

УДК 622.276.43
МРНТИ 52.47.19

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108676>

Получена: 02.10.2023.

Одобрена: 06.12.2023.

Опубликована: 30.12.2023.

Научный обзор

О заводнении низкопроницаемых пластов

С.Ф. Берсенев¹, Г.Н. Бадамшина¹, Я.В. Евлампиев¹, О.В. Емченко²,
И.З. Муллагаллин¹

¹Уфимский научно-технический центр, г. Уфа, Россия

²НГТ-Информационные технологии, г. Уфа, Россия

АННОТАЦИЯ

В связи с истощением запасов углеводородов в традиционных залежах с хорошими фильтрационно-ёмкостными свойствами в настоящее время всё выше проявляется интерес к трудноизвлекаемым запасам, и основной сложностью при разработке таких коллекторов является эффективность систем поддержания пластового давления. При разработке низкопроницаемых коллекторов можно выделить различные механизмы вытеснения нефти при заводнении. Для коллекторов с проницаемостью менее 1 мД нет необходимости держать высокое устьевое давление, более того, при большой накопленной компенсации остановка поддержания пластового давления до полугода не приводит к падению добычи, что создаёт предпосылки для организации циклического заводнения. Это позволит решить ряд проблем, возникающих на фоне поддержания пластового давления при работе в таких условиях.

Фациальное строение коллекторов подчас оказывает решающее влияние на работу скважин и их взаимовлияние. Переход к разработке месторождений со сложным геологическим строением, низкими фильтрационными характеристиками пласта, существованием геологических тел с различными свойствами требует не только тщательности в формировании концептуального представления о месторождении, но и создания детализированных фациальных цифровых карт с учётом существования зон с различным осадконакоплением, как следствие, создающим зоны с отличающимися фильтрационно-ёмкостными свойствами, требующими различных подходов к разработке.

Ключевые слова: ачимовская толща, заводнение, циклическая закачка, фация, механизмы вытеснения нефти, компенсация.

Как цитировать:

Берсенев С.Ф., Бадамшина Г.Н., Евлампиев Я.В., Емченко О.В., Муллагаллин И.З. О заводнении низкопроницаемых пластов // *Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана*. 2023. Том 5, №4. С. 5–23.
DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108676>.

UDC 622.276.43
CSCSTI 52.47.19

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108676>

Received: 02.10.2023.

Accepted: 06.12.2023.

Published: 30.12.2023.

Review article

About flooding of low-permeable formations

Sergey F. Bersenev¹, Guzel N. Badamshina¹, Yaroslav V. Evlampiev¹,
Olga V. Emchenko², Ilyas Z. Mullagalin¹

¹Ufa Scientific and Technical Center, Ufa, Russia

²NGT-Information Technology, Ufa, Russia

ANNOTATION

Due to the depletion of hydrocarbon reserves in traditional reservoirs with good filtration and reservoir properties, there is currently increasing interest in hard-to-recover reserves, and the main difficulty in developing such reservoirs is the efficiency of reservoir pressure maintenance systems. When developing low-permeability reservoirs, various mechanisms of oil displacement during flooding can be distinguished. For reservoirs with permeability less than 1 mD, there is no need to maintain high wellhead pressure; moreover, with a large accumulated compensation, stopping the maintenance of reservoir pressure for up to six months does not lead to a drop in production, which creates the prerequisites for organizing cyclic flooding. This will solve a number of problems that arise while maintaining reservoir pressure when working in such conditions.

The facies structure of reservoirs sometimes has a decisive influence on the performance of wells and their interinfluence. The transition to the development of fields with a complex geological structure, low filtration characteristics of the formation, the existence of geological bodies with different properties requires not only careful formation of a conceptual understanding of the field, but also the creation of detailed facies digital maps taking into account the existence of zones with different sedimentation, which, as a consequence, creates zones with different filtration and capacitance properties, requiring different approaches to development.

Key words: *Achimov sequence, flooding, cyclic injection, facies, oil displacement mechanisms, compensation.*

To cite this article:

Bersenev SF, Badamshina GN, Evlampiev YV, Emchenko OV, Mullagalin IZ. About flooding of low-permeable formations. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2023;5(4):5–23. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108676>.

ӨЖ 622.276.43

ГТАХР 52.47.19

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108676>

Қабылданды: 02.10.2023.

Мақұлданды: 06.12.2023.

Жарияланды: 30.12.2023.

Ғылыми шолу

Өткізгіштігі төмен қабаттардың сулануы туралы

С.Ф. Берсенев¹, Г.Н. Бадамшина¹, Я.В. Евлампиев¹, О.В. Емченко²,
И.З. Муллағалин¹

¹Уфа ғылыми-техникалық орталығы, Уфа қаласы, Ресей

²МГТ-Ақпараттық технологиялар, Уфа қаласы, Ресей

ТҮЙІНДЕМЕ

Жақсы сүзу-сыйымдылық қасиеттері бар дәстүрлі кен орындарындағы көмірсутектер қорларының сарқылуына байланысты қазіргі уақытта алуы қиын қорларға қызығушылық артып келеді және мұндай коллекторларды дамытудағы негізгі қиындық – бұл қысымды ұстап тұру жүйелерінің тиімділігі. Өткізгіштігі төмен коллекторларды игеру кезінде су басу кезінде мұнайдың ығысуының әртүрлі механизмдерін ажыратуға болады. Өткізгіштігі 1 мД-ден аз коллекторлар үшін жоғары сағалық қысымды ұстап тұрудың қажеті жоқ, сонымен қатар үлкен жинақталған өтемақы кезінде қабат қысымын алты айға дейін ұстап тұруды тоқтату өндірістің төмендеуіне әкелмейді, бұл циклдік су тасқынын ұйымдастырудың алғышарттарын жасайды. Бұл осындай жағдайларда жұмыс істеу кезінде қабаттық қысымды ұстап тұру қорында туындайтын бірқатар проблемаларды шешуге мүмкіндік береді.

Коллекторлардың фашиалды құрылымы кейде ұңғымалардың жұмысына және олардың өзара әсеріне шешуші әсер етеді. Күрделі геологиялық құрылымы бар кен орындарын игеруге көшу, қабаттың фильтрациялық сипаттамалары төмен, әртүрлі қасиеттері бар геологиялық денелердің болуы кен орны туралы концептуалды түсінікті мұқият қалыптастыруды ғана емес, сонымен қатар толық фашиялық цифрлық карталарды жасауды талап етеді. Әртүрлі шөгінділері бар аймақтардың болуын ескере отырып, соның салдарынан әртүрлі фильтрациялық және сыйымдылық қасиеттері бар аймақтарды жасайды, игерудің әртүрлі тәсілдерін қажет етеді.

Негізгі сөздер: ачимов қалыңдығы, сулану, циклдік айдау, фашия, мұнайды ығыстыру механизмдері, өтемақы.

Дәйексөз келтіру үшін:

Берсенев С.Ф., Бадамшина Г.Н., Евлампиев Я.В., Емченко О.В., Муллағалин И.З. Өткізгіштігі төмен қабаттардың сулануы туралы // *Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы*. 2023. 5 том, №4, 5–23 б. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108676>.

Введение

При разработке классических коллекторов с высокой проницаемостью разделить эффекты от поддержания пластового давления (далее – ППД), один из которых связан с передачей импульса или градиента давления, второй – с процессом вытеснения нефти, проблематично, потому что скорости продвижения фронта нагнетаемых вод и передачи импульса давления сопоставимые. При аномально низких проницаемостях можно выделить оба эффекта по отдельности, а, точнее, увидеть ситуацию, когда импульс давления подошёл к зоне отбора, и наблюдается восстановление пластового давления (Рпл), но роста обводнённости при этом не происходит. В данном случае скорость фронта нагнетаемых вод (далее – ФНВ) значительно меньше, чем скорость передачи импульса. Происходит капиллярная пропитка, и вода вытесняет нефть, хотя и с малой скоростью, и в этом смысле система ППД эффективна и работает.

Поскольку продвижение фронта нагнетания идёт с низкой скоростью, вокруг нагнетательных скважин создаются зоны высокого давления. Увеличение устьевого давления для повышения закачки будет приводить к негативным эффектам в виде возникновения трещин автоматического гидравлического разрыва пласта (далее – авто-ГРП) и формированию галерей трещин. Однако этот же эффект создаёт благоприятные условия для организации циклического заводнения. За счёт созданной зоны высокого давления даже после остановки ППД окружающие добывающие скважины продолжают работать без потерь. После расформирования накачанной зоны система ППД снова запускается.

На традиционных коллекторах увеличение проницаемости на 1 мД незначительно и неощутимо, а на низкопроницаемых коллекторах подчас происходит аналогичное изменение проницаемости в два, а иногда и в три раза. В таких условиях влияние фаций сказывается сильнее. Граница разных фаций может создавать эффект непроницаемого барьера, каналы фации могут служить для быстрого продвижения закачки в совершенно неожиданном направлении. Без учёта этих явлений невозможно создать эффективную стратегию разработки пласта.

В настоящей работе на примере месторождения, скважины которого вскрывают низкопроницаемые ачимовские горизонты со средней проницаемостью ≈ 2 мД, показано влияние различий геологического строения в разных частях месторождения на выбор стратегии разработки и эффективных мероприятий по повышению нефтеотдачи и снижению операционных затрат.

Об энергетике ачимовского объекта

Разработка ачимовского объекта на рассматриваемом месторождении началась в 2003 г. Объект состоит из трёх пластов (Ач1, Ач2 и Ач3) со средней проницаемостью менее 1 мД на западе и до 10 мД на восточном крае. Система разработки площадная девятиточечная, по сетке 500х500. Средний дебит нефти скважин составляет 6 т/сут при обводнённости в 67%, темп отбора от текущих извлекаемых запасов ТИЗ 5,6%.

Погружение в анализ разработки ачимовского объекта началось с вопроса эффективности системы ППД, а именно её работоспособности как таковой. На объекте в течение длительного времени держалась компенсация в среднем выше 200%, а в некоторых областях выше 300%, но напрямую на работе добывающего фонда это не отражалось: не происходило соразмерного роста добычи жидкости, резкого роста обводнённости. Что не менее важно, согласно замерам пластового давления в зоне отбора, давление сильно снижено.

Встал вопрос, а работает ли система ППД в принципе на этом объекте? И если работает, есть ли необходимость увеличить устьевое давление для увеличения приемистости нагнетательных скважин?

Для ответа на эти вопросы был проведён анализ замеров пластового давления по данным гидродинамических исследований (далее – ГДИС). По результатам анализа построена карта изобар. Поскольку все скважины разрабатываются с гидравлическим разрывом пласта (далее – ГРП), то при построении карты изобар также были учтены трещины ГРП по скважинам.

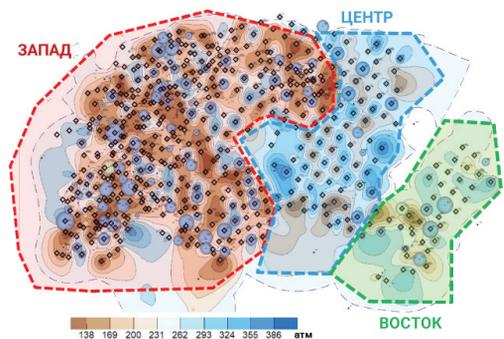


Рисунок 1. Карта изобар объекта Ач
Figure 1. Isobar chart of productive Ach formation

По темпам выравнивания давления между нагнетательными и добывающими скважинами выделяются три зоны: условно Запад, Центр и Восток (рис. 1).

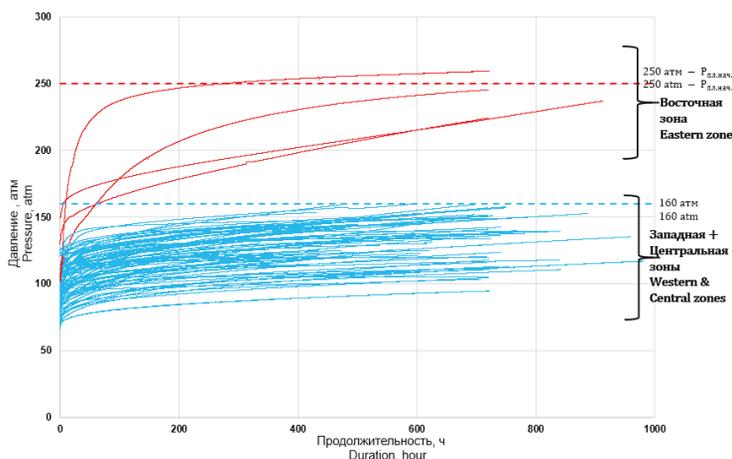


Рисунок 2. Кривые восстановления давления
Figure 2. Pressure buildup curves

Наблюдается различный характер кривых восстановления давления (далее – КВД) для Восточной и Западно-Центральной зон. По Восточной зоне значения устремляются к 250 атм, что не наблюдается в случае Западно-Центральной зоны – оценка пластового давления по последним точкам КВД не превышает значения в 160 атм (рис. 2). Скорость изменения давлений показывает различную реакцию пласта на закачку, что позволяет разделить месторождение на зоны с принципиально разными механизмами вытеснения.

Разобраться в причинах, вызывающих вышеобозначенные вопросы, используя традиционные подходы, в текущем геологическом представлении не удалось. Было принято решение углубляться в изучение геологического строения: выполнить детальную корреляцию отдельных пластов в ачимовской толще, сделать анализ фациального и литологического строения.

Характерной особенностью этого пласта является наличие скоплений нефти в линзах песчано-алевритистых пород разной протяженности. Продуктивные горизонты неокомского возраста имеют сложное клиноформное строение и состоят из частого чередования прослоев песчаников и глин преимущественно малой толщины. Формирование клиноформных тел происходило в результате сноса кластического материала в западном и северо-западном направлении.

На основании концептуальной модели месторождения выделены основные фации и построены фациальные карты по пластам. В границах месторождения выявлены:

- зона аномального бажена с естественной трещиноватостью, включенного в ачи-

мовский горизонт в восточной части месторождения;

- зоны турбидитовых каналов с повышенными фильтрационными свойствами, создающими анизотропию свойств в восточной части;

- относительно однородная по фильтрационно-ёмкостным свойствам (далее – ФЕС) западная низкопроницаемая зона (рис. 3).

Получив фациальные карты и сделав сопоставления параметров разработки по блокам, появились ответы на многие поставленные вопросы. Работа блока в схожих фациальных условиях имеет одинаковый характер (рис. 4).

Фациальное строение востока и запада объекта Ач сильно различается. Западная часть (турбидитовая лопасть) характеризуется относительной однородностью свойств. Здесь не выделено зон с улучшенными фильтрационными свойствами благодаря турбидитовым каналам или естественной трещиноватости. Соответственно, и работа скважин в этих частях очень разная.

В блоке 2, который находится на западном участке, классическое фронтальное вытеснение. В блоке 7 характер работы скважин более хаотичный, осложнён влиянием канальных фаций и аномальным баженом (рис. 5). Это говорит о том, что к различным зонам – Запад, Центр и Восток – необходимо отнести с точки зрения разработки по-разному.

О работе скважин на западном участке

Работа западного участка была рассмотрена на примере блока 1. На графике (рис. 6) представлены средние параметры работы скважин. Выделены три участка:

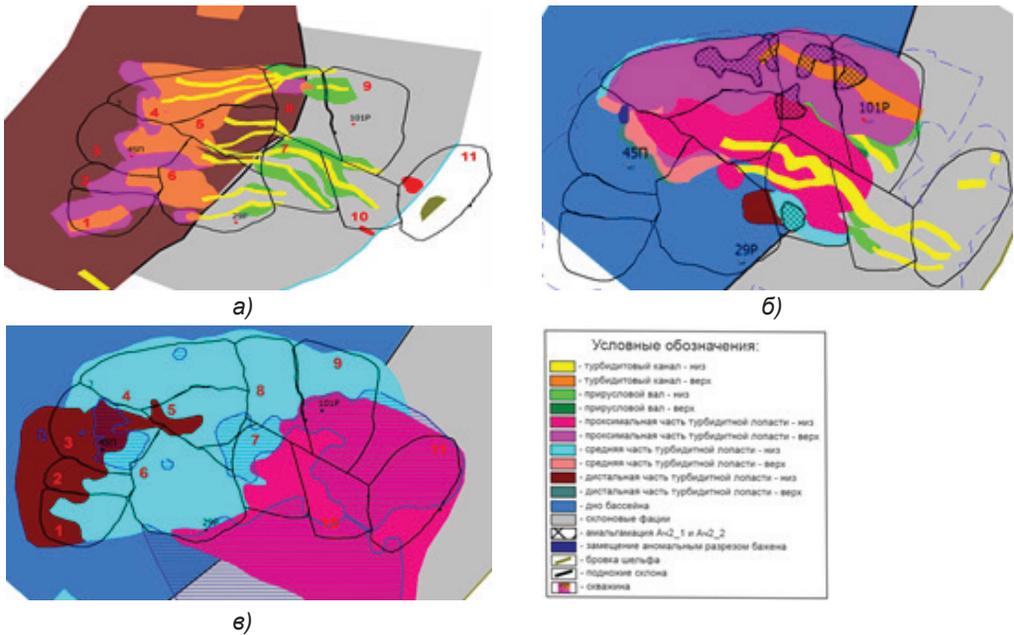


Рисунок 3. Фациальные карты по пластам

Figure 3. Facial maps of formations

a) A41 / Ach1; б) A42/1 / Ach2/1; в) A42/2 / Ach2/2

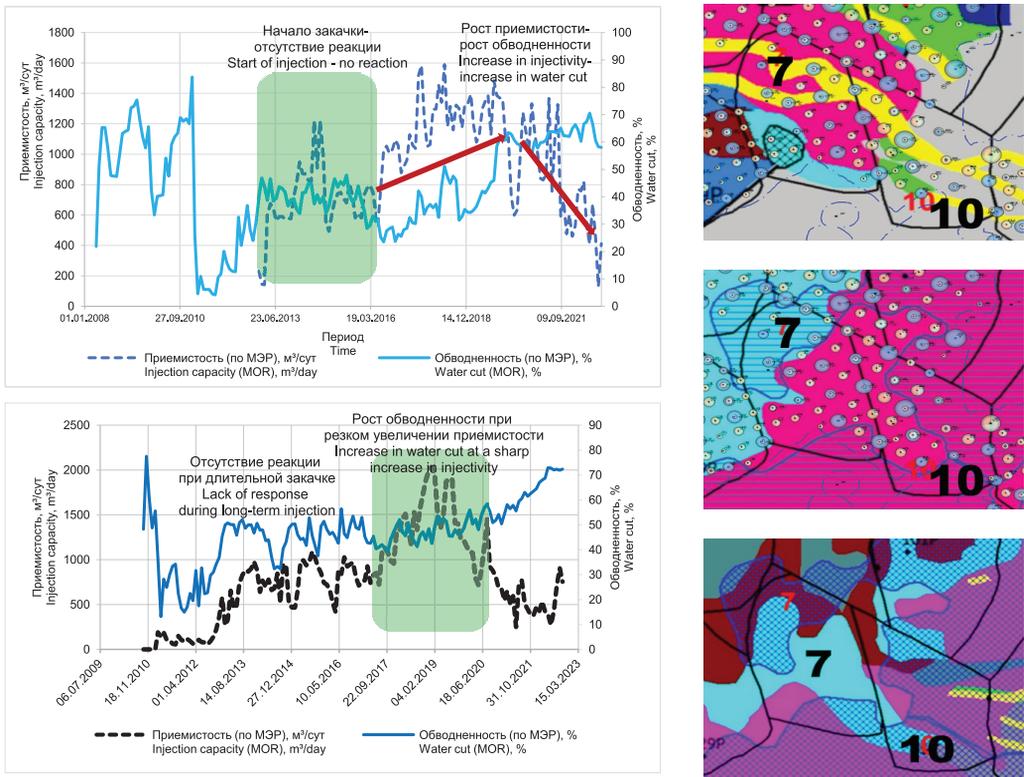


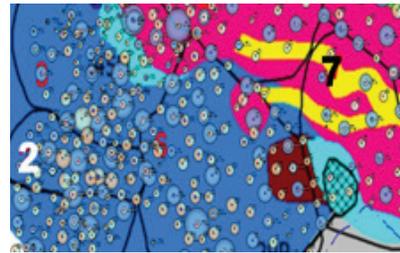
Рисунок 4. Работа блоков со схожим фациальным строением. Карты фаций пластов

Figure 4. Performance of blocks with similar facies structure. Facial maps

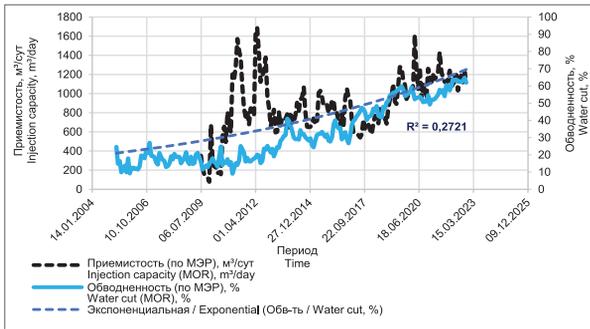
а) блок 10 / block 7; б) блок 7 / block 7; в) A41/2 / Ach1/2; г) A42/3 / Ach2/3; д) A43 / Ach3



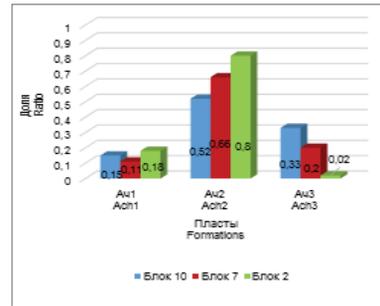
а)



б)

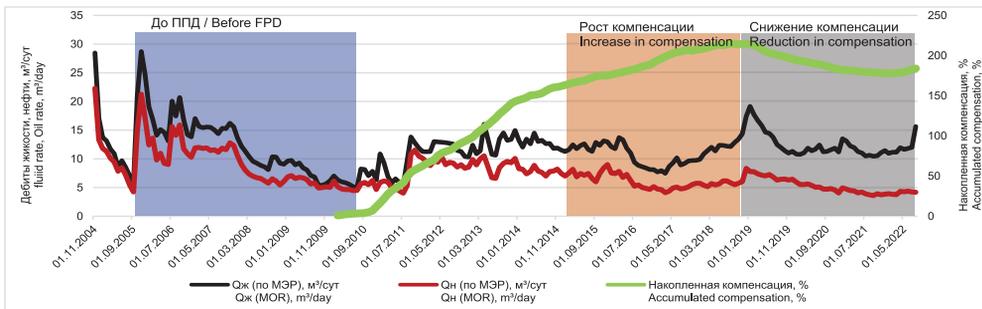


в)

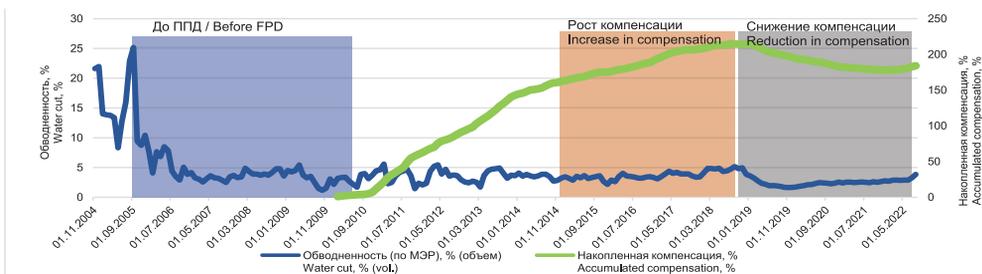


г)

Рисунок 5. Сравнение работы блоков 7 и 2 в разных фациальных условиях
Figure 5. Comparison of the operation of blocks 7 and 2 in different facial conditions
 а) блок 7 / block 7; б) фациальная карта пласта Ас2/1 / Facial map of Ach formation 2/1;
 в) блок 2 / block 2; г) доли вскрытия пластов Ас1, Ас2, Ас3 в разных блоках /
 Completion well ratio of Ach1, Ach 2, Ach 3 formations in different blocks



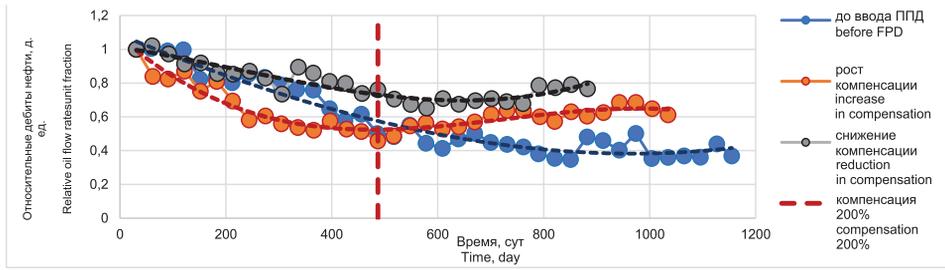
а)



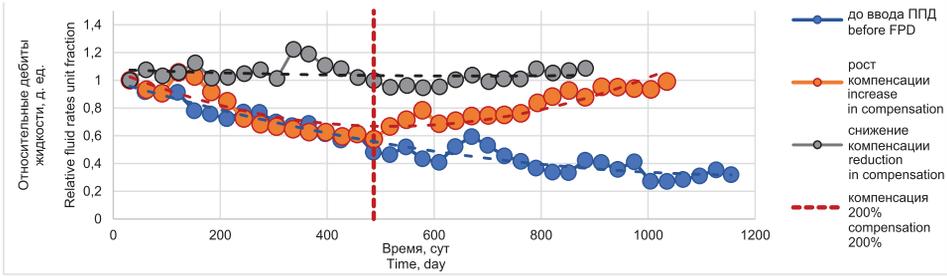
б)

Рисунок 6. Работа скважин блока 1 на западе объекта Ас
Figure 6. Well performance diagram for block 1 to the north of Ach formation

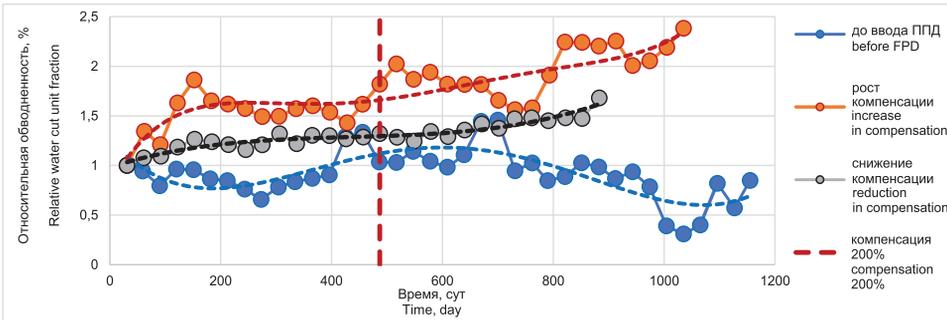
а) дебиты жидкости, нефти / liquid rate, oil rate; б) обводненность / water cut
 Qн – накопленная добыча нефти / simulative oil production,
 Qж – накопленная добыча жидкости / accumulated fluid production



а)



б)

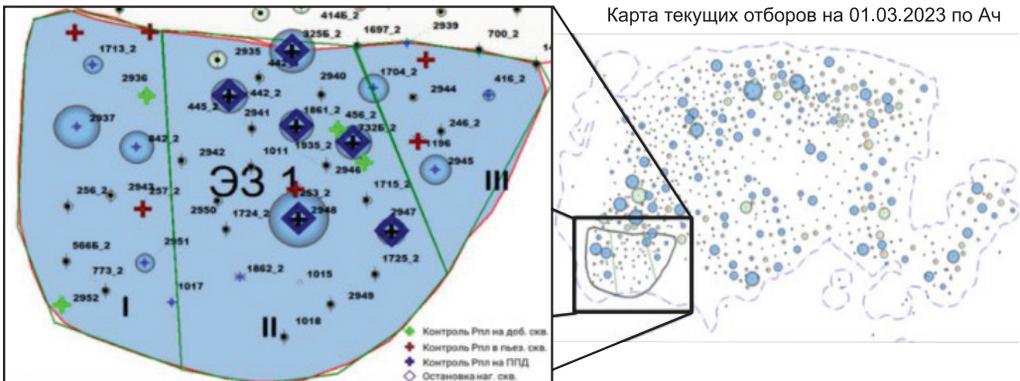


в)

Рисунок 7. Сравнение трех участков работы блока 1

Figure 7. Comparison of three sections of block 1 performance

а) относительные дебиты нефти / relative oil flow rate; б) относительные дебиты жидкости / relative fluid rate; в) относительные обводненности / relative water cut



Карта текущих отборов на 01.03.2023 по Ач

Рисунок 8. Схема блока 1 для ОПР (фаза1)
Figure 8. Block 1 map for pilot project (phase 1)

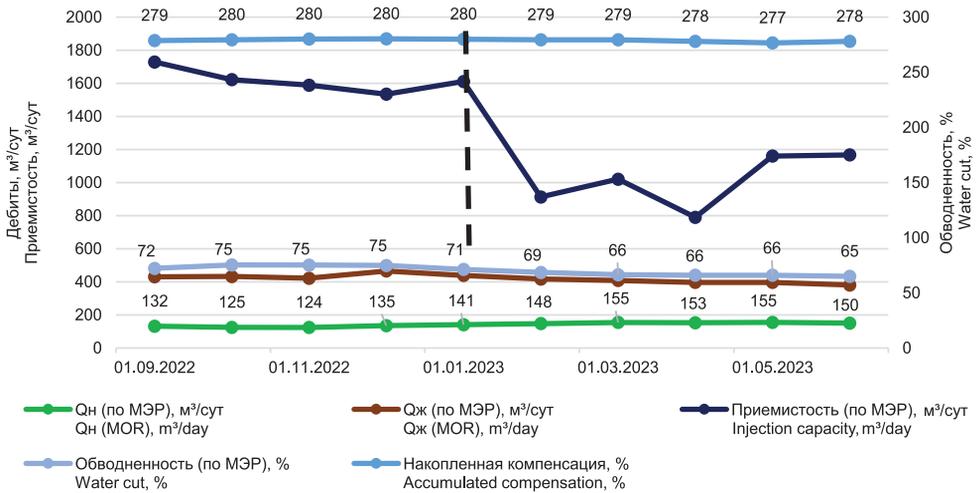


Рисунок 9. Динамика работы скважин на блоке 1

Figure 9. Well performance dynamics in block 1

МЭР/ MOR – месячный эксплуатационный рапорт / monthly operational report

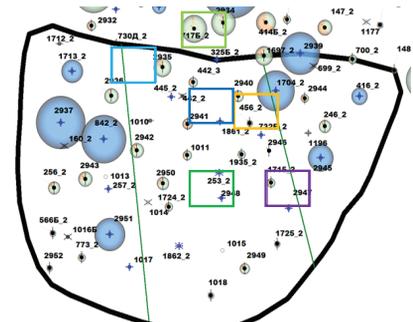
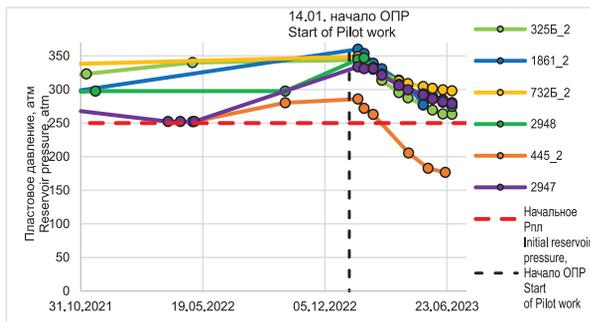


Рисунок 10. Энергетическое состояние блока 1

Figure 10. Excited energy state of block 1

а) контроль пластового давления в рамках ОПР / Reservoir pressure monitoring during pilot project;
 б) контрольные скважины на блоке 1 / Inspection wells of block 1

до ввода ППД, рост компенсации и снижение компенсации.

Для оценки динамики изменения дебитов нефти и жидкости и обводнённости на трёх участках были построены нормированные графики параметров (рис. 7). Нормирование выполнялось на каждом участке отдельно по начальным значениям параметра в периоде. Графики показывают относительное изменение параметров с начала каждого периода, что позволяет оценить динамику их изменений.

Сравнение темпов падения дебитов жидкости показывает, что до начала заводнения темп падения выше: это говорит о том, что система ППД однозначно необходима. Однако при росте и снижении компенсации темпы падения сопоставимы. Если сравнивать темпы роста обводнённости, можно

заметить, что при снижении компенсации темп роста обводнённости также снижается. Таким образом, снижение закачки при накопленной компенсации выше 200% не приводит к падению жидкости и нефти по блоку.

Во всех блоках на западе объекта Ач накопленная компенсация держится выше 200%, т.е. запас энергетики в пласте достаточно большой. На западе действует одна из разновидностей вытеснения нефти при заводнении – перенос импульса давления: создание зоны высокого пластового давления, поддерживающей работу добывающей скважины при малой скорости продвижения фронта нагнетаемых вод (далее – ФНВ) (конусы выноса с низкими ФЕС). Фронт закачки в данном случае продвигается за счёт капиллярной пропитки. Как следствие, влияния ППД в виде роста

обводнённости и жидкости не наблюдается, а, точнее, имеется большая задержка (рис. 7).

Учитывая этот эффект, в данных условиях должна сработать циклическая закачка, когда группы нагнетательных скважин будут запускаться и останавливаться по очереди. В период работы будет создаваться зона с высоким пластовым давлением, а в период остановки – медленно разряжаться. Для проверки этого утверждения были запущены опытно-промышленные работы (далее – ОПР) на блоке 1.

ОПР проводится в две фазы. Блок условно разделили на три участка (рис. 8). В фазе 1 нагнетательные скважины на участке II полностью остановлены (синие ромбы), а на участках I и III – усиление закачки. Для контроля над энергетическим состоянием блока необходимо проведение регулярных замеров по остановленным ППД. В этих целях были остановлены две добывающие скважины и ещё по одной выполнен замер статического уровня (Нст) после длительной остановки.

Период остановки длится ориентировочно полгода (фаза 1). В ходе проведения ОПР осуществляется оперативный контроль и принимаются решения по управлению процессом в зависимости от реакции скважин на остановку закачки.

На момент написания статьи можно оценить полученные результаты, поскольку ОПР длится с января 2023 г. (рис. 9).

За период с начала ОПР в целом наблюдаются положительные тенденции. Дебит жидкости по блоку 1 стабилен в связи с высоким энергетическим состоянием на участке ОПР, по обводнённости снижение составляет 10%, по нефти наблюдается прирост в 11%, или 13 т/сут. Дополнительная добыча нефти оценивается в районе 4,5 тыс. т. На данном участке геолого-технических мероприятий не было, вся дополнительная добыча получена за счёт циклической закачки.

В целом энергетическое состояние стабильно. По большинству остановленных скважин идёт медленное снижение пластового давления, т.е. ожидаемое расформирование зоны высокого давления, однако пока в зоне нагнетания пластовое давление выше начального уровня. Исключение составляет скважина 445_2: по ней давление снизилось ниже начального уровня, что указывает на наличие прямой связи с добывающей скважиной 2935, возможно, посредством трещины ГРП (рис. 10).

Для дополнительного контроля энергетики была остановлена низкодебитная скважина 456_2, оснащенная термоманометрической системой (далее – ТМС) (рис. 11). Непрерывные замеры с ТМС скважины 456_2

демонстрируют медленное восстановление давления со скоростью 0,1 атм/сут. Когда энергетика в залежи высокая, наблюдается рост давления, хоть и медленный. Когда начнётся спад по замерам – это однозначный сигнал, что энергетика истощена и необходимо запускать ППД. На текущий момент перелома динамики, указывающей на начало снижения пластового давления, пока нет. Тем не менее следует иметь в виду, что реакция на закачку будет небыстрой и доводить до момента начала спада нежелательно. Таким образом, замеры показывают, что за счёт накопленной энергии в течение полугода залежь может нормально функционировать.

Анализ результатов в течение 5 мес. показывает наличие положительного эффекта от ОПР1 и создает предпосылки для расширения ОПР на другие блоки. Проведя сопоставление компенсации, обводнённости, времени работы ППД, скорости роста обводнённости, а также фациальной обстановки, был сделан вывод, что под расширение ОПР подходят западная и северная части объекта Ач. Чтобы избежать рисков резкого падения добычи из-за перехода в циклический режим работы системы ППД, расширение ОПР будет проводиться в ползущем варианте от блока к блоку, с постоянным контролем эффективности и энергетики, чтобы своевременно вносить корректировки в работу скважин в блоках.

Первый шаг расширения сделан на север – на блок 2. Его также разбили на три участка согласно фациальной обстановке. В блоке 2 по краевым участкам компенсация выше, а по центральному ниже – фактически реализуется подход ОПР, хотя и не в полной мере. Ввиду особенностей распределения компенсации по участкам блоков 1 и 2 принято решение объединить их в общую схему и распределить участки с работающей системой ППД в шахматном порядке, синхронизировав запуск ППД с уже идущей ОПР на блоке 1 (рис. 12).

В фазе 1 в блоке 2 останавливаются скважины на краевых участках с высокой компенсацией, и продолжает работать ППД в центральной зоне. В фазе 2 ситуация меняется на противоположную. В случае положительного эффекта от ОПР на этих блоках будет рассматриваться дальнейшее расширение на все западные блоки объекта Ач.

Результат анализа разработки ачимовского объекта и результаты первой фазы ОПР1 на блоке 1 показали эффективность организации циклического заводнения. За счёт организации циклического заводнения могут быть получены технологические и экономические эффекты:

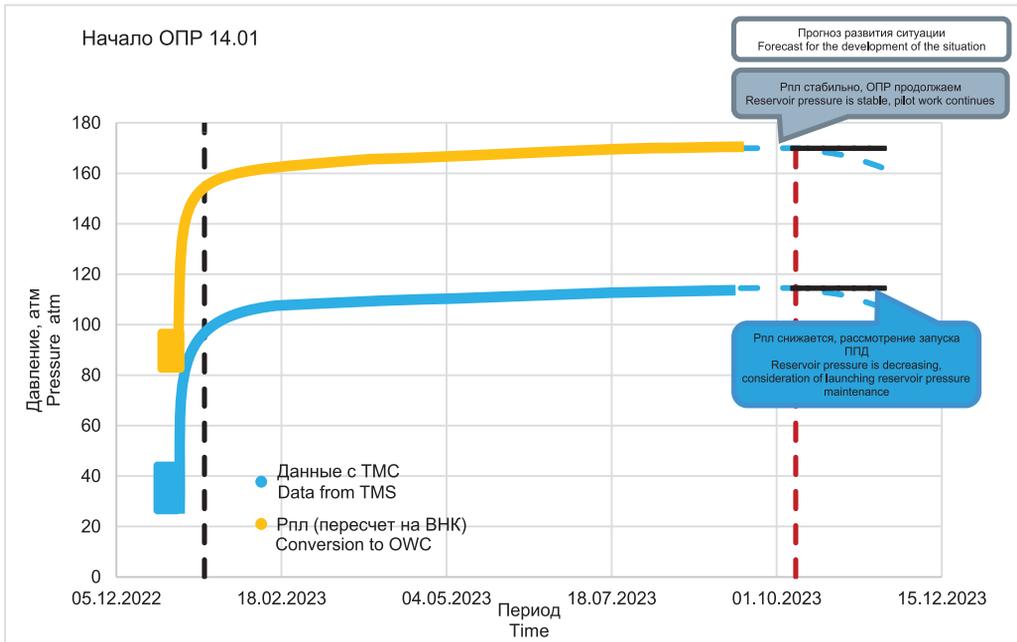


Рисунок 11. Замеры TMC по остановленной добывающей скважине
 Figure 11. Telemetry measurements in shut-in oil production well

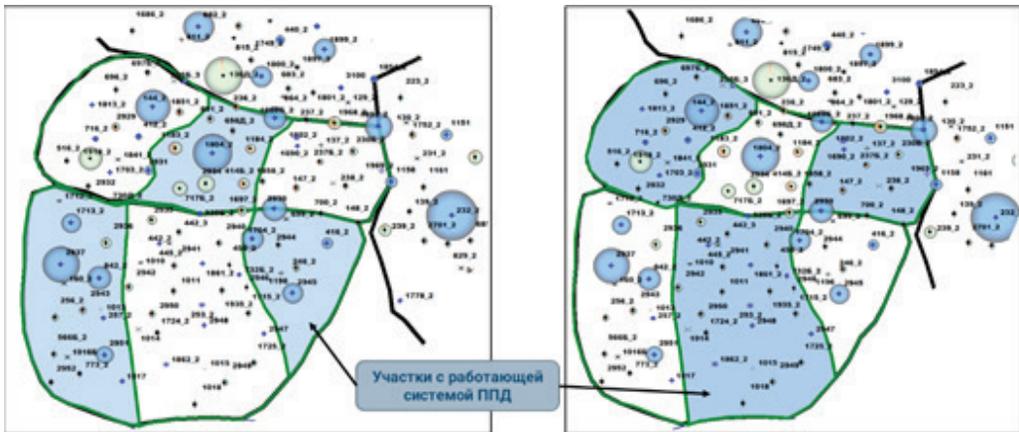


Рисунок 12. Схема ОПР по двум блокам
 Figure 12. Pilot project map of two blocks
 а) первая фаза / first phase; б) вторая фаза / second phase

- снижение обводнённости добываемой продукции;
- вовлечение в разработку не дренировавшихся зон пласта;
- сокращение затрат на работу скважин ППД;
- снижение попутно добываемой воды, в т.ч. за счёт уменьшения «лишней» воды от стравливания ППД на автоматизированной газо-замерной установке (далее – АГЗУ) при необходимости ремонта;

- сокращение сроков и стоимости ремонта скважин ППД.

О работе скважины на восточном участке с разработкой в зоне аномального разреза бажена

Приведенная фаціальная карта демонстрирует различия в фаціальній обстановке на западном и восточном участках. Восточный участок находится в глубоком влиянии аномального разреза бажена (далее –

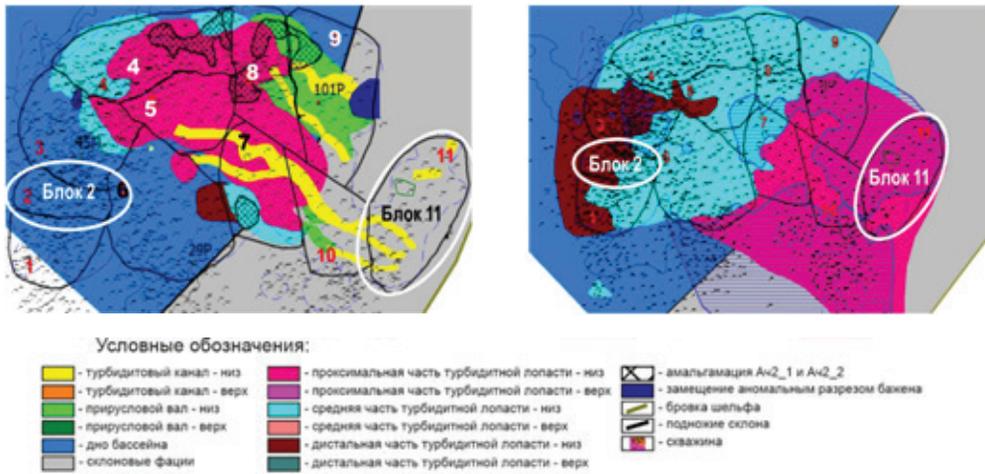


Рисунок 13. Фациальные карты объекта Ач
Figure 13. Facies maps of Achformation
 а) Ач2/1 / Ач2/1; б) Ач2/2, Ач2/3 / Ач2/2, Ач2/3

АРБ) (рис. 13). На участках АРБ битуминозные породы расколоты многочисленными трещинами, расчленены на отдельные прослои и линзы, а также встречаются в виде обломков разных размеров и степени окатанности в небитуминозных породах, по облику напоминающие неокомские отложения.

Система трещин баженовской свиты (далее – БС) является проводником за счёт относительно высокой проницаемости, ёмкость трещин и пористость незначительны, поэтому запасы флюидов в такой системе пренебрежимо малы (рис. 14).

При сравнении западного и восточного блоков видим различные характеры работы блоков: блок 2 – классическое фронтальное вытеснение, блок 11 – быстрое обводнение скважин, наличие прорывов воды с резким обводнением продукции (рис. 15–17). Характеристики вытеснения также показывают, что блок 11 работает хуже. Структура работы фонда схожая по этим блокам, соотношение добывающих и нагнетательных скважин и показатели накопленной компенсации сопоставимы.

Рассмотрим конкретный пример. Скважина 2853 работала с низкой обводнённостью, но после смены насоса произошло сильное увеличение депрессии, в результате чего скважина резко обводнилась до 80% (рис. 18). При этом увеличения дебита жидкости не наблюдается. Для сравнения, на соседней скважине 2868 увеличения депрессии не было, и она работает с низкой обводнённостью. Таким образом, создание высокой депрессии привело к тому, что вода от ППД прорвалась по трещинам ГРП через зону АРБ в добывающую скважину. Поэтому при работе

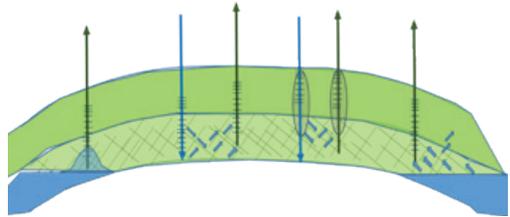
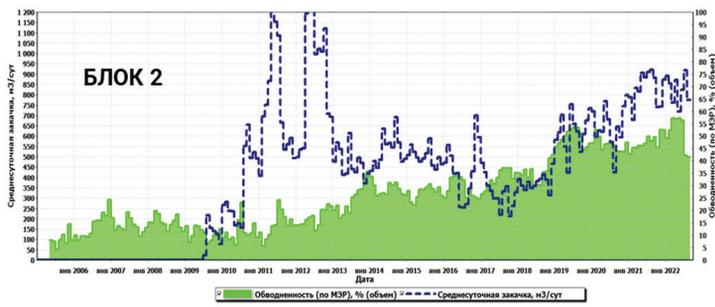


Рисунок 14. Примерная схема системы трещин пород АРБ
Figure 14. Approximate diagram of the fracture system in rocks of the anomalous section of the Bazhenov formation

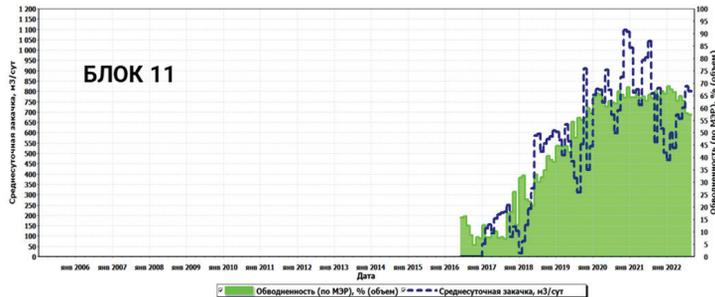
скважин в зоне распространения АРБ важно выдерживать оптимальную депрессию.

Согласно отчётам о ГРП, среднее давление раскрытия трещин составляет 350 атм, глубина залегания объекта Ач – 2500 м, гидростатическое давление 250 атм при среднем устьевом давлении 100–150 атм, забойное давление на нагнетательных скважинах колеблется в диапазоне 350–410 атм. Анализ работы скважин показывает, что высокое устьевое давление также приводит к быстрому обводнению скважин, т.к. забойное давление превышает давление раскрытия трещин, что приводит к образованию авто-ГРП и прорывам воды. Таким образом, оптимальным вариантом является устьевое давление не выше 120 атм (рис. 19).

Также необходимо отметить, что на низкопроницаемых коллекторах важную роль играют показатели накопленной компенсации. Для условий данного месторождения

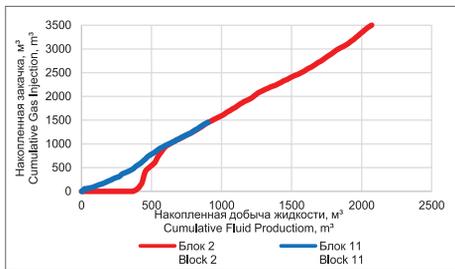


а)

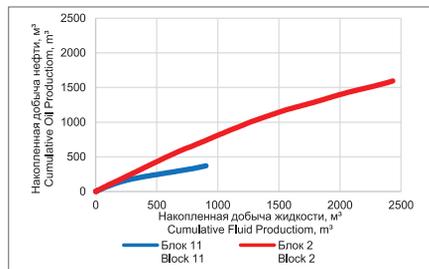


б)

Рисунок 15. Сравнение работы блоков на востоке и западе объекта Ач
Figure 15. Comparison of eastern and western blocks performance of Achformation
а) запад / west; б) восток / east



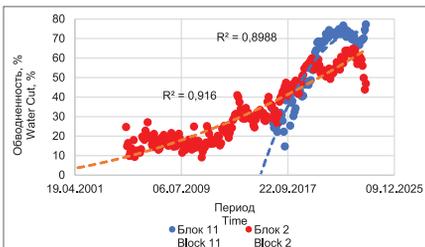
а)



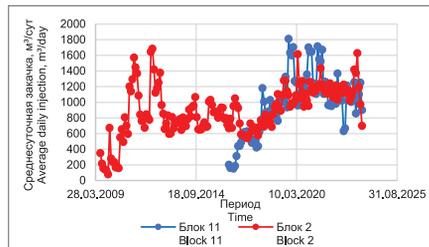
б)

Рисунок 16. Зависимость накопленной добычи жидкости от накопленной добычи нефти и от накопленной закачки
Figure 16. Dependence of accumulated fluid production on accumulated oil production and on accumulated injection

а) накопленная добыча нефти / cumulative oil production; б) накопленная закачка / accumulated injection



а)



б)

Рисунок 17. Поведение обводнённости и среднесуточной закачки в разных блоках
Figure 17. Behavior of water cut and average daily injection in different blocks
а) обводнённость / water cut; б) среднесуточная закачка / daily average injection

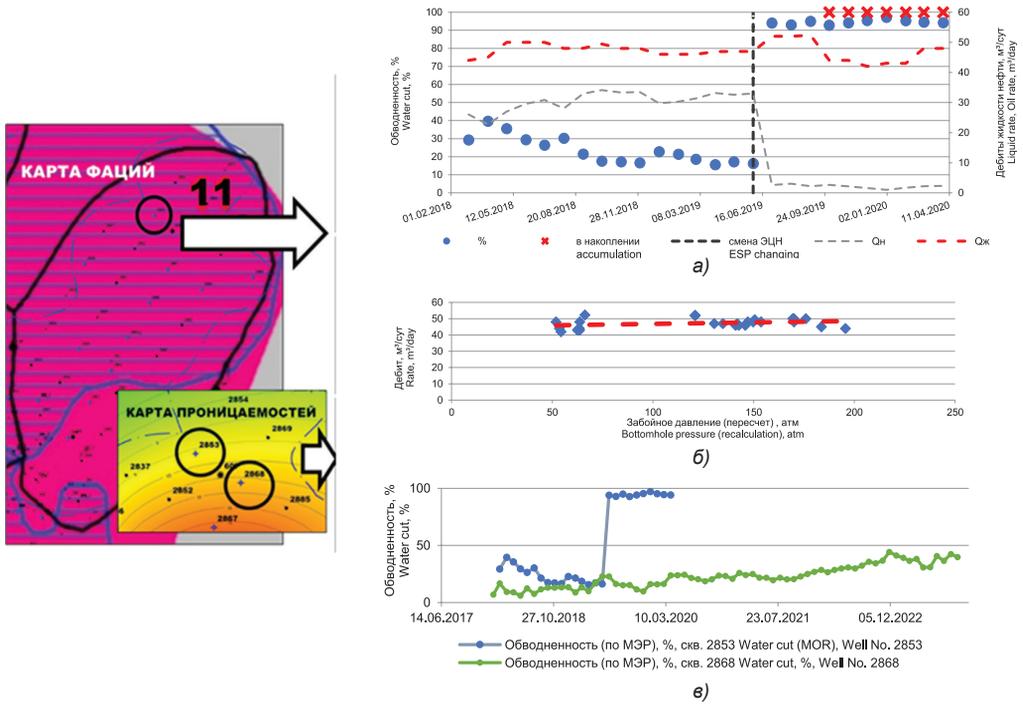


Рисунок 18. Работа скважин на восточном участке

Figure 18. Wells performance in the eastern site

а) скв. 2853 / Well No. 2853; б) Qж от Pзab, скв. 2853 / liquid flow rate from, bottomhole pressure;

в) скв. 2853 в сравнении со скв. 2868 / well 2853 in comparison with well 2868

Qж – накопленная добыча жидкости / accumulated fluid production,

Pзab – забойное давление / bottomhole pressure

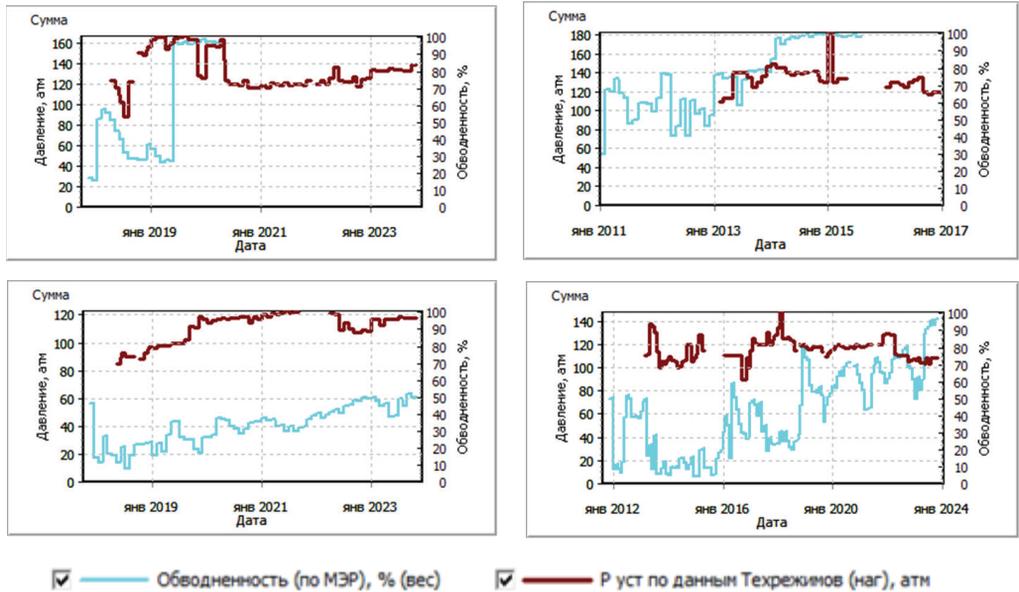


Рисунок 19. Определение оптимального давления закачки

Figure 19. Determination of the optimal injection pressure

а) скв. 2853–2867 / well No. 2853–2867; б) скв. 1382–1388 / well No. 1382–1388;

в) скв. 2884–2868 / well No. 2884–2868; г) скв. 1329–1343 / well No. 1329–1343

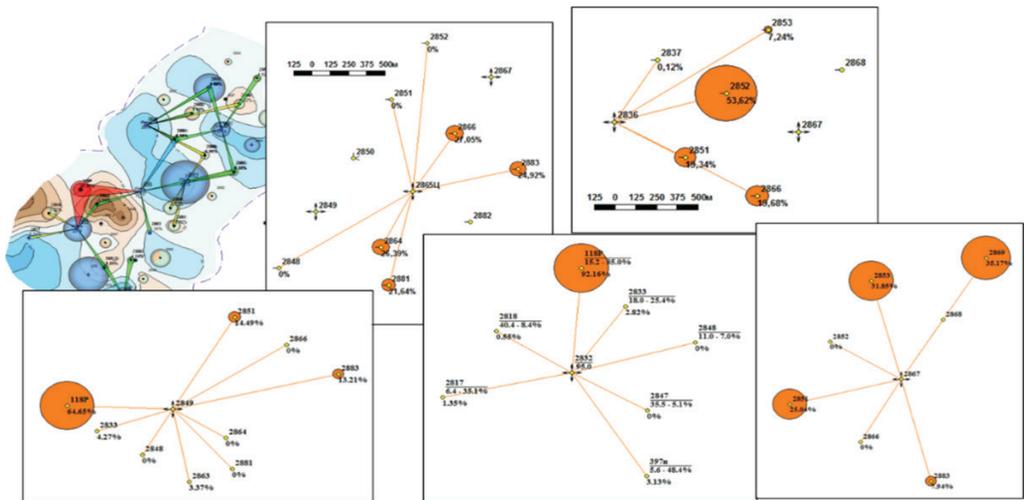


Рисунок 20. Результаты трассерных исследований
Figure 20. Results of tracer studies

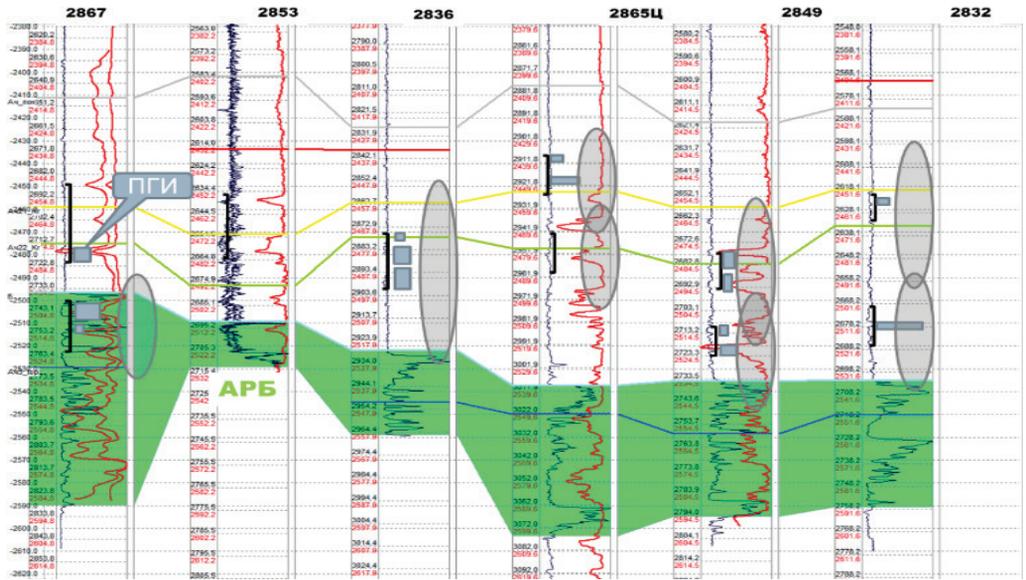


Рисунок 21. Корреляционная схема по скважинам ППД с трассерными исследованиями
Figure 21. Correlation pattern for reservoir pressure maintenance wells with tracer studies

оптимальное значение накопленной компенсации составляет 150–200%.

Результаты трассерных исследований показывают, что нет выдержанного направления реакции нагнетательных скважин на добывающие. Добывающие скважины с наибольшим выходом индикатора расположены не по стрессу, а в случайных направлениях от ППД (рис. 20). Это может указывать на влияние нагнетательных скважин на добывающие через АРБ.

Рассмотрим геологический разрез по скважинам ППД с трассерными исследованиями. Скважина 2867 вскрывает перфорацией интервалы аномального бажена и, согласно проведенному промысловому геофизическому исследованию (далее – ПГИ), 65% закачки уходит в него. Другие скважины АРБ не вскрывают перфорацией напрямую, но на всех скважинах были проведены ГРП, и трещины ГРП дотягиваются до зоны АРБ, и, по данным ПГИ, большая часть закачки

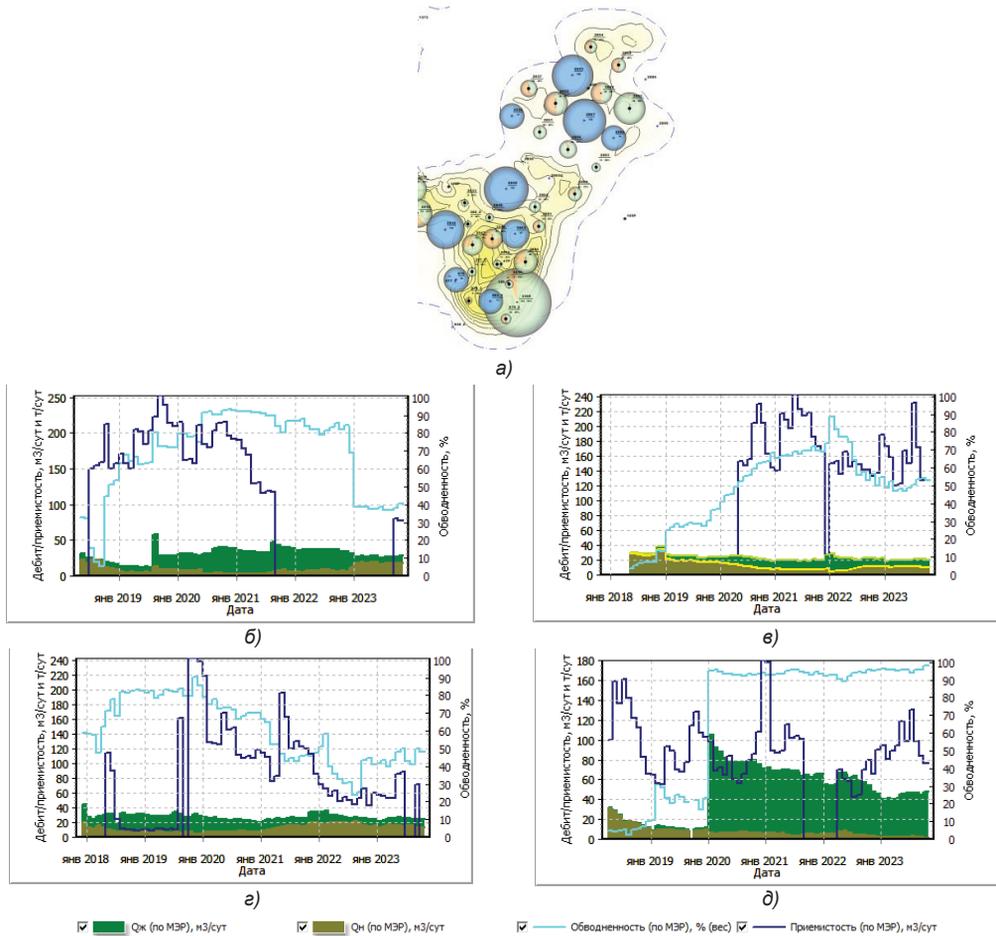


Рисунок 22. Динамика обводнения скважин восточного участка

Figure 22. Dynamics of wells' water cut in the eastern site

а) карта текущих отборов пласта Ач восточного участка / Chart of current production of the Ach formation in the eastern site; б) графики работы скв. 2837–2836 / schedules of performance of wells 2837–2836; в) графики работы скважин 2853–2854 / schedules of performance of wells 2853–2854; г) графики работы скважин 2869–2886 / schedules of performance of wells 2869–2886; д) графики работы скважин 2885–2884 / schedules of performance of wells 2885–2884

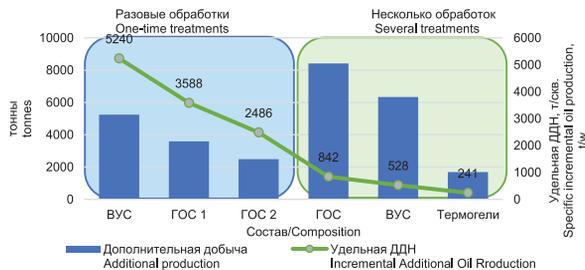


Рисунок 23. Результаты воздействия ФХМУН нагнетательных скважин восточного участка в 2017–2022 гг.

Figure 23. Results of physical and chemical methods of increasing oil recovery of injection wells in the eastern site (2017–2022)

ФХМУН – физико-химические методы увеличения нефтеотдачи / physical and chemical methods of increasing oil recovery; ДД – дополнительная добыча / additional recovery; ДДн – дополнительная добыча нефти / incremental oil production; ВУС – вязкоупругий состав /hi-vis pill; ГОС – гелеобразующий состав / gellant gelling agent

уходит в нижние интервалы, а, значит, вероятно, уходит по трещине в аномальный бажен (рис. 21).

Анализ динамики обводнения показывает, что изменение обводнённости связано с работой системы ППД (рис. 22). Не отмечается выдержанного направления влияния, нет зависимости от стресса, реакция идёт по всем направлениям. При этом есть влияние фациальной обстановки на взаимосвязь скважин.

Таким образом, прослеживается комбинированное влияние нескольких нагнетательных скважин на добывающую. В условиях наличия зоны АРБ с повышенной трещиноватостью, наличия высокопроводящих каналов и трещин ГРП и авто-ГРП эффективно применение мероприятий по выравниванию профиля приемистости (далее – ВПП).

За период 2017–2022 гг. было проведено 32 скважино-операции по ВПП. Выполненные расчеты по дифференциальным и интегральным характеристикам вытеснения показали, что эффективность ВПП достаточно высокая (рис. 23). Некоторые технологии показали высокую эффективность, однако это были разовые закачки для оценки новых технологий. С учётом полученного эффекта необходимо повторное их применение на данном участке.

Термогели показали низкую эффективность из-за сильного разбавления товарной формы реагента при обработках, в результате чего снижается прочность образовавшегося осадка. Последующая продавка большим объёмом воды разрушает тыловую часть образовавшегося неустойчивого осадка и может привести к практически полному восстановлению проницаемости водонасыщенной пористой среды по воде. Если использовать составы в концентрациях 1:3 или 1:4, прочность гелей была бы на порядок выше, и эффект, соответственно, был бы значительным, несмотря на меньший объём закачки.

Некоторые из применённых технологий не использовали поверхностно-активные вещества (далее – ПАВ) в конце закачки. Как следствие, происходит кольматация призабойной зоны пласта (далее – ПЗП), что приведёт к потере приемистости и снижению дебитов жидкости и, соответственно, нефти окружающих добывающих скважин.

Как упоминалось ранее, реакция от закачки идёт по-разному в разных направлениях; аналогично и эффект от ВПП есть как по региональному стрессу, так и перпендикулярно ему, т.е. системности не наблюдается. Возможно, это связано с литолого-фациальными особенностями коллектора.

Поскольку прослеживается комбинированное влияние нескольких нагнетательных скважин, разумным выглядит проведение площадной обработки скважин участка.

Для данного участка в качестве ОПР предлагается проведение площадной обработки, т.е. одновременное проведение мероприятий по ВПП на всех нагнетательных скважинах участка. Для снижения риска и сравнения эффекта предлагается использование двух-трёх технологий, показавших наибольшую эффективность.

При обработках необходимо учесть следующие важные моменты, которые повышают эффективность работ по ВПП:

1. В технологиях, где нет закачки финальной оторочки ПАВ, для восстановления проницаемости по воде (и, соответственно, коэффициента приемистости в ПЗП) надо обязательно делать закачку ПАВ.

2. По пласту Ач минимум за 2 дня перед проведением ВПП нагнетательную скважину обязательно остановить, чтобы произошло перераспределение пластового давления в пропластках-коллекторах в ПЗП. При этом сильнее всего снизится пластовое давление именно в водопромываемых высокопроницаемых пропластках, что будет способствовать селективности закачки реагентов в эти пропластки.

Заключение

По результатам проведенных исследований получены следующие выводы:

1. Система ППД работает эффективно, результат от закачки не всегда виден явно из-за низких проницаемостей, в результате чего фронт вытеснения приходит с запозданием.

2. При остановке нагнетательных скважин в зонах с высокой накопленной компенсацией на срок до одного года не наблюдается снижения темпов падения дебитов жидкости – возможна организация периодической закачки.

3. За полугодовой период ОПР наблюдаются положительные тенденции: снижение обводнённости на 9%, прирост по дебиту нефти на 12 т/сут. Дополнительная добыча оценивается в 3,6 тыс. т.

4. За счёт организации циклического заводнения могут быть получены технологические и экономические эффекты как в виде дополнительной добычи нефти, так и в снижении операционных затрат на разработку.

5. В восточной части объект Ач сложен перемежением склоновых и канальных фаций и осложнён вклиниваниями аномального бажена с повышенной трещиноватостью. Это приводит к непредсказуемым взаимо-

влияниям нагнетательных и добывающих скважин, поэтому хороший эффект могут показать площадные обработки ВПП. В этом случае проводится ОПР для оценки эффекта.

ДОПОЛНИТЕЛЬНО

Источник финансирования. Авторы заявляют об отсутствии внешнего финансирования при проведении исследования.

Конфликт интересов. Авторы декларируют отсутствие явных и потенциальных конфликтов интересов, связанных с публикацией настоящей статьи.

Благодарность. Авторы выражают глубокую признательность за помощь и консультации Салимгареевой Э.М., Хидиятову М.М., Мухамедьянову Ф.Ф.

Вклад авторов. Все авторы подтверждают соответствие своего авторства международным критериям ICMJE (все авторы внесли существенный вклад в разработку концепции, проведение исследования и подготовку статьи, прочли и одобрили финальную версию перед публикацией). Наибольший вклад распределён следующим образом: Берсенева С.Ф. – сбор и обработка материалов, анализ данных, Бадамшина Г.Н. – анализ данных и работа с текстом рукописи, Евлампиев Я.В. – оценка результатов исследования, Емченко О.В. – концепция

и дизайн исследования, Муллагаллин И.З. – экспертная оценка результатов.

ADDITIONAL INFORMATION

Funding source. This study was not supported by any external sources of funding.

Competing interests. The authors declare that they have no competing interests.

Appreciation. The authors express their deep gratitude for the help and advice of E.M. Salimgareeva, M.M. Hidiyatov, F.F. Mukhamedyanov.

Authors' contribution. All authors made a substantial contribution to the conception of the work, acquisition, analysis, interpretation of data for the work, drafting and revising the work, final approval of the version to be published and agree to be accountable for all aspects of the work. The greatest contribution is distributed as follows: Sergey F. Bersenev – collection and processing of materials, data analysis; Guzel N. Badamshina – data analysis and work with the text of the manuscript; Yaroslav V. Evlampiev – evaluation of research results; Olga V. Emchenko – concept and design of the study; Ilyas Z. Mullagalina – expert evaluation of the results.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Лапицкий Д.Р., Фаттахова К.В., Хидиятов М.М., и др. Система заполнения межскважинных интервалов посредством применения Марковского процесса к моделированию осадконакопления. Сборник «Труды VI Балтийской научно-практической конференции «BalticPetroModel-2022». Петрофизическое моделирование осадочных пород». Тверь : ПолиПРЕСС, 2022. С. 33–35.
2. Салимгареева Э.М., Емченко О.В., Муллагаллин И.З., и др. Выявление механизмов работы системы ППД для низкопроницаемого коллектора на базе комплексного анализа данных разработки, ГДИ и литолого-фациального анализа. Сборник трудов X Международной научно-практической конференции «ГеоКалининград-2021. Нефтегазовая, рудная геология и геофизика». Тверь : ПолиПРЕСС, 2021. С. 107–111.
3. Швидлер М.И. Статистическая гидродинамика пористых сред. Москва : Недра, 1985. 288 с.
4. Хасанов М.М., Булгакова Г.Т. Нелинейные и неравновесные эффекты в реологически сложных средах. Москва-Ижевск : ИКИ, 2003. 288 с.

REFERENCES

1. Lapitskii DR, Fattakhova KV, Khidiyatov MM. A system for filling inter-well intervals by application of a Markov process to simulation of sedimentation. *Sbornik «Trudy VI Baltiyskoy nauchno-prakticheskoy konferentsii «BalticPetroModel-2022. Petrofizicheskoye modelirovaniye osadochnykh porod»*. Tver: PolyPress; 2022. P. 33–35. (In Russ).
2. Salimgareeva EM, Emchenko OV, Mullagalina IZ, et al. Vyyavleniye mekhanizmov raboty sistemy PPD dlya nizkopronitsaemogo kollektora na baze kompleksnogo analiza dannykh razrabotki, GDI i litologo-fatsial'nogo analiza. *Sbornik trudov X Mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii «GeoKalinigrad-2021. Neftegazovaya, rudnaya geologiya i geofizika»*. Tver: PolyPRESS; 2021. P. 107–111. (In Russ).
3. Shvidler MI. *Statisticheskaya gidrodinamika poristykh sred*. Moscow: Nedra; 1985. 288 p. (In Russ).

4. Kassanov MM, Bulgakova GT. *Nelineynye i neravnovesnye efekty v reologicheski slozhnykh sredakh*. Moscow-Izhevsk: IKI; 2003. 288 p. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ**Берсенов Сергей Федорович**e-mail: bersenev@ufntc.ru.***Бадамшина Гузель Нургалиевна**

ORCID 0009-0005-5975-088X

e-mail: bapaninagn@ufntc.ru.**Евlampиев Ярослав Вячеславович**e-mail: evlampievyav@ufntc.ru.**Емченко Ольга Владимировна**e-mail: emchenkoov@gmail.com.**Муллагалин Ильяс Захибович**e-mail: mullagaliniz@ufntc.ru.**AUTHORS' INFO****Sergey F. Bersenev**e-mail: bersenev@ufntc.ru.***Guzel N. Badamshina**

ORCID 0009-0005-5975-088X

e-mail: bapaninagn@ufntc.ru.**Yaroslav V. Evlampiev**e-mail: evlampievyav@ufntc.ru.**Olga V. Emchenko**e-mail: emchenkoov@gmail.com.**Ilyas Z. Mullagalin**e-mail: mullagaliniz@ufntc.ru.

*Автор, ответственный за переписку/Corresponding Author