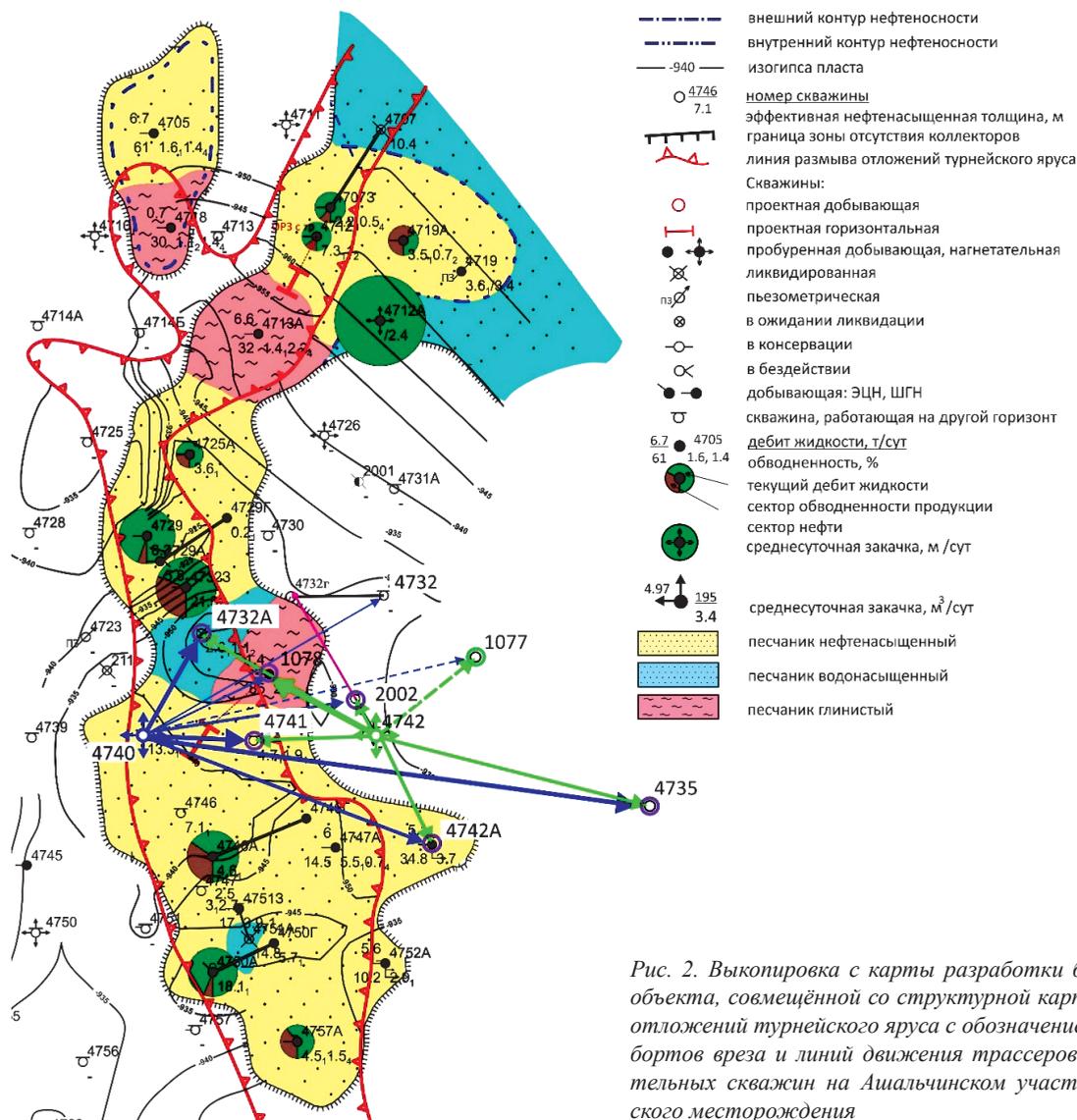


Рис. 2. Выкопировка с карты разработки бобриковского объекта, совмещённой со структурной картой по кровле отложений турнейского яруса с обозначением положения бортов вреза и линий движения трассеров от нагнетательных скважин на Ашальчинском участке Ашальчинского месторождения

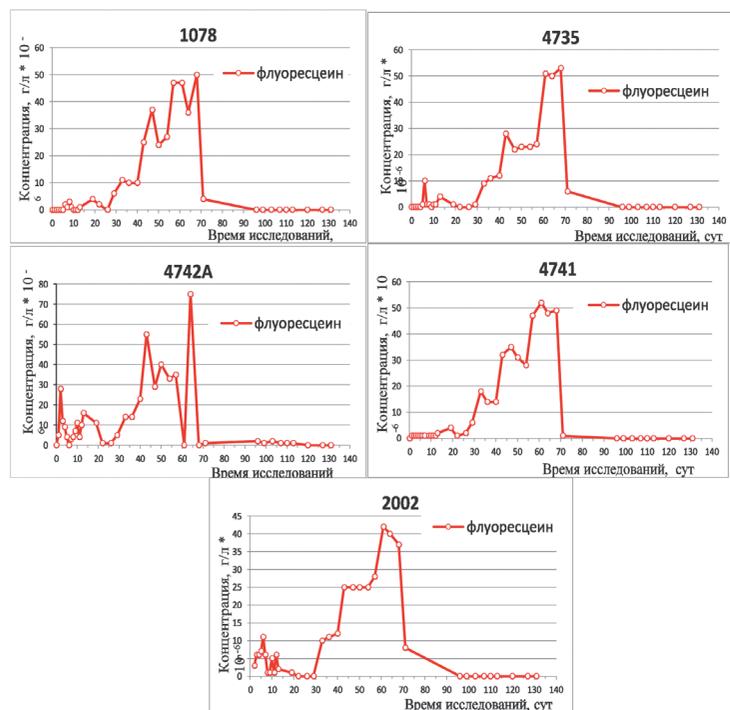


Рис. 3. Динамика выхода флуоресцеина из пласта с попутно добываемой водой некоторых из реагирующих окружающих скважин

Наличие индикатора в продукции добывающего фонда залежи в отложениях радаевско-бобриковского возраста внутри вреза при закачке в карбонатные отложения турнейского яруса за бортом вреза свидетельствует о том, что между вмещающими карбонатами турнейского яруса (в скв. № 4742) и терригенными образованиями, выполняющими врез – породами бобриковского-радаевского возраста, существует гидродинамическая связь. Относительно быстрое появление индикатора в продукции добывающих скважин с высокой концентрацией свидетельствует о том, что в пласте присутствуют anomalно высокопроницаемые фильтрационные каналы.

Малая доля извлеченного из пласта индикатора характеризует низкую степень влияния нагнетательной скв. № 4742 на окружающие добывающие, в которых зарегистрированы индикаторы флуоресцеин и озонин. После прохода заднего фронта меченой оторочки индикатор в попутно добываемых водах окружающих скважин не регистрировался, возможно произошел уход основной массы индикатора в нижележащие водоносные породы турнейского яруса, которые характеризуются более высокими коллекторскими свойствами³. Отсутствие индикатора в ряде добывающих

скважин свидетельствует об отсутствии гидродинамической связи этих скважин с нагнетательными.

Таким образом это доказывает, что фильтрация из карбонатного коллектора в терригенный как по латерали, так и по вертикали при наложении терригенного коллектора в зоне вреза на карбонатный происходит быстрее и более интенсивно⁴.

2. Геолого-гидродинамическое моделирование

С целью подтверждения наличия гидродинамической связи между терригенным бобриковским и карбонатным турнейским объектами проведены исследования по моделированию для проектирования разработки участка

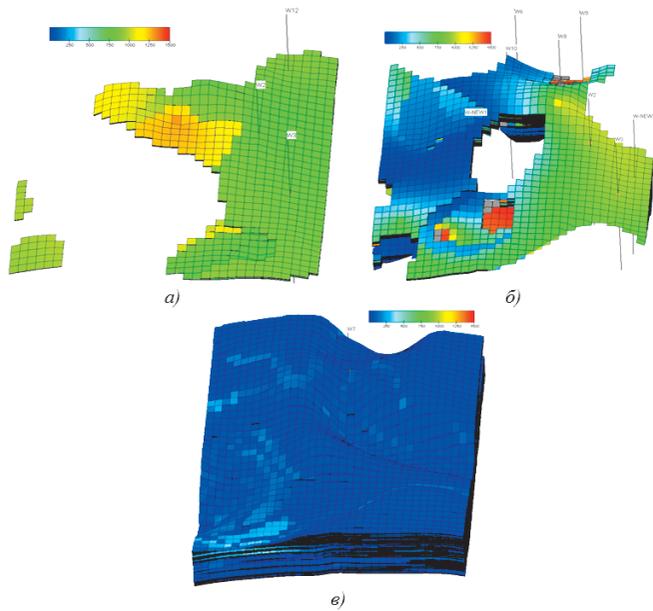


Рис. 4. 3Д распределение проницаемости по участку месторождения (вид сверху) по объектам: а) бобриковский, б) бобриковско-врезовой, в) турнейский

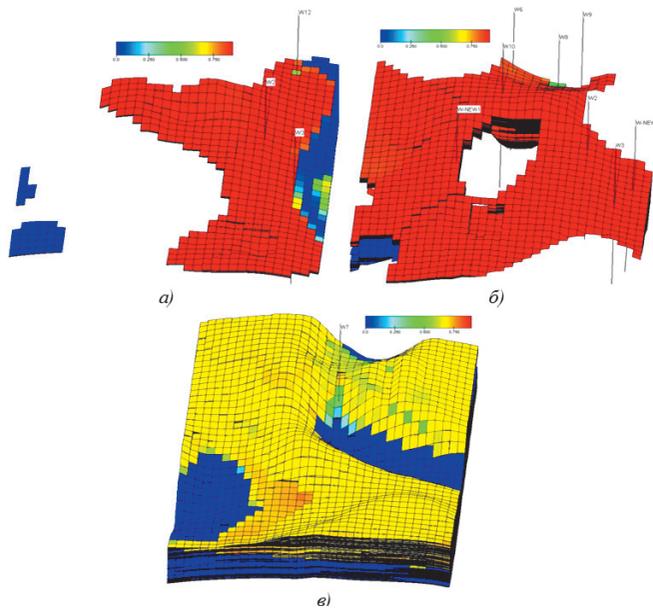


Рис. 5. 3Д распределение пористости по участку месторождения (вид сверху) по объектам: а) бобриковский, б) бобриковско-врезовой, в) турнейский

месторождения (Салахова, 2012). Расчетная сетка в геолого-технологической модели залежи нефти составляла 130×121×399 ячеек; в дальнейшем был вырезан участок с расчетной сеткой 35×40×399 ячеек. По вертикали объекты были разбиты на определенное количество ячеек (бобриковский – 1÷10, бобриковский (врезовой) – 12÷193, турнейский – 194÷399).

3Д распределение проницаемости, пористости и начальной нефтенасыщенности по участку месторождения (вид сверху) по каждому из объектов приведено на рисунках 4-6.

На рассматриваемом участке в эксплуатации находятся 10 вертикальных скважин (w2, w3, w6, w7, w8, w9, w10, w12, w-new1, w-new2).

Для исследования было рассмотрено 2 варианта дальнейшей разработки участка залежи: 1 – разработка без системы поддержания пластового давления (ППД) и 2 – с системой ППД путем закачки воды в скв. w7 на турнейский объект в течение 15 лет.

Проанализировав результаты гидродинамических прогнозных расчетов технологических показателей

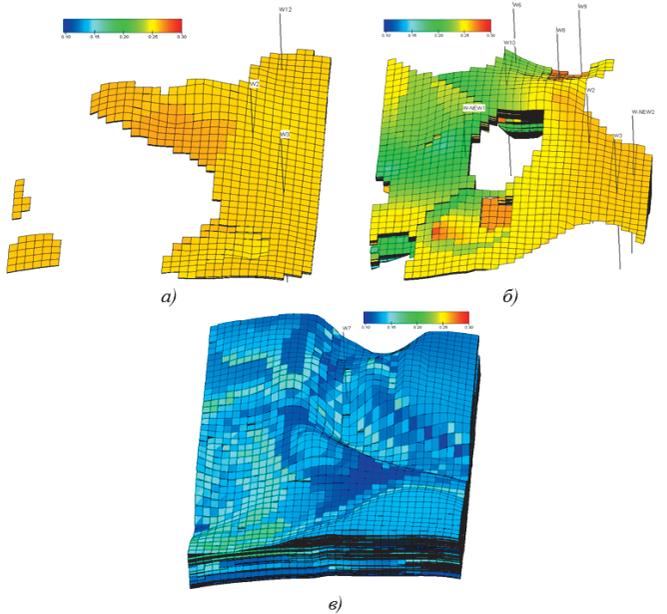


Рис. 6. 3Д распределение начальной нефтенасыщенности по участку месторождения (вид сверху) по объектам: а) бобриковский, б) бобриковско-врезовой, в) турнейский

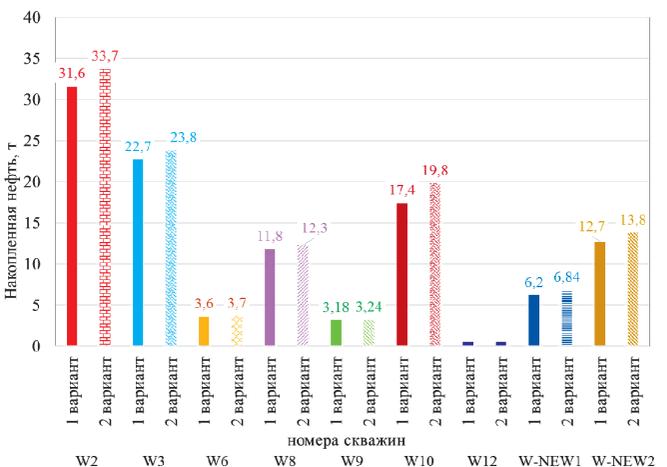


Рис. 7. Сопоставление накопленной добычи нефти скважин по вариантам

⁴ Мониторинг применения горизонтальной технологии на месторождениях ПАО «Татнефть». (2014). Фонды ТатНИПИнефть.

разработки участка и сопоставив наколенную добычу нефти, получаем, что по 2 варианту закачка воды на турнейский объект приводит к увеличению наколенной добычи нефти с бобриковского объекта на 8 тыс. тонн, т.е., часть запасов из слабопроницаемых карбонатов турнейского объекта вытеснилась в высокопроницаемые терригенные породы бобриковско-радаевского объекта.

Сопоставление наколенной добычи нефти по вариантам по каждой эксплуатационной скважине участка бобриковского объекта представлено на рисунке 7.

Распределение начальной и конечной нефтенасыщенности в разрезе по линии скв. w7 в целом по участку залежи по вариантам приведено на рисунке 8.

Распределение начальной и конечной нефтенасыщенности в разрезе по линии скв. w7 отдельно по каждому объекту показано на рисунках 9-10.

На рисунке 9б можно отчетливо видеть, что закачка воды в скв. w7 приводит к изменению нефтенасыщенности

в бобриковском объекте. Сопоставляя рисунки 9 и 10 также можно заметить гидродинамическую связь между турнейским и бобриковским объектами.

С целью детализации процесса гидродинамической связи турнейского и бобриковского объектов рассмотрим фильтрационные линии тока нефти по каждому варианту.

Линии тока нефти к добывающим скважинам рассматриваемой залежи бобриковского объекта (врез) приведены на рисунке 11.

Сравнивая рисунки 11а и 11б можно увидеть, что закачка воды в скв. w7 турнейского объекта позволяет значительно изменить фильтрационные линии тока в районе скважин, которые перфорированы в купольных частях бобриковского (врезового) объекта.

Выводы

1. В зонах размыва отложений турнейского яруса в разрезах скважин полностью отсутствуют глинистые

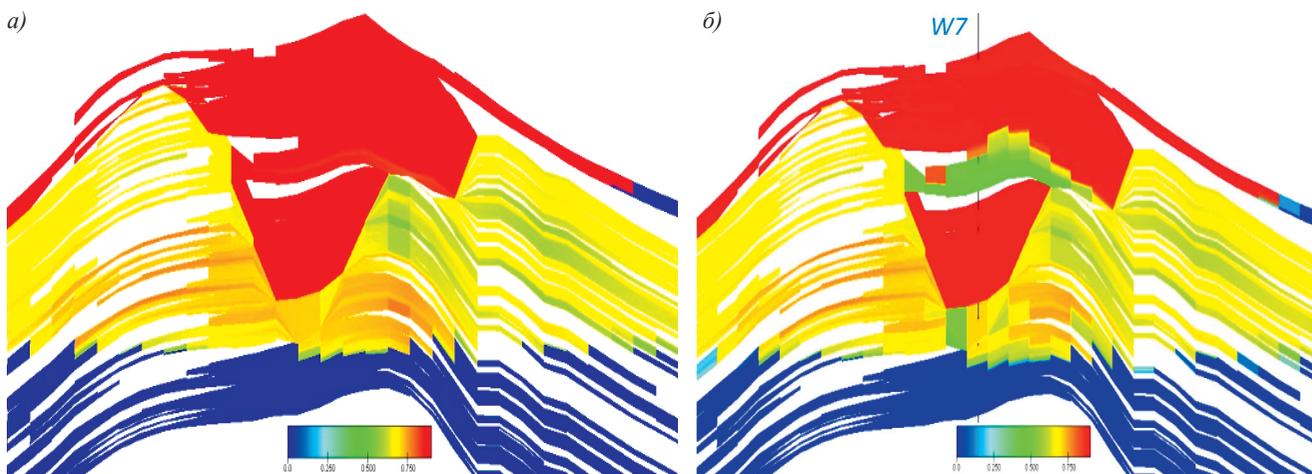


Рис. 8. Распределение нефтенасыщенности на конец прогнозного периода в разрезе по вариантам: а) 1 вариант без ППД, б) 2 вариант с ППД

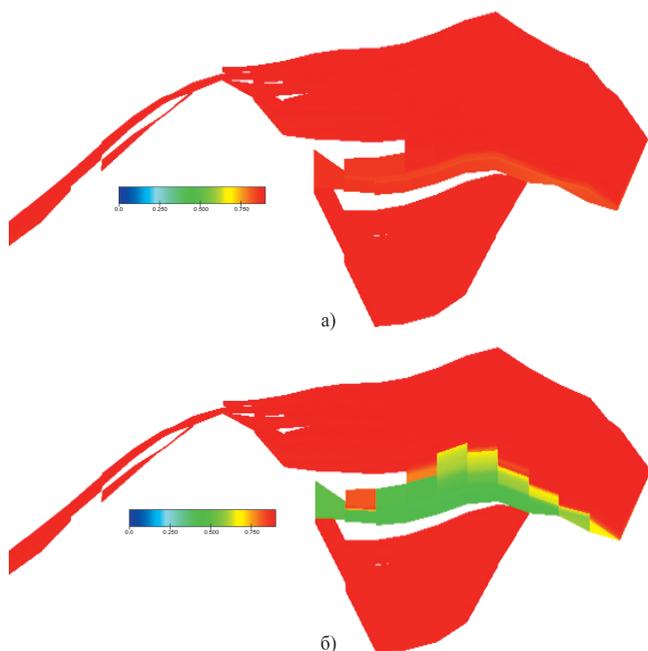


Рис. 9. Распределение нефтенасыщенности по бобриковскому объекту в разрезе по вариантам: а) 1 вариант без ППД, б) 2 вариант с ППД

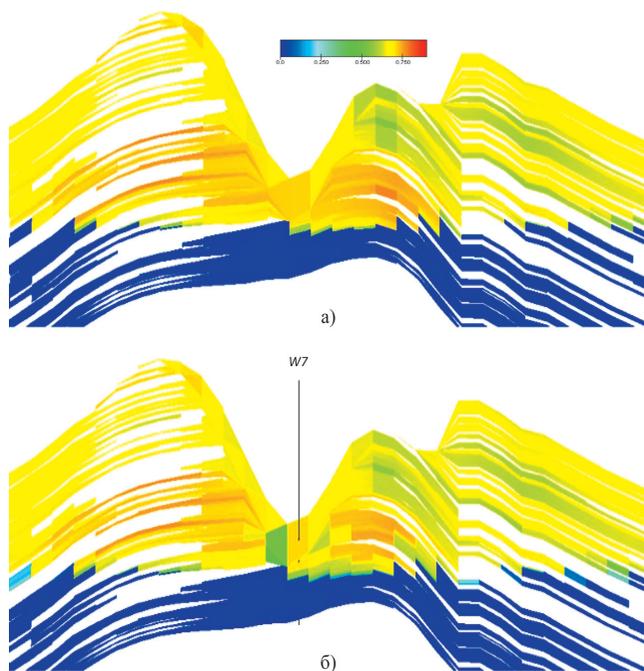


Рис. 10. Распределение нефтенасыщенности по турнейскому объекту в разрезе по вариантам: а) 1 вариант без ППД, б) 2 вариант с ППД

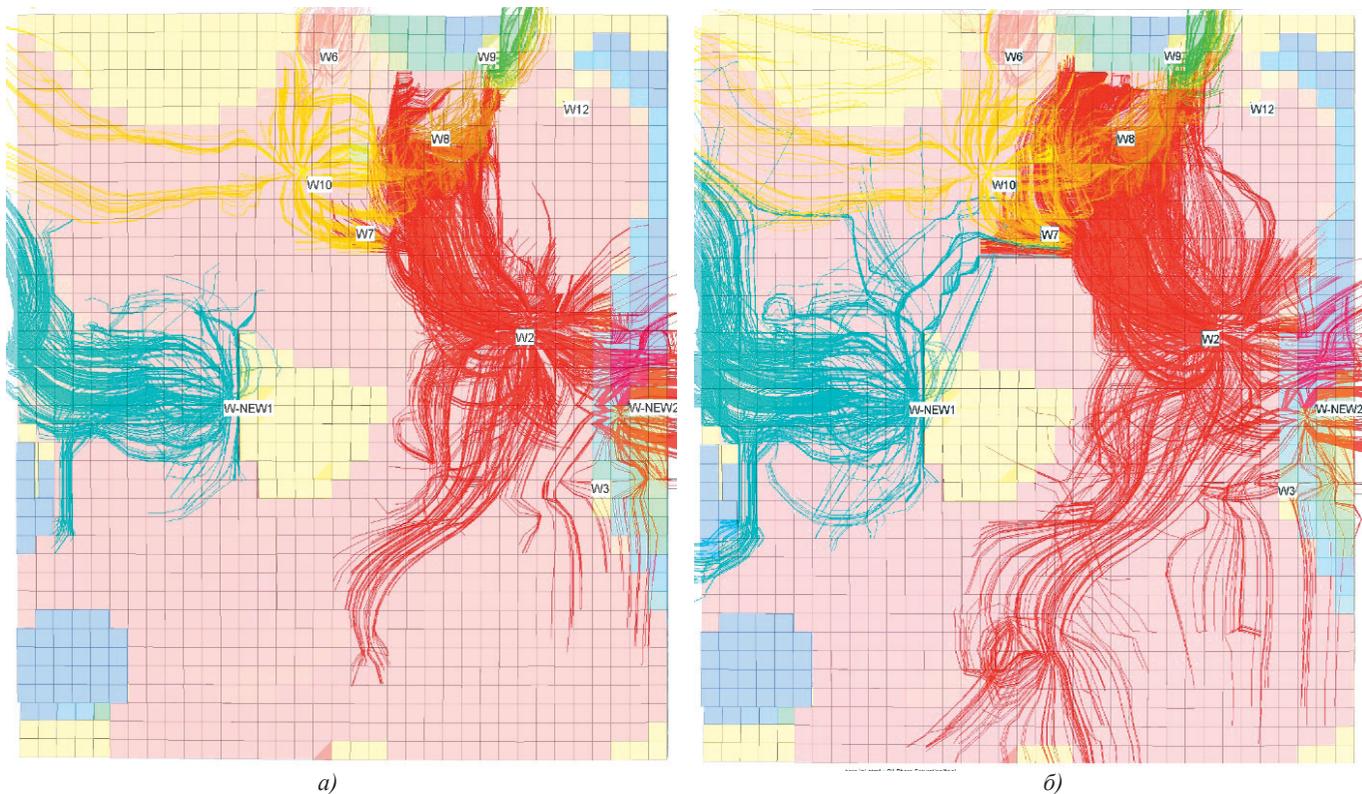


Рис. 11. Фильтрационные линии тока нефти по бобриковскому объекту (врез): а) 1 вариант без ППД, б) 2 вариант с ППД

образования елховского горизонта, и коллектор радаевско-бобриковского возраста непосредственно залегают на отложениях турнейского яруса.

2. Вмещающими врез породами являются слабопроницаемые карбонатные породы турнейского яруса, а выполняющими – терригенные высокопроницаемые песчано-алевролитовые образования радаевско-бобриковского горизонта.

3. На основе инструментальных исследований, геолого-технологического моделирования и анализа технологических показателей работы скважин доказано существование гидродинамической связи между вмещающими и выполняющими врез породами.

4. Выявленная гидродинамическая связь может быть использована для совершенствования разработки месторождений, в том числе при расстановке проектного фонда скважин, подбора геолого-технологических мероприятий с учётом использования высокопроницаемого канала – вреза, созданного природой, для более эффективной выработки запасов нефти из слабопроницаемых коллекторов турнейского яруса, организуя вытеснение из них в высокопроницаемое русло вреза.

5. По анализу технологических показателей работы скважин и по результатам геолого-технологического моделирования выявлено, что накопленная добыча нефти в добывающем фонде радаевско-бобриковского объекта может превышать удельные запасы скважин в среднем в 1-3 раза.

Литература

Базаревская В.Г., Тарасова Т.И., Тимергалеева Р.Р., Галимова Г.С., Преснякова А.В. (2011). Анализ гидродинамической связи при разработке антиклинальных стратиграфических залежей. *Нефтяное хозяйство*, 7, с. 12-14.

Козина Е.А. (1978). Условия формирования и закономерности размещения карбонатных пород-коллекторов турнейского яруса нижнего карбона юго-востока Татарии. Автореф. дис. канд. геол.-мин. наук. Бугульма: ТатНИПИнефть, 21 с.

Салахова Л.Н. (2012). Геолого-промысловое моделирование сложно-построенных объектов на примере нижнекамменноугольных залежей нефти Южно-Татарского свода. Дис. канд.-геол.-мин. наук. Москва: Российский государственный университет нефти и газа имени И.М. Губкина, 185 с.

Сведения об авторах

Марат Ахметзиевич Сайфутдинов – главный геолог
Нефтегазодобывающее управление «Нурлатнефть»
ПАО «Татнефть»
Россия, 423042, Нурлат, ул. Советская, 100

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@tatnpi.ru

Владимир Николаевич Петров – кандидат тех. наук,
заведующий лабораторией
Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть».
Россия, 423230, Бугульма, ул. М. Джалиля, 32

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

Любовь Михайловна Миронова – заведующая группой геологии
ООО «Наука»
Россия, 423230, Бугульма, ул. М. Джалиля, 66

Статья поступила в редакцию 10.01.2018;
Принята к публикации 25.02.2018; Опубликована 30.03.2018

Studies of the hydrodynamic connection presence between the terrigenous Bobrikovian and carbonate Tournaisian objects on the basis of the geological-technological model of the site of the field

M.A. Saifutdinov¹, I.N. Khakimzyanov^{1*}, V.N. Petrov², R.I. Sheshdirov², L.M. Mironova³

¹Oil and Gas Production Department Nurlatneft Tatneft PJSC, Nurlat, Russian Federation

²Institute TatNIPIneft Tatneft PJSC, Bugulma, Russian Federation

³Nauka LLC, Bugulma, Russian Federation

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

Abstract. The authors suggest improvement of oil deposit development systems in Tournaisian and Radaevskian-Bobrikovian sediments in zones of erosion incisions with permeable types of reservoirs using the example of the Ashalchinsky oilfield.

Indicator studies were conducted in the experimental section of the Ashalchinsky field in 2014 to determine the hydrodynamic connection between the terrigenous Bobrikovian deposits and carbonate Tournaisian deposits. The presence of an indicator in the production well stock in the Radaevskian-Bobrikovian sediments inside the incision, when injected into the carbonate Tournaisian deposits over the side of the incision, indicates that there is hydrodynamic connection between the enclosing Tournaisian carbonates and the terrigenous Bobrikovian-Radaevskian formations that form the incisions. It follows that the filtration from the carbonate reservoir into the terrigenous, both laterally and vertically, occurs faster and more intensively when the terrigenous reservoir is imposed to the carbonate reservoir in the incision zone.

In order to confirm the presence of a hydrodynamic connection between the terrigenous Bobrikovian and carbonate Tournaisian objects, modeling studies were carried out to design the development of the site of the field. Based on the results of geological and technological modeling, it was revealed that the accumulated oil production from the wells of the Radaevskian-Bobrikovian production well stock may exceed the average well stock by 1-3 times.

Keywords: hydrodynamic connection, carbonate, terrigenous reservoirs, erosion incisions, oil recovery coefficient, indicator studies, fluorescein, filtration current lines

Recommended citation: Saifutdinov M.A., Khakimzyanov I.N., Petrov V.N., Sheshdirov R.I., Mironova L.M. (2018). Studies of the hydrodynamic connection presence between the terrigenous Bobrikovian and carbonate Tournaisian objects on the basis of the geological-technological model of the site of the field. *Georesursy = Georesources*, 20(1), pp. 2-8. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2018.1.2-8>

References

- Bazarevskaya V.G., Tarasova T.I., Timergaleeva R.R., Galimova G.S., Presnyakova A.V. (2011). Analiz gidrodinamicheskoy svyazi pri razrabotke antiklinal'nykh stratigraficheskikh zalezhey [Analysis of connectivity in development of anticlinal stratigraphic deposits]. *Neftyanoe khozyaystvo = Oil industry*, 7, pp. 12-14. (In Russ.)
- Kozina E.A. (1978). Usloviya formirovaniya i zakonmernosti razmeshcheniya karbonatnykh porod-kollektorov turneyskogo yarusy nizhnego karbona yugo-vostoka Tatarii [Conditions of the formation and regularity of the location of carbonate reservoir rocks of the Turney stage of the Lower Carboniferous of the southeast of Tatarstan]. Avtoref. dis. kand. geol.-min. nauk. [Abstract Cand. geol. and min. sci. diss.]. Bugulma: TatNIPIneft, 21 p.
- Salakhova L.N. (2012). Geologo-promyslovoe modelirovanie slozhnopoastroenykh ob'ektov na primere nizhnkamennougol'nykh zalezhey nefti Yuzhno-Tatarskogo svoda [Geological and industrial modeling of complex objects on the example of the Lower Carboniferous oil deposits of the South Tatar arch]. Dis. kand.-geol.-min. nauk [Cand. geol. and min. sci. diss.]. Moscow: Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 185 p.

About the Authors

- Marat A. Saifutdinov* – Chief Geologist
Oil and Gas Production Department Nurlatneft Tatneft PJSC
100, Sovietsky St., Nurlat, 423042, Russian Federation
- Ilgizar N. Khakimzyanov* – DSc (Engineering), Head of Laboratory, Institute TatNIPIneft Tatneft PJSC
32, M.Djalil St., Bugulma, 423326, Russian Federation
Tel. +7 (85594) 78741, e-mail: khakimzyanov@tatnipi.ru
- Vladimir N. Petrov* – PhD (Engineering), Head of Laboratory, Institute TatNIPIneft Tatneft PJSC
32, M.Djalil St., Bugulma, 423326, Russian Federation
- Ramiz I. Sheshdirov* – Sector Manager
Institute TatNIPIneft Tatneft PJSC
32, M.Djalil St., Bugulma, 423326, Russian Federation
- Lyubov M. Mironova* – Head of the Geology Department
Nauka LLC
66, M.Djalil St., Bugulma, 423326, Russian Federation

Manuscript received 10 January 2018;

Accepted 25 February 2018;

Published 30 March 2018