

УДК 622.276.43

## РАБОТЫ ПО ПОВЫШЕНИЮ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЗАВОДНЕНИЯ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ КАРАЖАНБАС

А.Н. Куликов, Фен Юкуй, Е.А. Кадыров, В.О. Турков

*В статье представлены основные геологические причины возникновения проблем с эффективностью заводнения на м. Каражанбас, обзор основных применявшихся методов повышения охвата его продуктивных пластов разработкой: периодическая закачка в пласт пара и воды, выравнивание профилей приемистости нагнетательных скважин, а также гелеполимерное заводнение, применявшееся на соседнем месторождении, приуроченном к таким же продуктивным пластам. Описаны результаты дифференциального анализа показателей разработки отдельных объектов данного месторождения с целью подбора в них участков воздействия указанными методами. Описаны результаты анализа эффективности применения метода выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин на подобранных участках данного месторождения.*

*Ключевые слова: методы оптимизации заводнения нефтяного пласта, дополнительная добыча нефти, периодическая закачка в пласт пара и воды, выравнивание профиля приемистости нагнетательной скважины, компенсация отбора жидкости закачкой, выработанность начальных извлекаемых запасов нефти, обводненность продукции, показатель интенсивности обводнения продукции, остаточная нефтенасыщенная толщина пласта.*

### Введение

Одной из важных задач разработки нефтяных месторождений в настоящее время является повышение эффективности заводнения. Это особенно важно для месторождений с высокой вязкостью пластовой нефти, обуславливающей интенсивное «языкообразование» фронта вытеснения нефти водой, что приводит к снижению коэффициента охвата пласта заводнением. В данной статье на примере м. Каражанбас представлены принципы подбора и обоснования участков воздействия на пласт методами выравнивания профилей приемистости (далее – ВПП) нагнетательных скважин, а также чередующейся закачки в пласт пара и воды. Представлены результаты анализа практических работ по ВПП нагнетательных скважин в 2019 г.

### Основная часть

Анализ эффективности работ по оптимизации заводнения, проведенный специали-

стами РГУ им. И.М. Губкина в 2018–2019 гг. в ходе составления Концепции развития данного месторождения (далее – Концепция), [1] показал, что наиболее эффективным таким методом оказалась чередующаяся закачка в пласт пара и воды (далее – ЧЗПВ). Такая работа проводилась на западном участке 1-го объекта разработки, включающего 8 нагнетательных скважин. Воздействие заключалось в периодической закачке в пласт оторочек пара и воды. Механизм положительного действия метода следующий: через нагнетательную скважину в пласт закачивается пар, который вытесняет нефть, в основном, из прикровельной его части; одновременно конденсируясь, пар разогревает весь пласт вместе с неподвижной остаточной нефтью, и далее при резком запуске закачки воды в пласт и при увеличении отборов жидкости разогретая остаточная нефть со сниженной вязкостью вовлекается в разработку.

Суммарная дополнительная добыча нефти от применения ЧЗПВ на западном участке 1-го объекта составила около

29,7 тыс. т на 01.12.2018 г. Причем большая ее часть (19,4 тыс. т) получена за счет снижения обводненности продукции. Незапланированное воздействие ЧЗПВ проводилось также и на северном участке 1-го объекта разработки, где также получены положительные результаты, хотя и более скромные.

Вторым по эффективности оптимизации заводнения из применявшихся методов оказался метод ВПП нагнетательных скважин, для чего в последние годы применялись соответствующие технологии разных сервисных компаний. В частности, ВПП 5 нагнетательных скважин по технологии компании Атриум Актобе в 2016 г. дали дополнительную добычу нефти около 9,0 тыс. т.

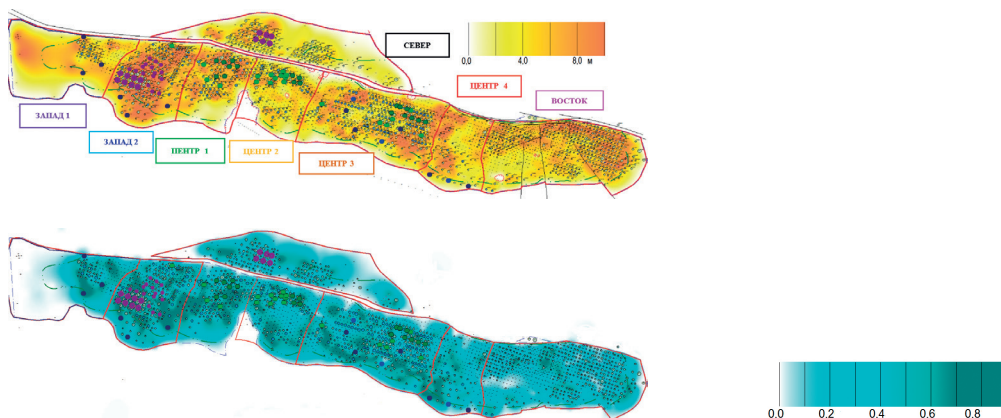
Значительные результаты метода ВПП можно объяснить высокой вязкостью пластовой нефти, повышенной проницаемостью неоднородностью и расчлененностью пласта, обуславливающими низкий охват пласта заводнением и холостую фильтрацию закачиваемой воды по промытым каналам продуктивного пласта без вытеснения остаточной нефти.

Рассматривались также опубликованные материалы о применении на м. Северные Бузачи гелеполимерного заводнения, заключающегося в закачке в пласт очень больших объемов сшитого полимерного состава [2]. Было отмечено, что такое воздействие позволяет получать больший технологический эффект. Тем не менее предварительные оценки показали, что экономическая целесообразность применения данного метода

на м. Каражанбас спорная. Поэтому для массового применения был рекомендован лишь метод ВПП нагнетательных скважин с использованием относительно «жестких» гелей с наполнителем.

Также на данном месторождении были эффективны работы по внутрипластовому горению. Однако они проводились с начала разработки, поэтому сравнить их эффективность с результатами других методов повышения нефтеотдачи пласта (далее – ПНП) трудно.

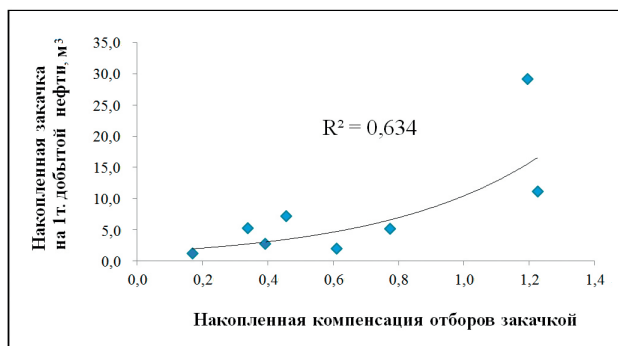
Адресный подбор участков для воздействия методами повышения эффективности заводнения и ПНП на м. Каражанбас проводился путем построения и анализа для каждого его объекта разработки следующих карт: структурной, начальных и остаточных нефтенасыщенных толщин (далее – ННТ и ОННТ), карты показателя интенсивности обводнения скважин и других [3]. Показателем интенсивности обводнения (далее – ПИО) скважин названа разность между выраженными в долях единицы обводненностью продукции данной скважины и выработанностью приходящихся на нее начальных извлекаемых запасов (далее – НИЗ) нефти. Такие карты для 1-го объекта разработки представлены на рис. 1. С помощью этих карт и геологических профилей каждый объект был продифференцирован на ряд зон (рис. 1а). В табл. 1 представлены текущие (на 01.12.2018 г.) расчетные показатели разработки и эффективности заводнения отдельных зон 1-го объекта.



**Рисунок 1. Карты показателей разработки 1-го объекта м. Каражанбас на 01.12.2018 г. и схема его дифференциации на зоны: а) карта остаточных нефтенасыщенных толщин пласта, б) карта показателя интенсивности обводнения скважин**

На рис. 2 представлена построенная по ним графическая корреляция величин удельного объема закачки, т.е. величины накопленного объема закачки, приходящейся на 1 т добытой нефти, и накопленной компенсации отбора жидкости закачкой. Корреляция позволяет отметить, что при превышении компенсации значения

1,0 удельная закачка заметно возрастает, что объясняется эффектом «языкообразования» фронта вытеснения из-за высокой вязкости нефти и холостыми потоками закачиваемой воды вдоль пласта по промытым каналам. В связи с этим на данном месторождении не рекомендуется выдерживать компенсацию выше 1.



**Рисунок 2. Графическая корреляция величин удельной закачки и накопленной компенсации отборов жидкости закачкой, полученная по данным дифференциального анализа разработки 1-го объекта м. Каражанбас на 01.12.2018 г.**

Наиболее подходящие потенциальные зоны для применения методов оптимизации заводнения и ПНП в табл. 1 отмечены тоном. Указанная выше высокая эффективность метода ЧЗПВ объясняется расположением участка его воздействия в зоне ЗАПАД-2 с наибольшими значениями

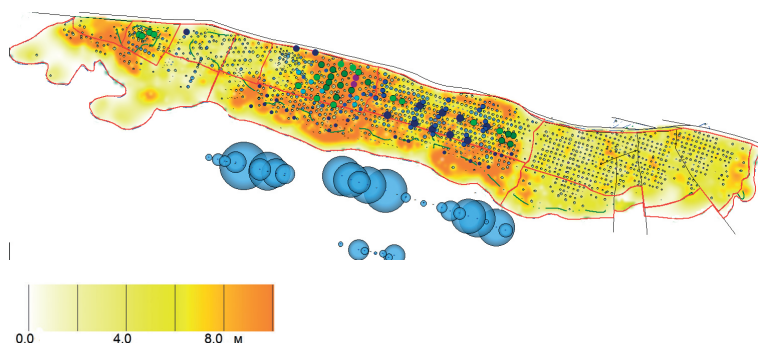
ОННТ и ПИО (рис. 1). Это позволило рекомендовать расширение участка внедрения метода ЧЗПВ внутри данной зоны. Нагнетательные скважины, в которых проводилась и рекомендовано проводить ЧЗПВ в дальнейшем, отмечены в картах жирными сиреневыми точками.

**Таблица 1. Показатели разработки и заводнения отдельных зон I объекта м. Каражанбас на 01.12.2018 г.**

ЗОНА	Север	Запад 1	Запад 2	Центр 1	Центр 2	Центр 3	Центр 4	Восток
Закачка воды / добыча нефти в пластовых условиях за период действия системы ППД	3,1	4,7	5,1	5,1	8,6	12,9	1,0	2,5
Закачка воды / добыча нефти в пластовых условиях за период действия системы ППД за 2017 г., м³/т.	2,7	5,3	7,2	5,1	11,1	29,2	1,2	1,9
Компенсация отборов закачкой, в пластовых условиях, 2017 г.	0,335	0,521	0,379	0,944	0,810	0,995	0,221	0,449
Накопленная компенсация отборов закачкой в пластовых условиях	0,4	0,3	0,5	0,8	1,2	1,2	0,2	0,6
К корреляции динамики объема закачки и добычи нефти	-	0,390	0,119	0,720	0,390	0,183	0,379	-
Стадия заводнения	-	4	4	3 - 4	4	4	3	-
Обводненность продукции, д. ед.	0,875	0,902	0,934	0,928	0,928	0,966	0,817	0,761
Выработанность НИЗ, д. ед.	0,613	0,046	0,376	0,318	0,314	0,495	0,328	0,532
ПИО, д. ед.	0,262	0,856	0,558	0,610	0,614	0,472	0,488	0,230
Средний дебит жидкости, т/сут	19,1	13,5	26,3	18,1	21,3	23,6	15,0	17,4
Средняя приемистость, м³/сут	75,0	53,6	46,0	40,5	39,4	40,8	40,5	31,6
Кол. добыв-х скважин / кол. нагнет-х скважин		7,8	4,3	3,1	2,7	2,2	16,8	5,2

Зоны ЦЕНТР-1, ЦЕНТР-2 и ЦЕНТР-3 наиболее соответствуют критериям применимости метода ВПП нагнетательных скважин. Они отличаются повышенными значениями обводненности продукции и ПИО, компенсации отборов жидкости закачкой и среднего дебита жидкости, находятся на поздней стадии разработки. В связи с этим в Концепции было рекомендовано массовое проведение в этих зонах работ по ВПП нагнетательных скважин. Соответствующие скважины отмечены в картах, представленных на рис. 1, зелеными и салатовыми кружками.

Аналогично подбирались участки воздействия методом ВПП и на 2-м объекте разработки. На рис. 3 представлена карта остаточных нефтенасыщенных толщин 2-го объекта м. Каражанбас. Скважины, рекомендованные для проведения ВПП, отмечены зелеными и салатовыми точками. Они также расположены в зонах с повышенными значениями ОННТ и ПИО, причем в северной части залежи, где имеет место наименьшее влияние законтурной закачки.



**Рисунок 3. Карта остаточных нефтенасыщенных толщин 2-го объекта разработки м. Каражанбас на 01.12.2018 г.**

Участок с линейной схемой заводнения, расположенный в центре залежи, отличается относительно невысокими значениями ПИО и ОННТ, т.е. невысокой проблемностью с позиции обводнения продукции и невысоким потенциалом, что не делает целесообразным кардинально менять в нем схему заводнения. Рекомендован лишь постепенный перевод его на блочную схему заводнения путем перевода в ППД ряда скважин, отмеченных на картах синими и голубыми жирными точками.

Что касается законтурного заводнения на 2-м объекте и его возможного отрицательного влияния на эффективность разработки, то проведенный анализ путем построения характеристик вытеснения показал отсутствие заметного такого влияния. Поэтому в Концепции не была рекомендована ликвидация законтурной закачки на данном объекте, а был рекомендован

перенос части ее объемов на другие приконтурные участки залежи путем перевода в ППД ряда бездействующих и малодебитных скважин.

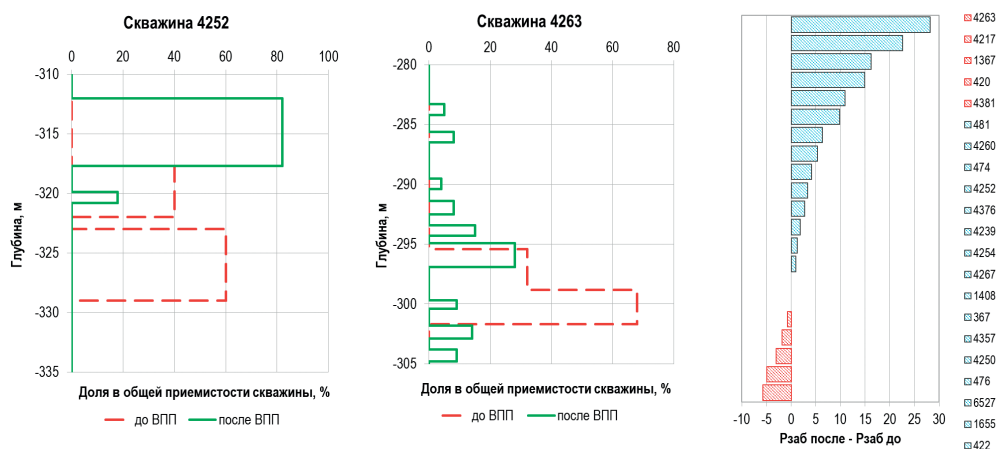
**Анализ эффективности ВПП нагнетательных скважин, проведенных в центральных участках 1-го и 2-го объектов разработки согласно Концепции.** В течение 2019 г. там были обработаны 30 нагнетательных скважин по технологии компании Атриум Актобе, представляющей закачку в пласт сшитого полимерного состава с наполнителем. В 2020 г. по той же технологии обработано столько же скважин. Работниками РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина проводится мониторинг этих работ.

Анализ показал, что участки воздействия обработанных скважин в основном совпали с участками, рекомендованными в Концепции. Анализ результатов промыс-

лово-геофизических исследований в обр-ботанных скважинах показал, что в большинстве случаев после ВПП отмечается смещение их профилей приемистости (рис. 4а и 4б), а также увеличение забойного давления нагнетания (рис. 4в), что указывает на тампонирование промытых водой интервалов нефтяного пласта.

Расчеты технологического эффекта от ВПП, проведенных в 2019 г., проводились

с использованием программного комплекса (далее – ПК) NGT SMART и электронной базы данных м. Каражанбас с использованием характеристик вытеснения согласно традиционной для нефтяных компаний методике [4]. При расчетах эффекта для каждого из проведенных ВПП использовались по 4 характеристики вытеснения. В качестве конечного результата расчетов бралась средняя из полученных с их помощью величин дополнительной добычи нефти.



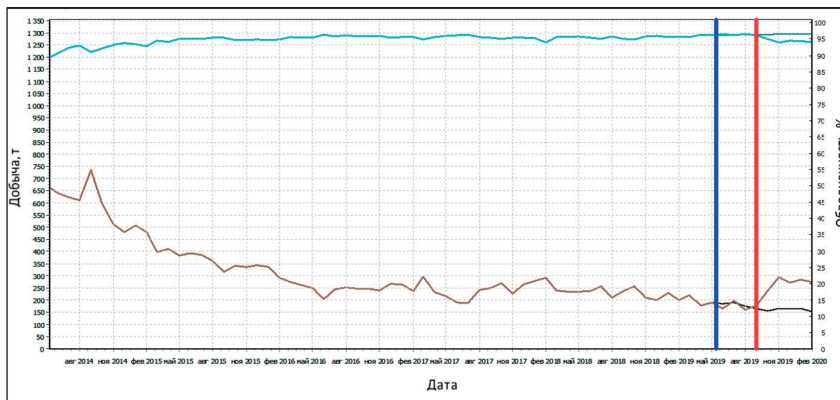
**Рисунок 4 . Результаты промыслово-геофизических исследований в нагнетательных скважинах до и после проведения ВПП в 2019 г.**

Согласно проведенным в РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина расчетам, суммарный технологический эффект от ВПП, проведенных в 2019 г., составил на 01.07.2020 г. около 22,3 тыс. т дополнительной добычи нефти, из них за счет снижения обводненности продукции скважин – 19,7 тыс. т.

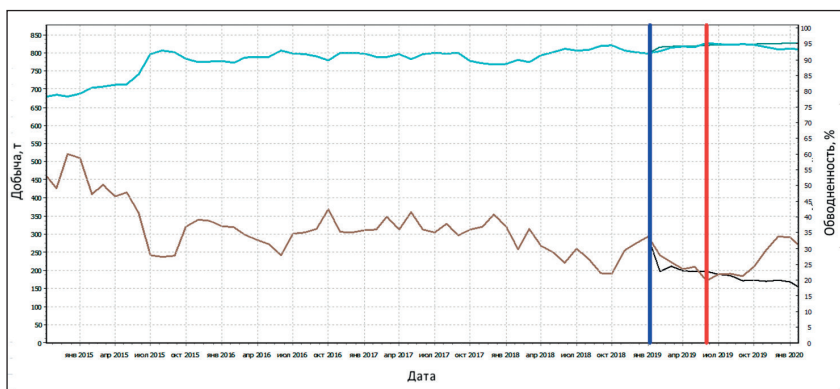
Суммарный технологический эффект от ВПП, проведенных в 2019–2020 гг., согласно расчетам, проведенным в РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, составил около 26,3 тыс. т дополнительной добычи неф-

ти, из них за счет снижения обводненности продукции скважин – 23,2 тыс. т.

Результаты ВПП в нагнетательной скв. № 523 1-го объекта разработки представлены на рис. 5а. Коричневой линией на рисунке представлена динамика добычи нефти участка воздействия данной нагнетательной скважины, черной – динамика базовой добычи нефти, голубой – обводненности продукции, серой – динамика ее базового значения. Результаты ВПП в нагнетательной скв. № 6527 2-го объекта представлены на рис. 5б.



а)



б)

**Рисунок 5. Динамика показателей разработки участков воздействия нагнетательных скважин, в которых в 2019 г. проводился ВПП: а) участок воздействия нагнетательной скв. № 523 1-го объекта разработки, б) участок воздействия нагнетательной скв. № 6527 2-го объекта разработки**

Факторный анализ эффективности метода ВПП нагнетательных скважин проводился с целью уточнения критериев применимости и подбора объектов для проведения таких работ. Согласно его результатам, для проведения ВПП наиболее приемлемы нагнетательные скважины и участки их воздействия, отличающиеся наибольшими значениями:

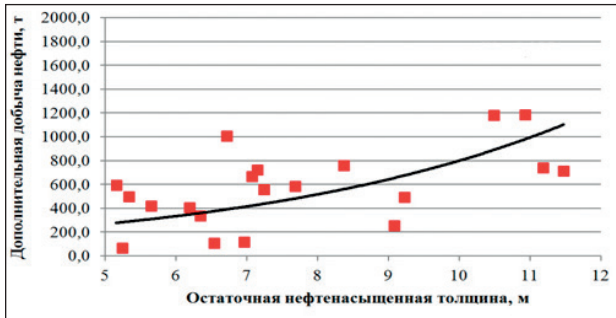
- «плотности» приходящихся на данный участок запасов нефти (средняя ННТ > 10 м);
- месячных отборов жидкости по данному участку (не ниже 4000 т/мес);
- приемистости нагнетательных скважин, планируемых для проведения ВПП;
- средней обводненности продук-

ции реагирующих добывающих скважин (не ниже 0,9 д. ед.) и величины ее превышения над выработанностью приходящихся НИЗ нефти;

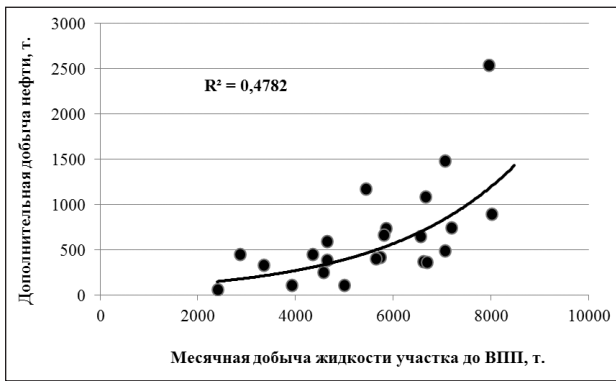
- удаленности участка от законтурного ряда заводнения (2-ой объект разработки);
- послойной проницаемостной неоднородности и расчлененности продуктивного пласта.

На рис. 6 графически представлены зависимости величины дополнительной добычи нефти на участке воздействия данной нагнетательной скважины после проведения ВПП от величины средней нефтенасыщенной толщины пласта, т.е. «плотности»

остаточных извлекаемых запасов нефти,  
а также от величины месячной добычи  
жидкости на данном участке.



а)

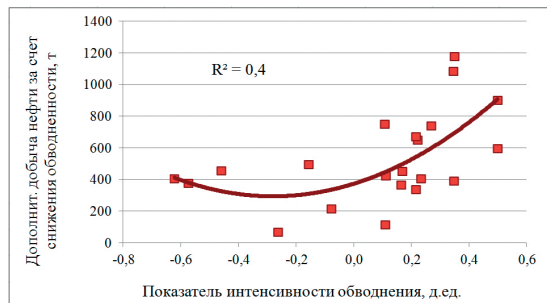


б)

**Рисунок 6. Влияние геолого-технологических показателей на эффективность ВПП нагнетательных скважин: а) от средней остаточной нефтенасыщенной толщиной, б) от месячной добычи жидкости на участке воздействия**

На рис. 7 представлено прямое влияние на величину дополнительной добычи нефти на участке воздействия данной нагнетательной скважины за счет снижения средней обводненности его продукции после

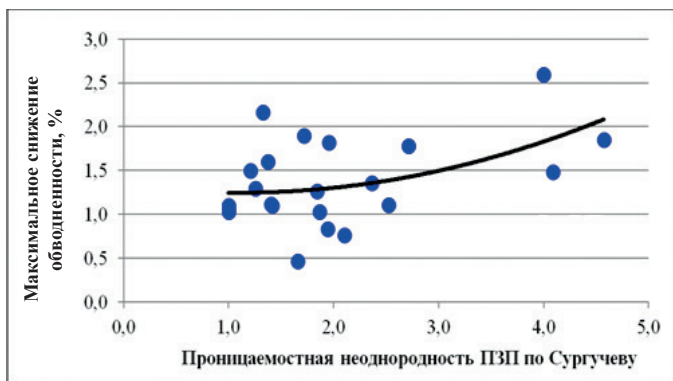
проведения ВПП от величины превышения среднего значения обводненности над выработанностью приходящихся НИЗ нефти. Данное превышение названо показателем интенсивности обводнения продукции.



**Рисунок 7. Влияние величины показателя интенсивности обводнения продукции реагирующих скважин на эффективность ВПП в нагнетательной скважине**

На рис. 8 графически представлено прямое влияние величины вертикальной проницаемостной неоднородности в призабойной зоне пласта (далее – ПЗП) нагнетательной скважины, выраженной по методу М.Л. Сургучева, на максимальную величину снижения средней обводненности окружающих реагирующих скважин после ВПП. Недостаточная четкость данной зависимости объясняется тем, что эффективность метода ВПП на данном месторождении

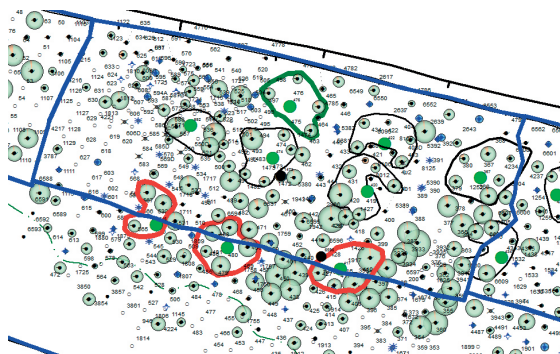
обусловлена не только проницаемостной неоднородностью пласта, но и высокой вязкостью пластовой нефти, обуславливающей высокое соотношение вязкостей вытесняемого и вытесняющего флюидов, что приводит к интенсивному «языкообразованию» фронта вытеснения. Поэтому эффективные ВПП на м. Каражанбас могут отмечаться и при относительно невысокой проницаемостной неоднородности пласта.



**Рисунок 8. Влияние вертикальной проницаемостной неоднородности в ПЗП нагнетательной скважины на эффективность ВПП, выраженной величиной максимального снижения средней обводненности продукции участка воздействия**

Фактором, оказывающим не менее заметное влияние на эффективность ВПП на 2-м объекте разработки, является удаленность обрабатываемой скважины от законтурного ряда нагнетания воды в пласт. Чем она меньше, тем ниже эффективность ВПП. В качестве примера на рис. 9 представлена карта центрального участка данного объекта, на которой красными конурами отмечены участки воздействия

нагнетательных скв. № 417, 481 и 546 с наименьшей «относительной» эффективностью ВПП, а зеленым контуром отмечен участок воздействия нагнетательной скв. № 476 с наибольшей «относительной» эффективностью. Относительной эффективностью названо частное от деления дополнительной добычи нефти участка к общей его добыче после проведения ВПП.



**Рисунок 9. Карта расположения нагнетательных скважин, обработанных в 2019 г. с целью ВПП, в западной половине центрального участка II объекта разработки**



## Выводы

1. Анализ результатов применения различных методов повышения эффективности заводнения на м. Каражанбас показал эффективность метода чередующейся закачки в пласт пара и воды, а также метода ВПП нагнетательных скважин.

2. С использованием метода дифференциального анализа показателей разработки залежи нефти на м. Каражанбас были подобраны наиболее подходящие потенциальные участки для применения указанных методов повышения эффективности заводнения.

3. Проведенный анализ расчетных извлекаемых запасов нефти второго объекта разработки при изменении объемов законтурной закачки показал отсутствие заметного отрицательного ее влияния, что не делает целесообразным полную ее остановку.

4. Анализ результатов промышленно-геофизических исследований нагнетательных скважин, проведенных до и после ВПП, показал смещение профилей приемистости в обработанных скважинах и рост в них величин давления закачки, что указывает на эффект тампонирувания промытых водой пропластков.

5. Расчеты показали присутствие заметного технологического эффекта от ВПП, проведенных в нагнетательных скважинах м. Каражанбас.

6. Проведенный факторный анализ эффективности ВПП нагнетательных скважин позволил разработать критерии применимости данного метода оптимизации заводнения и подбора объектов для его проведения.

## Список использованной литературы

1. Концепция развития месторождения Каражанбас. – Отчет о НИР РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М.Губкина, 2019.
2. Горшков А.В., Хунянь Чжао, Чжао Бо, Исмагилов Т.А., Телин А.Г., Захаров В.П. Реализация проекта полимерного заводнения в осложненных условиях месторождения Северные Бузачи с высоковязкой нефтью. – Материалы научно-практической конференции «Высоковязкие нефти и природные битумы: Проблемы и повышение эффективности разведки и разработки месторождений», Казань, 2012.
3. Куликов А.Н., Магадова Л.А., Силин М.А. и др. Совершенствование методов планирования работ по повышению нефтеотдачи пластов. – Территория «Нефтегаз», 2016, № 7–8, с. 102–110.
4. Методическое руководство по оценке технологической эффективности применения методов увеличения нефтеотдачи пластов. – РД 153-39.1-004-96, М, ВНИИнефть, 1996, 87 с.

## ҚАРАЖАНБАС КЕН-ОРНЫНДА СУЛАНДЫРУ ТИІМДІЛІГІН АРТТЫРУ БАҒЫТЫНДА ЖҰРГІЗІЛГЕН ЖҰМЫСТАР ТУРАЛЫ

А.Н. Куликов, Фен Юкуй, Е.А. Кадыров, В.О. Турков

*Бұл мақалада Қаражанбас мұнай кен-орнында суландырудың тиімділігін анықтайтын проблемалардың геологиялық себептері, игеру барысында өнімді қабаттарды толық қамтуды арттыруда қолданылатын әдістерге шолу жасалып, бу мен суды кезектестіріп айдау, тотығу ұңғымаларының қабылдау*

профильдерін теңестіру (ҚПТ), сондай-ақ біркелкі және ұқсас өнімді қабаттармен шектелген көрші кен-орнында қолданылған гель-полимерлі суландыру технологиясы туралы баяндалған. Аталған әдістердің көмегімен әсер ететін үлескілерді таңдау мақсатында кен-орнының жекелеген нысандарында игеру көрсеткіштерін дифференциалды талдау нәтижелері берілген. Осы кен-орнының таңдалған үлескілерінде тотығу ұңғымаларының ҚПТ әдісін қолдану тиімділігін талдау нәтижелері берілген.

Түйін-сөздер: мұнай қабатын суландыруды оңтайландыру әдістері, қосымша мұнай өндіру, бу мен суды кезекті айдау, тотығу ұңғымасының қабылдау профилін теңестіру, сұйықтықты айдау арқылы қалпына келтіру, бастапқы алынатын мұнай қорларының игерілуі, өнімнің сулануы, өнімнің сулану қарқындылық көрсеткіші, қабаттың мұнаймен қаныққан бөлігінің қалыңдығы.

## INCREASING THE FLOODING EFFICIENCY AT KARAZHANBAS FIELD

A.N. Kulikov, Fen Yukui, E.A. Kadyrov, V.O. Turkov

*The article presents the main geological reasons for the emergence of problems with the waterflooding efficiency at Karazhanbas field, as well as an overview of the main methods used to increase the coverage of its productive formations by development: periodic injection of steam and water into the formation, alignment of the injectivity profiles of injection wells, as well as gel-polymer flooding used in the neighboring field confined to the same productive formations. The results of a differential analysis of the development indicators of individual objects of this field are described with the aim of selecting areas of influence in them using the indicated methods. The article describes the results of the analysis of the effectiveness of the application of the WFP method of injection wells in the selected areas of this field.*

*Key words: oil reservoir waterflood optimization, additional oil production, cyclic steam/water injection, leveling the injectivity profile of an injection well, compensation for fluid withdrawal by injection, depletion of initial recoverable oil reserves, water cut, water cut rate, residual oil-saturated reservoir thickness.*

### Информация об авторах

**Куликов Александр Николаевич** – заведующий лабораторией, [ank\\_1@mail.ru](mailto:ank_1@mail.ru).  
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва, Россия

**Фен Юкуй** – главный геолог, [y\\_feng@kbm.kz](mailto:y_feng@kbm.kz).

**Кадыров Ержан Аскарлович** – главный геолог, [y\\_kadyrov@kbm.kz](mailto:y_kadyrov@kbm.kz).

**Турков Владимир Олегович** – начальник отдела разработки, [v\\_turkov@kbm.kz](mailto:v_turkov@kbm.kz).  
АО «Каражанбасмунай», г. Актау, Казахстан