

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2023.1.125-141>

EDN NMRGTU

УДК 622.276.1/4-419.5

**Оценка возможности объединения нескольких пластов
для их совместной эксплуатации
(на примере мелкого Южно-Ферганского месторождения)**

Хакимзянов И.Н., Петров В.Н., Александров Д.А.,

Баязитова Л.Р., Хакимзянова О.И., Давлетшин Р.Ф.

Татарский научно-исследовательский и проектный институт нефти

(ТатНИПИнефть) ПАО «Татнефть»

**Assessment of possibility of association of several layers
for their joint operation
(on the example of the small Southern Fergana fields)**

I.N. Khakimzyanov, V.N. Petrov, D.A. Alexandrov,

L.R. Bayazitova, O.I. Khakimzyanova, R.F. Davletshin

Tatar Oil Research and Design Institute (TatNIPIneft) of PJSC TATNEFT

E-mail: khakimzyanov@tatnipi.ru

Аннотация. Опыт разработки многих месторождений показал, что при совместной эксплуатации происходит частичное или полное отключение из процесса выработки средне- и низкопроницаемых объектов и, как следствие, все приводит к снижению коэффициента нефтеизвлечения (КИН). При этом, вероятность отключения прослоев тем выше, чем ниже гидродинамическая связь между высокопроницаемыми и низкопроницаемыми пластами на площади залежи, чем выше разница в проницаемости слагающих разрез пластов, чем меньше песчанистость разреза, а также эффективная толщина низкопроницаемых тонкослоистых прослоев.

С учетом приведенных выше критерий в данной работе проведена оценка возможности объединения нескольких пластов, мелкого по геологическим запасам, Южно-Ферганского месторождения для их совместной эксплуатации.

Ключевые слова: *эффективность разработки, эксплуатационный объект, совместная эксплуатация, средне- и низкопроницаемые пласты, приобщение, единый фильтр, оборудование одновременно-раздельной эксплуатации, проницаемость, накопленная добыча нефти, интенсификация выработки, коэффициент нефтеизвлечения*

Для цитирования: Хакимзянов И.Н., Петров В.Н., Александров Д.А., Баязитова Л.Р., Хакимзянова О.И., Давлетшин Р.Ф. Оценка возможности объединения нескольких пластов для их совместной эксплуатации (на примере мелкого Южно-Ферганского месторождения)//Нефтяная провинция.-2023.-№1(33).-С.125-141. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2023.1.125-141>. - EDN NMRGTU

Abstract. Experience of development of many fields showed that at joint operation comes partial or a blackout from process of development of average and low-permeability objects and, as a result, everything leads to decrease in oil recovery (KIN). Thus, the probability of shutdown of pro-layers of subjects is higher, than hydrodynamic communication between high-permeability and low-permeability layers on the deposit square is lower, than the difference in permeability of layers composing a section is higher, than the section peschanistost, and also effective thickness of low-permeability thin-layer pro-layers is less.

Taking into account given above criterion in this work the assessment of possibility of association of several layers, small on geological stocks, the Southern Fergana field for their joint operation is carried out.

Key words: *efficiency of development, operational object, joint operation, average and low-permeability layers, familiarizing, the uniform filter, the equipment of simultaneous and separate operation, the permeability, the saved-up oil production, development intensification, oil recovery*

For citation: I.N. Khakimzyanov, V.N. Petrov, D.A. Alexandrov, L.R. Bayazitova, O.I. Khakimzyanova, R.F. Davletshin Otsenka vozmozhnosti ob"yedineniya neskol'kikh plastov dlya ikh sovmestnoy ekspluatatsii (na primere melkogo Yuzhno-Ferganskogo mestorozhdeniya) [Assessment of possibility of association of several layers for their joint operation (on the example of the small Southern Fergana fields)]. Neftyanaya Provintsiya, No. 1(33), 2023. pp. 125-141. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2023.1.125-141>. EDN NMRGTU (in Russian)

В настоящее время на практике с целью повышения эффективности разработки месторождений, увеличения производительности скважин, снижения капитальных вложений в один эксплуатационный объект применяют объединение значительного количества продуктивных пластов.

Основными качественными критериями за объединение пластов для совместной эксплуатации скважин являются: схожие физико-химические свойства нефти, совпадение в плане площадей залежей, близкие по значению пластовые давления, одинаковые режимы залежей.

Опыт разработки многих месторождений показал, что при совместной эксплуатации объектов происходит частичное или полное отключение из процесса выработки средне- и низкопроницаемых объектов и, как следствие, это приводит к снижению коэффициента нефтеизвлечения (КИН). При этом, вероятность отключения прослоев тем выше, меньше гидродинамическая связь между высокопроницаемыми и низкопроницаемыми пластами на площади залежи, больше разница в проницаемости слагающих разрез пластов, чем меньше песчаность разреза, а также эффективная толщина низкопроницаемых тонкослоистых прослоев.

В данной работе проведена оценка возможности объединения нескольких пластов для их совместной эксплуатации мелкого по геологическим запасам Южно-Ферганского месторождения с учетом приведенных выше критериев.

Промышленная нефтеносность месторождения установлена в терригенных отложениях тульского (C_{1t}) и бобриковского (C_{1bb}) горизонтов нижнего карбона и в карбонатных коллекторах турнейского яруса (C_{1t}) нижнего карбона. Все пласты в плане совпадают (Рис. 1).

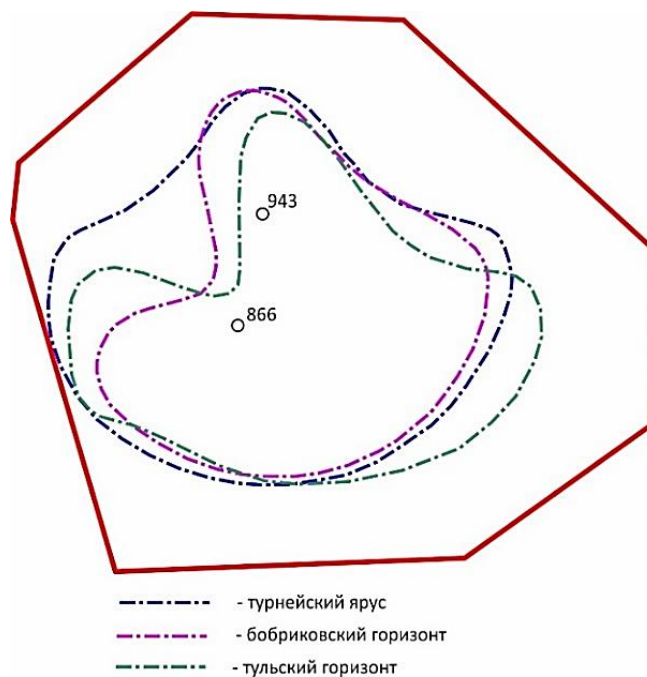


Рис. 1. Выкопировка из карты совмещенных контуров Южно-Ферганского месторождения

В разрезе тульских отложений нефтеносность связана с терригенным пластом Стл-4, приуроченным к кровельной части тульского горизонта. Пласт вскрыт двумя скважинами №866, №943 на абс. отметках -930,3 и -928,8 м соответственно. Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина составляет 1,7 м, подстилается плотными глинами, аргиллитами. Средний коэффициент песчаности пласта составляет 1. Тип залежи – пластовый сводовый, размеры составляют 1,0×0,5 км, этаж нефтеносности - 1,3 м.

В разрезе бобриковских отложений нефтеносность связана с терригенным пластом Сбр-3. Пласт вскрыт двумя скважинами №866, №943 на абс. отметках - 956,7 и -964,6 м соответственно. Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина составляет 3,2 м. Средний коэффициент песчаности пласта составляет 1. Тип залежи – пластовый сводовый, размеры составляют 0,8×0,5 км, этаж нефтеносности - 4,9 м.

В разрезе турнейских отложений нефтеносность связана с карбонатными пластами Скз (скв. №866) и Счр (скв. №943). Пласт вскрыт двумя скважинами №866, №943 на абс. отметках -968,9 и -973,7 м соответственно. Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина составляет 3,4 м. Средний коэффициент песчаности пласта составляет 0,764. Тип залежи – массивный, размеры составляют 0,8×0,7 км, этаж нефтеносности – 11,1 м.

Нефть тяжелая, повышенной вязкости, высокосернистая, парафинистая, высокосмолистая. По объектам вязкость нефти распределилась следующим образом: тульский – 25,24 мПа×с, бобриковский – 23,42 мПа×с, турнейский – 36,63 мПа×с. Начальное пластовое давление по объектам составляет: тульский – 9,95 МПа, бобриковский – 11,04 МПа, турнейский – 9,77 МПа.

Для проведения оценки возможности объединения нескольких продуктивных пластов геолого-физические параметры (пористость, нефтенасыщенность, и проницаемость) приняты по данным ГИС.

Принятая для численных экспериментов проницаемость по объектам распределилась следующим образом: тульский – $305 \div 1702$ мД (среднее 753 мД), бобриковский – $218 \div 2280$ мД (среднее 771 мД), турнейский – $1,02 \div 644$ мД (среднее 20 мД).

На рис. 2 приведены выкопировка из карты распределения проницаемости по продуктивным пластам и геологический профиль распределения проницаемости по линии скважин №№866, 943р. Как видно из рисунка, проницаемости терригенных отложений тульского и бобриковского горизонтов сопоставимы между собой, как по скважине №866, так и по скважине №943р (Рис. 2г). Исключение составляет самый нижний объект – карбонатные отложения турнейский яруса.

Таким образом можно сказать, что выбранные продуктивные объекты на рассматриваемом Южно-Ферганском месторождении частично удовлетворяют приведенным выше качественным критериям для решения вопроса об объединении пластов для совместной эксплуатации в скважинах №866 и №943р.

Южно-Ферганское месторождение открыто в 2017 г., в промышленную разработку не введено. В настоящее время тульский (скв. №866) и бобриковский (скв. №943р) объекты введены в пробную эксплуатацию 01.12.2022 г. свабированием. Турнейский объект в эксплуатацию не введен.

С целью оценки потенциальной продуктивности данных скважин с использованием геолого-технологической модели рассмотрены прогнозные расчеты технологических показателей по вариантам с наиболее полной выработкой незначительных балансовых запасов нефти из продуктивных объектов.

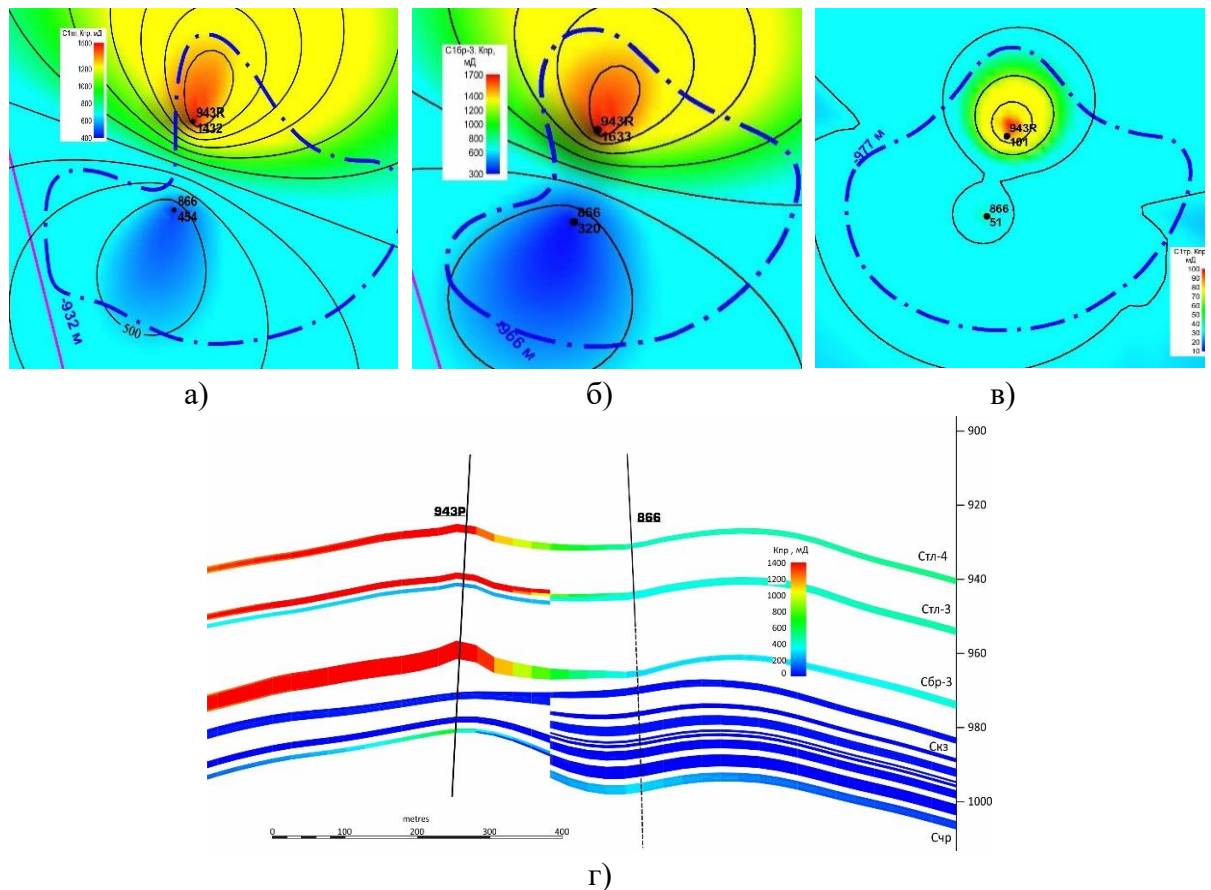


Рис. 2. Выкопировка из карты распределения проницаемости по:
а) тульскому, б) бобриковскому, в) турнейскому объекта и г) геологический профиль
распределения проницаемости по линии скважин №№866,943р

Рассмотрены следующие варианты: 1 (базовый) вариант при сложившейся системе разработки, 2 вариант с приобщением всех трех продуктивных объектов единым фильтром в скважинах №866 и №943р и 3 вариант - приобщение всех трех продуктивных объектов с использованием оборудования одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ) в скважинах №866 и №943р.

Полученное в результате расчетов прогнозные показатели по 1 базовому варианту позволили оценить производительность скважины №866 на тульском и №943р на бобриковском объектах.

Вариант 2 рассмотрен в соответствии с требованиями лицензионных соглашений о необходимости ввода в промышленную разработку всех ба-

лансовых запасов нефти Южно-Ферганского месторождения, в данном случае запасов нижнего турнейского объекта. С целью уменьшения капитальных вложений предусматривается эксплуатация всех объектов общим фильтром, в т.ч. приобщение к скважине №866 бобриковского и турнейского объектов и к скважине №943р – тульского и турнейского объектов.

Но, в данном случае, совместная эксплуатация трех объектов общим фильтром связана с целым рядом сложностей и проблем, в частности с такими, как отсутствие депрессии на каждый пласт в отдельности, возникновение перетоков из одного пласта в другой вследствие различных пластовых давлений, что ведет к потере дебита скважины на 15÷25 %.

При этом также нужно помнить, что приобщение не всегда возможно в связи с жесткими требованиями «Правил разработки нефтяных и газонефтяных месторождений» и «Правил охраны недр», предъявляемых к многопластовым объектам.

Выходом из данной ситуации может служить применение ОРЭ объектов, разработка которых общим фильтром невозможна по геолого-промышленным параметрам данных пластов, в нашем случае, это приобщение нижнего низкопроницаемого карбонатного пласта с верхними высокопроницаемыми терригенными пластами. При совместной работе высоко- и низкопроницаемых пластов объекта целесообразно эксплуатировать его с применением ОРЭ, разделив на две части (высоко- и низкопроницаемые пласты).

В связи с этим, был рассмотрен вариант 3 с применением ОРЭ, что дает возможность равномерно вырабатывать запасы из тульского, бобриковского и турнейского объектов скважинами №866 и №943р. Применение ОРЭ также позволяет создать депрессию на каждый пласт в отдельности и устранить возможные случаи перетоков из одного пласта в другой.

Анализ результатов прогнозных расчетов технологических показателей разработки по рассмотренным вариантам показывает, что выработка объектов Южно-Ферганского месторождения происходит неравномерно,

что выражается в значениях КИН в целом по месторождению. На рис. 3 представлено распределение КИН по вариантам в целом по месторождению и по объектам (тульский, бобриковский, турнейский).

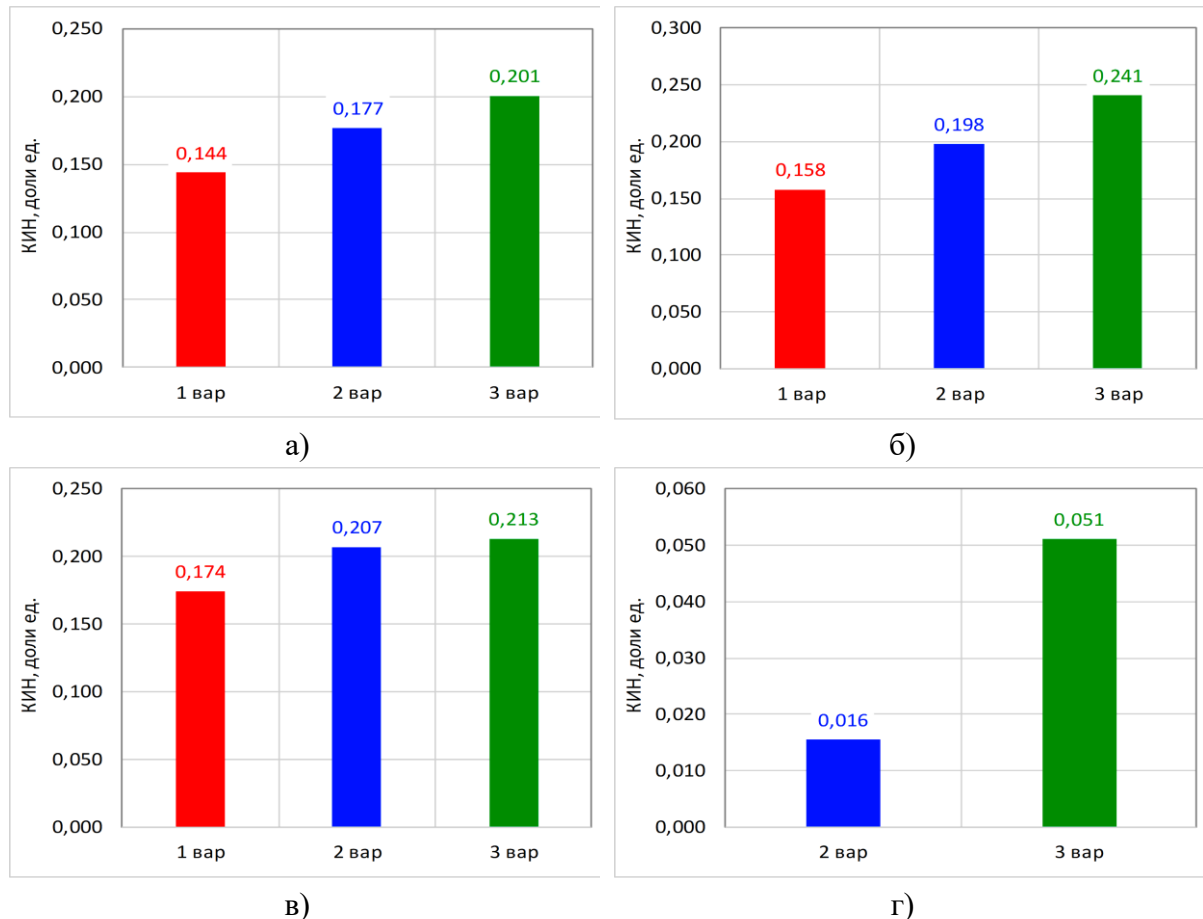


Рис. 3. Распределение КИН по вариантам: а) в целом по месторождению, б) тульский объект, в) бобриковский объект, г) турнейский объект

Из рис. 3а видно, что по 1 (базовому) варианту конечный КИН (на фиксированную дату 2035 г) конец разработки составляет 0,144 доли ед., с учетом того, что в данном варианте турнейский объект не эксплуатируется. По объектам разработки конечный КИН достигает следующих значений: по тульскому объекту - 0,158 доли ед., при утвержденном 0,210 доли ед., по бобриковскому – 0,174 доли ед., при утвержденном 0,290 доли ед (Рис. 3б,в).

По варианту 2 при эксплуатации скважин общим фильтром конечный КИН достигает величины 0,177 доли ед. (в 1,2 раза выше, чем в варианте 1)

(Рис. 3а). По объектам разработки конечный КИН достигает следующих значений: по тульскому объекту - 0,198 доли ед. (в 1,3 раза выше), по бобриковскому – 0,207 доли ед. (в 1,2 раза выше), по турнейскому – 0,016 доли ед., при утвержденном 0,250 доли ед. (Рис. 3б,в,г).

По варианту 3 при эксплуатации скважин с внедрением ОРЭ конечный КИН достигает величины 0,201 доли ед. (в 1,1 раза выше, чем в варианте 2) (Рис. 3а). По объектам разработки конечный КИН достигает следующих значений: по тульскому объекту - 0,241 доли ед. (в 1,2 раза выше), по бобриковскому – 0,213 доли ед. (в 1,03 раза выше), по турнейскому – 0,051 доли ед. (в 3,3 раза выше) (Рис. 3б,в,г).

Рассмотрим диапазон распределения проницаемости по слоям и накопленной добыче нефти по пластам при совместной разработке тульского, бобриковского и турнейского объектов по вариантам (Рис. 4).

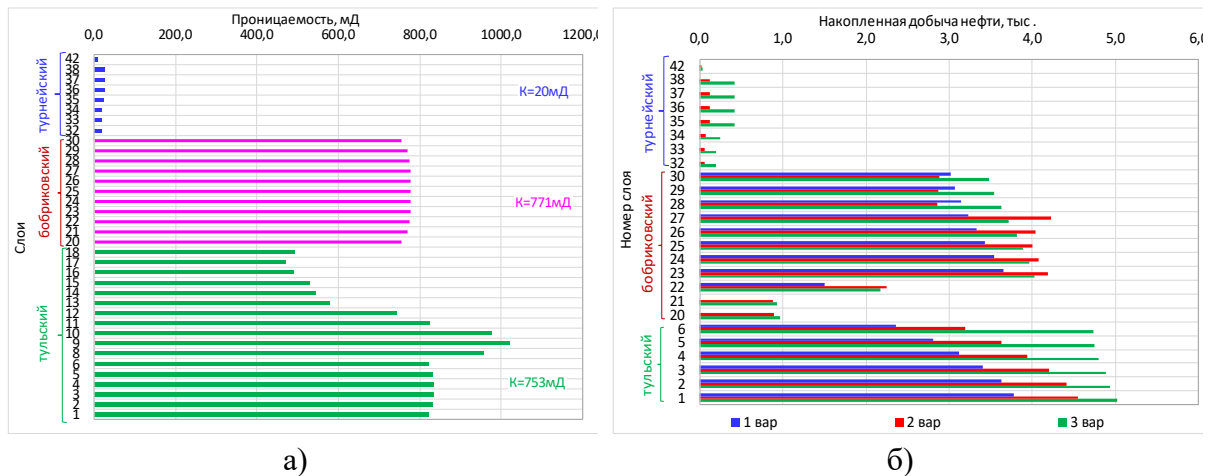


Рис. 4. Распределение: а) проницаемости, б) накопленной добычи нефти по слоям при совместной разработке тульского, бобриковского и турнейского объектов

Из рис. 2г можно было заметить, что тульский объект состоит из двух пачек с различным распределением проницаемости. Так в первой пачке со слоями 1÷6 проницаемость варьирует от 429,8 мД до 1493,8 мД (в среднем 829,1 мД), во второй пачке 8÷18 – от 218,1 мД до 2279,3 мД (в среднем 693,8 мД) (Рис. 4а). Но, к сожалению, вторая пачка тульского объекта

не нефтенасыщенная, в связи с этим, распределение накопленной нефти показано только по первой пачке (Рис. 4б). По данному рисунку отчетливо можно заметить, что по тульскому объекту по 2 варианту происходит заметное снижение накопленной добычи нефти к нижним интервалам перфорации скважин №866 и №943р. По варианту 3 с внедрением ОРЭ снижение накопленной нефти стабилизировалось. По бобриковскому объекту по 2 варианту накопленная добыча нефти сопоставима в слоях 23÷27, но в нижних интервалах она значительно ниже. По варианту 3 с внедрением ОРЭ наблюдается снижение накопленной нефти к нижним интервалам перфорации скважин №866 и №943р. По нижнему низкопроницаемому турнейскому объекту по 2 варианту с приобщением скважин общим фильтром малозначительная накопленная добыча нефти едва заметно увеличивается к нижним интервалам перфорации скважин №866 и №943р. Выявленная тенденция характерна так же для 3 варианта с внедрением ОРЭ, отличие только в том, что увеличение более заметное.

Для детального анализа характерных особенностей в распределении накопленной добычи нефти по слоям необходимо рассмотреть динамику эксплуатации скважин №866 и №943р по объектам по каждому варианту разработки.

На рис. 5 представлены графики динамики дебитов нефти по скважине №866 тульского и скважине №943р бобриковского объектов по вариантам и распределение накопленной добычи нефти по этим скважинам по объектам.

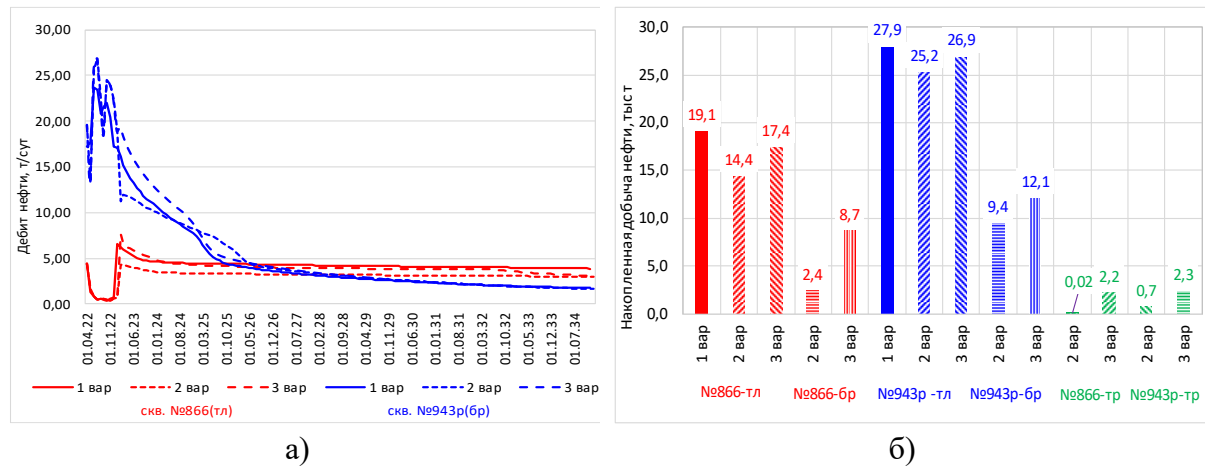


Рис. 5. Прогнозные технологические показатели: а) динамика дебитов нефти по скважинам №866 тульского и №943р бобриковского объектов, б) распределение накопленной добычи нефти по скважинам по вариантам

Из рис. 5а видно, что в варианте 2 с приобщением к скважине №866 бобриковского и турнейского объектов, а к скважине №943р – тульского и турнейского объектов происходит заметное снижение дебитов нефти в отличие от целевых объектов, что привело к значительному недобору в накопленной добыче нефти по данным скважинам с данных объектов (Рис. 5б).

Так, например, по скважине №866 после приобщения бобриковского и турнейского объектов накопленная добыча нефти на целевом тульском объекте упала на 25% (4,7 тыс. т.), по скважине №943р, после приобщения тульского и турнейского объектов на целевом бобриковском объекте – на 10% (2,7 тыс. т.). Но, при этом по приобщенным объектам по скважине №866 отобрано по бобриковскому – 2,4 тыс. т., по турнейскому – 0,02 тыс. т., по скважине №943р по тульскому – 9,4 тыс. т., по турнейскому – 0,69 тыс. т. По варианту 2 в целом по скважине №866 накопленная добыча нефти составит 16,8 тыс. т., по скважине №943р – 35,3 тыс. т.

Из рис. 5а можно заметить, что в варианте 3 с приобщением к скважине №866 бобриковского и турнейского объектов, а к скважине №943р – тульского и турнейского объектов с использованием ОРЭ также происходит

некоторое небольшое снижение дебитов нефти в отличие от целевых объектов, что привело к значительному недобору в накопленной добыче нефти по данным скважинам с данных объектов (Рис. 5б).

По скважине №866 после приобщения с ОРЭ бобриковского и турнейского объектов накопленная добыча нефти на целевом тульском объекте упала на 9% (1,7 тыс. т.), по скважине №943р, после приобщения с ОРЭ тульского и турнейского объектов на целевом бобриковском объекте – на 3,8% (1,1 тыс. т.). Но, при этом по приобщенным объектам в скважине №866 отобрано по бобриковскому – 8,7 тыс. т., по турнейскому – 2,2 тыс. т., по скважине №943р по тульскому – 12,1 тыс. т., по турнейскому – 2,3 тыс. т. По варианту 2 в целом по скважине №866 накопленная добыча нефти составит 28,2 тыс. т., по скважине №943р – 41,3 тыс. т. (Рис. 5б).

Таким образом, анализ полученных результатов прогнозных расчетов технологических показателей по всем вариантам позволяет утверждать, что на Южно-Ферганском месторождении существует возможность для интенсификации выработки балансовых запасов как путем приобщения всех пластов эксплуатирующимися скважинами №866 и №943р общим фильтром, так и с внедрением ОРЭ для приобщения тульского, бобриковского и турнейского объектов. Причем, если приобщение общим фильтром позволяет отобрать в целом по месторождению 52,1 тыс. т. нефти, то внедрение ОРЭ дает возможность увеличить добычу нефти на 33,2% (69,4 тыс. т.).

Проведенные численные расчеты показали, что разная стратегия выработки запасов нефти трехпластовой залежи при неизменной системе скважин может изменить КИН залежи в пределах нескольких процентов (Рис. 3). В результате, сопоставив рациональный подход к разработке многопластовой залежи, позволяющий повысить эффективность выработки запасов, с методами увеличения нефтеотдачи (МУН), которые дают аналогичный по величине прирост КИН, можно сделать вывод, что данный подход можно рассматривать как технологию применения МУН.

Таким образом получено, что при совместной эксплуатации нескольких интервалов перфорации, относящихся к различным по проницаемости пластам, добыча нефти, как правило, поступает только из высокопроницаемого пропластка. Также показано, что вариативность коэффициента проницаемости по толщине и площади является одной из основных причин низкой нефтеотдачи в многопластовых месторождениях. В результате этого коэффициент проницаемости остаётся единственным параметром, значение которого невозможно изменить на всём протяжении эксплуатации объекта.

Выводы

1. Проведенные численные расчеты показали, что разная стратегия выработки запасов нефти трехпластовой залежи при неизменной системе скважин может изменить КИН залежи в пределах нескольких процентов. В результате, сопоставив рациональный подход к разработке многопластовой залежи, позволяющий повысить эффективность выработки запасов, с методами увеличения нефтеотдачи (МУН), которые дают аналогичный по величине прирост КИН, можно сделать вывод, что данный подход можно рассматривать как технологию применения МУН.

2. Получено, что при совместной эксплуатации нескольких интервалов перфорации, относящихся к различным по проницаемости пластам, добыча нефти, как правило, поступает только из высокопроницаемого пропластка.

3. Показано, что вариативность коэффициента проницаемости по толщине и площади является одной из основных причин низкой нефтеотдачи в многопластовых месторождениях. Поэтому коэффициент проницаемости остаётся единственным параметром, значение которого невозможно изменить на всём протяжении эксплуатационного объекта.

4. Анализ полученных результатов прогнозных расчетов технологических показателей по всем вариантам, позволяет утверждать, что для условий

Южно-Ферганского месторождения существует возможность интенсификации выработки балансовых запасов как путем приобщения всех пластов эксплуатирующимися скважинами №866 и №943р общим фильтром, так и внедрением ОРЭ для приобщения тульского, бобриковского и турнейского объектов. Причем, если приобщение скважин общим фильтром позволяет отобрать в целом по месторождению 52,1 тыс. т. нефти, то внедрение ОРЭ дает возможность увеличить добычу нефти до 69,4 тыс. т.

5. Резюмируя можно сказать, что при соблюдении основных качественных критериев по приобщению нескольких объектов появляется возможность для решения множества важнейших задач, таких как: повышение производительности скважин; повышение темпа ввода месторождений в разработку; приобщение к разработке объектов с непромышленными и низкорентабельными запасами нефти; интенсификация разработки отдельных объектов за счет уплотнения сетки скважин.

Список литературы

1. Яртиева А.Ф., Хакимянов И.Н., Петров В.Н., Идиятуллина З.С. Совершенствование технологий по выработке запасов нефти из неоднородных и сложнопостроенных коллекторов Республики Татарстан / А.Ф. Яртиева, И.Н. Хакимянов, В.Н. Петров, З.С. Идиятуллина – Казань: Изд-во «Ихлас», 2016. –192 с.
2. А.Г. Хабибрахманов, А.Т. Зарипов, И.Н. Хакимянов, Р.И. Шешдилов, Д.К. Шайхутдинов, А.Ф. Яртиева Оценка эффективности уплотнения сетки скважин на низкопроницаемых карбонатных коллекторах (на примере месторождений Республики Татарстан) / А.Г. Хабибрахманов, А.Т. Зарипов, И.Н. Хакимянов, Д.К. Шайхутдинов, А.Ф. Яртиева. – Казань: Изд-во «Ихлас», 2017. – 199 с.
3. Установка для одновременно-раздельной эксплуатации трех объектов в скважине, с использованием дифференциального насоса УОРЭ 3-ДН-146 (168) [Текст] / Руководство по эксплуатации 3ДН 146.11 РЭ. – Бугульма: ТатНИПИнефть, 2011. – 18 с.
4. Хисамов, Р.С. Геолого-экономические перспективы развития ресурсной базы Волго-Уральской нефтегазоносной провинции [Текст] / Р.С. Хисамов, А.Ф. Яртиева, В.Г. Базаревская. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2007. – 264 с.
5. Лушпеев В.А., Цику Ю.К., Федоров В.Н. / Технологии добычи нефти из возвратных объектов разработки (на примере ОАО «Сургутнефтегаз») //Нефтегазовое дело. 2014, том 12, № 3
6. Цику Ю.К. / Исследование и разработка методов контроля и оптимизации выработки запасов многопластовых объектов при одновременно-раздельной эксплуатации: дис. канд. техн. наук : 25.00.17 : защищена : утв. / Ю.К. Цику. - М., 2015. - с. 150.

7. Афанасьев В.А. / Проблемы внедрения технологии одновременно-раздельной эксплуатации на многопластовых месторождениях России [и др.] // Нефтяное хозяйство. 2011. № 7. с. 94-97.
8. Каналин В.Г. Геолого-промысловые основы оценки целесообразности объединения продуктивных пластов в один эксплуатационный объект / В.Г. Каналин // Известия вузов. Нефть и газ. - №1. С. 35-40.
9. Леонов В.А. Разукрупнение объектов разработки как метод повышения нефтеотдачи / В.А. Леонов // Вестник недропользователя ХМАО. – 2008. №16. С. 1-6.
10. Базив В.Ф. Объединять или не объединять пласты в один объект разработки? / В.Ф. Базив // Нефтяное хозяйство. – 2005.- №4. С. 104 - 106.
11. Обобщение опыта и совершенствование принципов разработки малоэффективных нефтяных месторождений Республики Татарстан: отчет по Государственному контракту № 1.5.4.2/05 / ООО «Наука»; И. Н. Хакимзянов. – Бугульма, 2007.

References

1. Yartiev A.F., Khakimzyanov I.N., Petrov V.N., Idiyatullina Z.S. Sovershenstvovanie tekhnologiy po vyrabotke zapasov nefti iz neodnorodnykh i slozhnopostroennykh kollektorov Respubliki Tatarstan [Improvement of technologies for reserves recovery from heterogeneous and complex reservoirs in the Republic of Tatarstan]. Kazan: Ikhlas Publ., 2016. 192 P. (in Russian).
2. Khabibrakhmanov A.G., Zaripov A.T., Khakimzyanov I.N., Sheshdirov R.I., Shaikhutdinov D.K., Yartiev A.F. Otsenka effektivnosti uplotneniya setki skvazhin na nizkopronitsaemykh karbonatnykh kollektorakh (na primere mestorozhdeniy Respubliki Tatarstan) [Assessment of efficiency of infill drilling in low-permeability carbonate reservoirs in the Republic of Tatarstan]. Kazan: Ikhlas Publ., 2017. 199 P. (in Russian).
3. Dual completion system for operation of three production targets using UORE-3-DN-146 (168) differential pump. Operator's manual, Bugulma: Tat-NIPIneft, 2011. P. 18. (in Russian).
4. Khisamov R.S., Yartiev A.F., Bazarevskaya V.G. Geologo-ekonomicheskie perspektivy razvitiya resursnoy bazy Volgo-Uralskoy neftegazonosnoy provintsii [Geological and economic prospects for the development of the resource base of the Volga-Ural oil and gas province]. Moscow: VNIIOENG, 2007. 264 P. (in Russian).
5. Lushpeev V.A., Tsiku Yu.K., Fedorov V.N. Technology of oil production from the return of development objects on the example of OAO "Surgutneftgas". Neftegazovoye Delo [Petroleum Engineering], 2014, Vol. 12., No. 3. (in Russian).
6. Tsuku Yu.K. Research and development of methods for management and optimization of reserves recovery from multilayer production targets using dual completion systems. PhD thesis. Moscow, 2015. 150 P. (in Russian).
7. Afanasiev V.A., Problems of dual completion technology implementation at multilayer fields of Russia. Neftyanoe Khozaistvo [Oil Industry]. 2011, No.7, pp. 94-97. (in Russian).
8. Kanalin V.G. Geologo-promyslovye osnovy otsenki tselesoobraznosti obedineniya produktivnykh plastov v odin ekspluatatsionnyy obektov. Geological and production basis for assessment of reasonability of combining productive formations into a single production target. Izvestiya vuzov. Neft i gaz [Oil and Gas Studies], No.1, pp. 35-40. (in Russian).
9. Leonov V.A. Razukrupnenie obektov razrabotki kak metod povysheniya nefteotdachi [Disaggregation of production targets as enhanced oil recovery method]. Vestnik nedropol'zovatelya [Bulletin of Subsoil User], 2008, No.16. pp 1-6. (in Russian).
10. Baziv V.F. Ob"edinyat' ili ne ob"edinyat' plasty v odin ob"ekt razrabotki? [Combine or do not combine reservoirs in a single production target]. Neftyanoe Khozaistvo [Oil Industry], 2005, No.4, pp. 104 - 106. (in Russian).

11. Khakimzyanov I.N. Summarizing the experience and improvement of development concepts for marginal oil fields in the Republic of Tatarstan. Report under State contract. OOO Nauka, Bugulma, 2007. (in Russian).

Сведения об авторах

Хакимзянов Ильгизар Нургизарович, доктор технических наук, заведующий лабораторией отдела разработки нефтяных месторождений, институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, профессор кафедры «Разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений» Филиал УГНТУ в г. Октябрьском
Россия, 423236, Бугульма, ул. Мусы Джалиля, 32
E-mail: khakimzyanov@tatnipi.ru.

Петров Владимир Николаевич, заведующий сектором отдела разработки нефтяных месторождений, институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина
Россия, 423236, Бугульма, ул. Мусы Джалиля, 32
E-mail: petrov@tatnipi.ru

Александров Дмитрий Александрович, специалист проектного офиса, институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина
Россия, 423236, Бугульма, ул. Мусы Джалиля, 32
E-mail: AleksandrovDmitriyA@tatnipi.ru

Баязитова Лейсан Рустамовна, специалист (гидро-модельер) проектного офиса, институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина
Россия, 423236, Бугульма, ул. Мусы Джалиля, 32
E-mail: Bayazitova-LR@tatnipi.ru

Хакимзянова Ольга Ивановна, младший научный сотрудник отдела разработки нефтяных месторождений, институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина
Россия, 423236, Бугульма, ул. Мусы Джалиля, 32
E-mail: kama@tatnipi.ru

Давлетшин Ренат Фатыхович, ведущий инженер отдела разработки нефтяных месторождений, институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина
Россия, 423236, Бугульма, ул. Мусы Джалиля, 32
E-mail: DavletshinRF@tatnipi.ru

Authors

I.N. Khakimzyanov, Doctor of Engineering Sciences, Head of the Laboratory of the Oil Field Development Department «TatNIPIneft» PJSC «Tatneft» named after V.D. Shashin, Professor at the Department of Oil and Gas Field Exploration and Development Ufa State Petroleum Technological University, Branch of the University in the City of Oktyabrsky 32, M. Jalil Street, Bugulma, 23236, Russian Federation
E-mail: khakimzyanov@tatnipi.ru

V.N. Petrov – Ph. doctor of Engineering Sciences, head of the sector of department of development of oil fields «TatNIPIneft» PJSC TATNEFT
32, M. Jalil Street, Bugulma, 23236, Russian Federation
E-mail: petrov@tatnipi.ru

D.A. Alexandrov - specialist of design office, oil fields «TatNIPIneft» PJSC TATNEFT
32, M. Jalil Street, Bugulma, 23236, Russian Federation
E-mail: AleksandrovDmitrijA@tatnipi.ru

L.R. Bayazitova - specialist (gidro-fashion designer) of design office, oil fields «TatNIPIneft» PJSC TATNEFT
32, M. Jalil Street, Bugulma, 23236, Russian Federation
E-mail: Bayazitova-LR@tatnipi.ru

O.I. Khakimzyanova - junior researcher of department of development of oil fields «TatNIPIneft» PJSC TATNEFT
32, M. Jalil Street, Bugulma, 23236, Russian Federation
E-mail: kama@tatnipi.ru

R.F. Davletshin - leading engineer of department of development of oil fields, oil fields «TatNIPIneft» PJSC TATNEFT
32, M. Jalil Street, Bugulma, 23236, Russian Federation
E-mail: DavletshinRF@tatnipi.ru

Статья поступила в редакцию 23.02.2023

Принята к публикации 20.03.2023

Опубликована 30.03.2023