

УДК 622.276.63

**ИНТЕНСИФИКАЦИЯ ТЕКУЩЕЙ ДОБЫЧИ НЕФТИ
ПРИ РАЗРАБОТКЕ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ
КАРСОВАЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

**INTENSIFICATION OF CURRENT OIL PRODUCTION
IN THE DEVELOPMENT OF CARBONATE RESERVOIRS
OF THE KARSOVAYSKOYE FIELD**

Цыбух Павел Николаевич

студент,
института Нефти, газа и энергетики,
Кубанский государственный
технологический университет

Шальская Светлана Васильевна

начальник контрольно-интерпретационной
методической партии
промыслово-геофизических исследований
Производственного Филиала «Кубаньгазгеофизика»,
ООО «Газпром георесурс» ПАО «Газпром»
sv010478@mail.ru

Аннотация. В статье проведён анализ эффективности разработки карбонатных коллекторов Карсовайского месторождения с целью интенсификации текущей добычи нефти и, в конечном счёте, повышения коэффициента извлечения нефти. Представлены результаты обоснования необходимости изменения конструкции двух новых (проектных) скважин на башкирском ярусе Карсовайского месторождения с наклонно-направленных на горизонтальные стволы. Дальнейшее разобщение продуктивных интервалов при помощи набухающих пакеров и последующее освоение при помощи поинтервальных большеобъёмных обработок призабойных зон (большеобъёмных солянокислотных обработок) позволяет значительно увеличить начальные дебиты скважин, рентабельность освоения остаточных запасов и в итоге увеличить коэффициент нефтеизвлечения.

Ключевые слова: поинтервальная большеобъёмная обработка призабойных зон (ПБСКО); большеобъёмная солянокислотная обработка; обоснование проведения ПБСКО в горизонтальных скважинах; проектирование ПБСКО в горизонтальных скважинах; выбор участка для проведения ПБСКО в горизонтальных скважинах; определение технологической эффективности; определение экономической эффективности.

Tsybukh Pavel Nikolaevich

Student,
Institute of Oil, Gas and Energy,
Kuban state technological university

Shalskaya Svetlana Vasilyevna

Head of the Control and Interpretation
Methodical Party
of Field and Geophysical Research
of the Production
Branch «Kubangazgeofizika»,
LLC «Gazprom georesource»
PJSC «Gazprom»
sv010478@mail.ru

Annotation. The article analyzes the effectiveness of the development of carbonate reservoirs of the Karsovayskoye field with the aim of intensifying current oil production and, ultimately, increasing the oil recovery factor. The results of the justification for the necessity to change the design of two new (design) wells on the Bashkirian stage of the Karsovayskoye field from obliquely directed to horizontal trunks are presented. Further separation of productive intervals by means of swellable packers and subsequent mastering by means of intermittent large-scale treatments of bottomhole zones (large-scale hydrochloric acid treatments) allows to significantly increase initial well rates, profitability of development of residual reserves and, as a result, increase the oil recovery factor.

Keywords: intermittent large-volume processing of bottom-hole zones; large-volume hydrochloric acid treatment; justification of intermittent large-volume processing of bottom-hole zones in horizontal wells; design of intermittent large-volume processing of bottom-hole zones in horizontal wells; selection of a site for conducting of intermittent large-volume processing of bottom-hole zones in horizontal wells; determination of technological efficiency; determination of economic efficiency.

Общие сведения о месторождении

В административном отношении Карсовайское месторождение находится на территории Балезинского и Кезского районов Удмуртской Республики, в 40 км восточнее г. Глазова и в 25 км северо-восточнее п. Балезино. Непосредственно на площади месторождения расположены населённые пункты Демино, Мокино, Коршуново, Верхнее Люкино и др.

Месторождение открыто в 1977 году, введено в промышленную разработку на основании технологической схемы разработки, составленной в 2009 году. Пробная эксплуатация залежей месторождения осуществлялась в период с 1998 по 2008 гг.

В соответствии с «Технологической схемой разработки Карсовайского газонефтяного месторождения Удмуртской республики» в промышленной эксплуатации находятся два объекта разработки:

- 1) Касимовско-Мячковско-Подоло-Каширский объект;
- 2) Верейско-Башкирский объект.

До 2006 года на месторождении осуществлялась пробная эксплуатация разведочных скважин в соответствии с лицензионными соглашениями и «Планами пробной эксплуатации разведочных скважин №№ 1432, 1434, 1436, 1439, 1441, 1442 и 1443». В период с 2006 по 2008 гг. в соответствии с проектом пробной эксплуатации месторождения начато опережающее бурение 12-ти скважин с целью изучения режима работы залежи и установления оптимального режима работы скважин. В 2007 году пробурены скважины №№ 1, 2, 5, 6 и 133 в районе скважины № 1443; в 2008 году скважины №№ 7, 8, 9, 10, 11 и 12 в районе скважины № 1441 и скважина № 134 в районе скважины № 1443.

Месторождение находится на начальной стадии разработки, осуществляется плановое разбуривание залежи верейско-башкирского объекта в соответствии с «Технологической схемой разработки». В 2011 году введено из бурения 29 скважин, включая поисковую скважину № 401П. С начала освоения месторождения в добыче нефти участвовало 77 скважин, в том числе 74 скважины на верейско-башкирском объекте и 8 скважин на касимовско-мячковско-подоло-каширском объекте (скважины №№ 14, 67 и 84 работали только на касимовско-мячковско-подоло-каширском объекте), закачка воды осуществлялась в 9 скважинах на верейско-башкирском объекте. Месторождение полностью недоразбурено. Таким образом, в целом проектный эксплуатационный фонд реализован на 23 % по категории $C_1 + C_2$. Под закачкой находилось около 56 % от пробуренных нагнетательных скважин.

По состоянию на 01.01.2017 г. в целом по месторождению добыто 595,0 тыс. тонн нефти, текущий КИН 0,014, отбор от НИЗ 4,7 %, накопленная добыча жидкости составила 775,9 тыс. тонн, накопленная закачка составляет 195,1 тыс. м³. Всего на месторождении пробурено 79 скважин, из них 69 числятся в добывающем фонде скважин, 9 в нагнетательном фонде и 1 скважина № 385Р в консервации. В данной скважине при освоении пластов В-II и В-III верейского горизонта получена пластовая вода с плёнкой нефти, в результате чего принято решение о ликвидации заколонного перетока, которое оказалось неудачным (по данным ГИС вскрыто 3,6 м эффективной нефтенасыщенной толщины). При освоении и опробовании пластов вышележащего объекта также получены неудовлетворительные результаты по причине заколонных перетоков и низкой продуктивности интервалов.

Разработка Карсовайского месторождения ведётся в соответствии с «Технологической схемой разработки Карсовайского газонефтяного месторождения Удмуртской республики», составленной в 2009 году, и в соответствии с «Дополнением к технологической схеме разработки Карсовайского месторождения», составленного в 2012 году. Выделено два эксплуатационных объекта – верейско-башкирский и касимовско-подоло-каширский.

Разбуривание верейско-башкирского объекта осуществляется самостоятельной сеткой скважин по обращённой семиточечной системе с расстоянием между скважинами 400 м.

Система ППД находится на начальном периоде формирования (с 2010 года). Закачка осуществляется с забором воды из специальных водозаборных скважин с водоносных пластов башкирского яруса (A_{4-4} , A_{4-5}) и подачей непосредственно в нагнетательные скважины.

Месторождение на первой стадии разработки. Текущее состояние разработки позволяет сделать выводы, что реализованная система разработки для геологических условий месторождения в целом эффективна и обеспечивает довольно высокие темпы разработки и нефтеотдачу.

Анализ применённых на Карсовайском месторождении технических решений для увеличения нефтеотдачи пластов и интенсификации добычи нефти

Рациональная разработка нефтяных месторождений включает применение различных методов воздействия на пласт и призабойную зону пласта, направленных на максимально эффективное и экономически рентабельное извлечение нефти и беспре-

ребойную работу подземного оборудования. Призабойная зона скважины (ПЗС) подвергается наиболее интенсивному воздействию различных физических, механических, гидродинамических, химических и физико-химических процессов, обусловленных извлечением жидкостей и газов из пласта или их закачкой в залежь в процессе её разработки. Через ПЗС проходит весь объём жидкостей и газов, извлекаемых из пласта за всё время его разработки.

Вследствие радиального характера притока жидкости в этой зоне возникают максимальные градиенты давления и максимальные скорости движения. Фильтрационные сопротивления здесь также максимальны, что приводит к наибольшим потерям пластовой энергии. От состояния ПЗС существенно зависит текущая и суммарная добыча нефти, дебиты добывающих скважин и приёмистость нагнетательных скважин. Поэтому в процессе вскрытия пласта, при бурении и последующих работах по креплению скважины, оборудованию её забоя и т.д. очень важно не ухудшить, а сохранить естественную проницаемость пород ПЗС. Однако нередко в процессе эксплуатации скважины проницаемость пород оказывается ухудшенной по сравнению с первоначальной, естественной. Это происходит вследствие отложения в породах ПЗС глинистых частиц, смолы, асфальтенов, парафина, солей и т.д. В результате резко возрастают сопротивления фильтрации жидкости и газа, снижается дебит скважины и т.д. В таких случаях необходимо искусственное воздействие на ПЗС. Под воздействием на призабойную зону пластов предполагается комплекс осуществляемых в скважинах работ по изменению фильтрационных характеристик вскрытых пластов или физико-химических свойств насыщающих их жидкостей в непосредственной близости от скважины.

За последние 5 лет на Карсовайском месторождении было проведено 42 геолого-технических мероприятия (ГТМ) на добывающих и 11 мероприятий на нагнетательных скважинах. За анализируемый период суммарная дополнительная добыча нефти от мероприятий составила 22,1 тыс. тонн или 4,7 % от всей добычи по месторождению, средний прирост дебита составил 5,1 тонн/сут. С учётом переходящих эффектов от ГТМ прошлых лет дополнительно добыто 57,4 тыс. тонн нефти или 12,3 % от общей добычи за период. Дополнительная закачка воды в результате ГТМ на нагнетательных скважинах составила 68,8 тыс. м³ (по итогам в год проведения ГТМ) со средним приростом приёмистости скважин 59 м³/сут.

Структура добычи нефти в целом по месторождению за последние 5 лет с выделением дополнительно добытой нефти за счёт ГТМ графически отображена на рисунке 1.

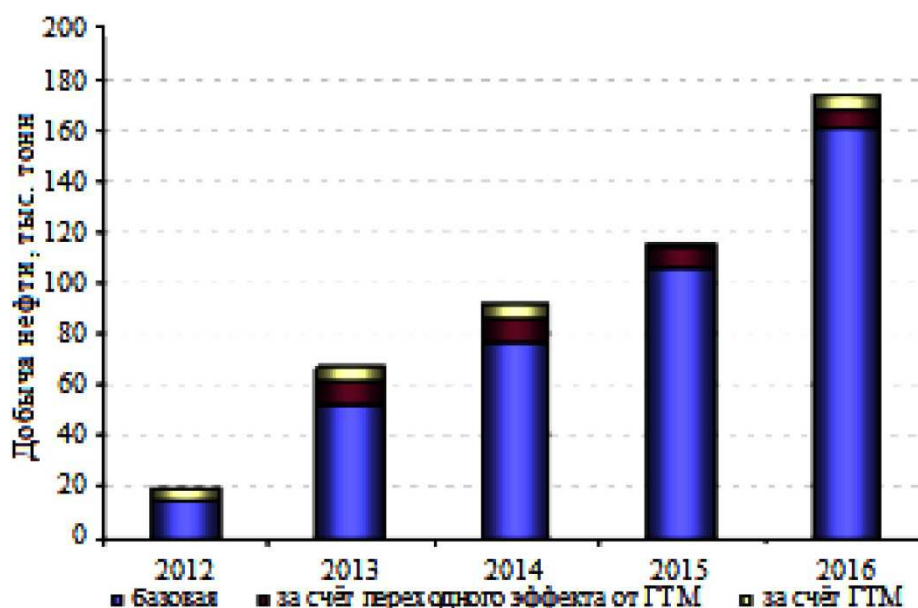


Рисунок 1 – Структура добычи нефти на Карсовайском месторождении

Из графика видно, что на стадии разбуривания месторождения при растущей базовой добыче дополнительно добытая за счёт ГТМ нефть (с учётом переходящего эффекта) особого влияния на годовую добычу не оказывает.

Среди применяемых технологий отмечены:

- перфорационные работы;
- обработка призабойной зоны пласта (ОПЗ);
- гидроразрыв пласта (ГРП);
- ремонтно-изоляционные работы (РИР);
- ввод боковых стволов;
- перевод скважин на другие объекты.

По количеству лидерами являются мероприятия, связанные с перфорационными работами (23 мероприятия, что составляет 54,8 % от общего количества ГТМ), и на эти мероприятия приходится 55 % дополнительно добытой нефти. Наиболее эффективными оказались РИР (8,8 тонн/сут. при средней эффективности ГТМ по месторождению 5,1 тонн/сут). Далее по эффективности идут мероприятия по вводу БС и ГРП. Низкоэффективными оказались ОПЗ и переводы на другой горизонт. Оптимизация глубинно-насосного оборудования (ГНО) проводилась во время выполнения других видов ГТМ, поэтому по ней эффективность и дополнительная добыча отдельно не выделены.

Анализ выработки запасов нефти

Анализ выработки запасов по месторождению в целом выполнен на запасы, числящиеся на государственном балансе. Так, на месторождении выделено 3 поднятия – Карсовайское, Южно-Карсовайское и Хомяковское поднятия, включающие пласты верейского горизонта и башкирского яруса, рассматриваемые в качестве единого объекта разработки. Также на Карсовайском поднятии выделены в самостоятельный объект разработки пласты касимовского яруса и мячковского, подольского и каширского горизонтов. На текущую дату из залежей верейско-башкирского объекта добыто 527,2 тыс. тонн нефти, что соответствует текущему КИН 0,014 и 4,7 % отбора от НИЗ. Из залежей Касимовско-Мячковско-Подоло-Каширского объекта добыто 67,8 тыс. тонн нефти, что соответствует текущему КИН 0,009 и 3,5 % от НИЗ при значении среднегодовой обводнённости, равной 15,4 (табл. 1 и рис. 2).

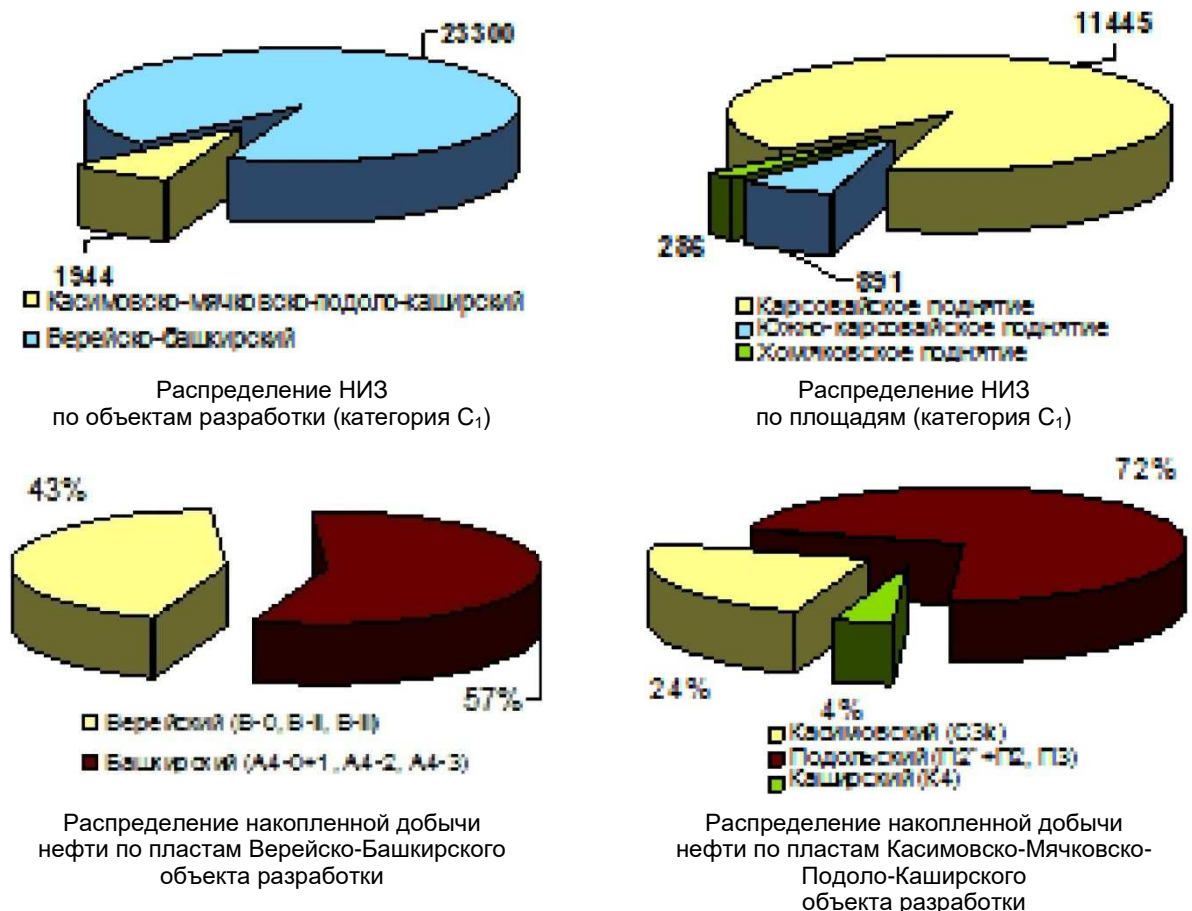


Рисунок 2

Таблица 1 – Сводная таблица запасов нефти по пластам 3 поднятий Карсовайского месторождения

Объект разработки, пласт	Категория	Начальные геологические запасы нефти, тыс. т.	Начальные извлекаемые запасы нефти, тыс. т.	Текущие геологические запасы нефти, тыс. т.	Текущие извлекаемые запасы нефти, тыс. т.	Накопленная добыча нефти, тыс. т.	Отбор от НИЗ, %	Текущий КИН, д.ед
Карсовайское поднятие								
Касимовский (С3к)	C1	463	123	447	107	16	13,0	0,035
	C2	406	107	406	107	0	0,0	0,000
Мячковский (С2 тс-П)	C1	805	205	805	205	0	0,0	0,000
	C2	3010	730	3010	730	0	0,0	0,000
Подольский (П2+П2, П3)	C1	5782	1564	5733	1515	49	3,1	0,008
	C2	9554	2340	9554	2340	0	0,0	0,000
Каширский (К4)	C1	304	52	301	49	3	5,8	0,010
	C2	2107	464	2107	464	0	0,0	0,000
Верейский (В-0, В-П, В-Ш)	C1	13428	3834	13202	3608	226	5,9	0,017
	C2	11788	3390	11788	3390	0	0,0	0,000
Башкирский (А _{4,0+1} , А _{4,2} , А _{4,3})	C1	18806	5667	18518	5379	288	5,1	0,015
	C2	8515	2453	8515	2453	0	0,0	0,000
Южно-карсовайское поднятие								
Верейский (В-П, В-Ш)	C1	1536	322	1533	319	3	0,9	0,002
	C2	2029	430	2029	430	0	0,0	0,000
Башкирский (А _{4,0+1} , А _{4,2})	C1	1927	569	1917	559	10	1,8	0,005
	C2	1793	560	1793	560	0	0,0	0,000
Хомяковское поднятие								
Верейский (В-П, В-Ш)	C1	664	187	664	187	0	-	-
	C2	1203	340	1203	340	0	-	-
Башкирский (А _{4,0+1} , А _{4,2})	C1	331	99	331	99	0	-	-
	C2	591	177	591	177	0	-	-
В целом по месторождению	C1	44046	12622	43451	12027	595	4,7	0,014
	C2	40996	10991	40996	10991	0	0,0	0,000

Выбор и обоснование проведения поинтервальных большеобъёмных солянокислотных обработок в горизонтальных стволах для интенсификации добычи нефти

Перспективным направлением повышения эффективности разработки месторождения с учётом накопленного опыта на месторождениях УР следует считать более широкое применение методов увеличения нефтеотдачи, которые применимы для геолого-физических условий Карсвайского месторождения.

Основные из них:

- проведение комплекса обработок призабойной зоны скважин (ОПЗ / БОПЗ), в т.ч. кислотных обработок призабойных зон скважин различных модификаций (СКО / БСКО);
- одновременно-раздельная добыча жидкости (ОРД);
- одновременно-раздельная закачка жидкости в пласт (ОРЗ);
- гидроразрыв пласта (ГРП);
- щелевая перфорация, дострелы;
- форсирование отбора жидкости путём оптимизации работы ГНО;
- ввод боковых стволов (БС);
- переход скважины на другой горизонт (ПСДГ);
- ремонтно-изоляционные работы (РИР);
- ремонтно-изоляционные работы по отключению выработанных обводнённых пластов традиционными и новыми методами.

В настоящей статье нами рассмотрена возможность и рассчитан экономический эффект от изменения конструкции двух новых (проектных) скважин на башкирском ярусе Карсвайского месторождения с наклонно-направленных на горизонтальные скважины с дальнейшим разобщением набухающими пакерами продуктивных интервалов пласта и последующим освоением при помощи поинтервального БОПЗ (БСКО) с целью повышения эффективности разработки месторождения.

Так как в масштабах ПАО «Роснефть» отсутствует опыт проведения поинтервальных БОПЗ (БСКО) в горизонтальных стволах, далее будет проведён анализ эффективности проведения БОПЗ и отдельно анализ эффективности применения ГС на месторождениях ОАО «Удмуртнефть».

Горизонтальные скважины

Одним из перспективных методов интенсификации добычи нефти и увеличения полноты извлечения её из недр является разработка месторождений с использованием горизонтальных скважин и боковых горизонтальных стволов. Опыт эксплуатации горизонтальных нефтяных скважин, а также боковых горизонтальных стволов в отработанных, нерентабельных скважинах у нас в стране и за рубежом показывает, что горизонтальные скважины и боковые горизонтальные стволы позволяют:

- 1) повышать нефтеизвлечение из недр за счёт увеличения площади фильтрации и интенсификации перетоков нефти и газа из залежи, а также за счёт повышения эффективности процессов воздействия на пласт;
- 2) значительно повышать дебиты нефти и газа в сравнении с вертикальными скважинами за счёт увеличения площади фильтрации;
- 3) продлевать безводный или малообводнённый период нефтяных скважин;
- 4) восстанавливать продуктивность месторождений на поздней стадии разработки;
- 5) в бездействующих и малодебитных скважинах не только восстанавливать, но и значительно увеличивать по сравнению с первоначальным (при вводе месторождений в разработку) дебит нефти;
- 6) снижать объёмы бурения скважин при вводе в разработку нефтяных и газовых месторождений;
- 7) снижать объёмы капитальных вложений, особенно в заболоченных и залеженных местах.

Применение ГС и БГС позволяет:

- 1) существенно повысить рентабельность капитальных вложений добывающих предприятий;
- 2) значительно увеличить период «незаводнённой» эксплуатации, снизить депрессию на пласт;

- 3) сократить простаивающий фонд скважин, ввести в эффективную промышленную эксплуатацию забалансовые запасы;
- 4) вести разведку и эксплуатацию месторождений в природоохранных зонах;
- 5) не допустить израсходования ранее разведанных запасов;
- 6) ввести в эффективную промышленную эксплуатацию трудноизвлекаемые запасы.

Отечественная и мировая практика показала, что применение этих методов позволяет увеличить дебиты скважин в 3–8 раз и вывести простаивающий фонд скважин на рентабельный уровень добычи.

Средний дебит ГС по ОАО «Удмуртнефть» превышает 7 тонн/сут., при этом дебит скважин до бурения ГС не превышал 0,2–0,5 тонн/сут.

Максимальная добыча нефти из ГС получена из турнейской залежи Мишкинского месторождения – 671,2 тыс. тонн, что составляет около 70 % общей добычи из ГС. Объект характеризуется наибольшим технологическим эффектом, средний дебит скважин 14,4 тонн/сут. При этом есть скважины 60 тонн/сут.

Высокой эффективностью характеризуется эксплуатация ГС на Ончугинском месторождении. Средний дебит нефти за весь период эксплуатации составляет 13,7 тонн/сут., накопленная добыча нефти 51,5 тыс. тонн.

В результате эксплуатации 8 горизонтальных скважин на Южно-Киенгопском месторождении добыто 113 тыс. тонн нефти (12 % общей добычи из ГС). Средний дебит скважин составил 10,1 тонн/сут.

Несколько ниже эффекты по Киенгопской площади Чутырско-Киенгопского и Гремихинскому месторождениям. Продуктивность скважин изменяется от 6,0 до 8,6 тонн/сут.

Из боковых горизонтальных стволов добыча нефти за весь период эксплуатации составила 738 тыс. тонн. Основные объёмы добычи приходятся на скважины Мишкинского (368 тыс. тонн), Чутырско-Киенгопского (127 тыс. тонн), Гремихинского (72 тыс. тонн) и Ельниковского (51 тыс. тонн) месторождений.

Большеобъёмные СКО

В период с 2012–2016 гг. на объектах компании ОАО «Удмуртнефть» было проведено 30 скважин/мероприятий БСКО.

Эффективность и выбор наиболее оптимального метода воздействия были ранжированы по следующим критериям:

- дебит нефти (Q_n , тонн/сут.), дебит жидкости ($Q_{ж}$, м³/сут.), обводнённость (W , %) – до проведения ГТМ;
- дебит нефти (Q_n , тонн/сут.), дебит жидкости ($Q_{ж}$, м³/сут.), обводнённость (W , %) – после проведения ГТМ;
- средний прирост дебита нефти (Q_n , тонн/сут.);
- коэффициент успешности проведённого мероприятия ($K_{усп}$, %);
- причины недостижения планируемых показателей;
- средняя удельная добыча нефти на одну скважину за период, равный одному году;
- динамика темпа падения дебита нефти по объектам разработки.

В таблице 2 представлена информация о проведённых мероприятиях, текущих и планируемых показателях, а также об объектах, на которых проводили обработку. Исходя из этого, при проведении БСКО были рассчитаны следующие параметры: средний Q_n – 12 тонн/сут., обводнённость снизилась на 8 %, средний прирост дебита нефти – 5,9 тонн/сут. Успешность проведения БСКО – 73 %. Основная причина недостижения планируемых показателей – рост обводнённости. Средняя удельная добыча нефти на 1 скважину – 4326 тонн.

На сегодняшний день в ОАО «Удмуртнефть» наибольшее количество запасов сосредоточено в верейских и башкирских залежах.

На рисунке 3 представлена динамика прироста дебита нефти после проведения большеобъёмных солянокислотных обработок (БСКО) по объектам разработки. На рисунке 4 показана продолжительность эффекта после проведения БСКО. Данные результаты были получены на основе ранее проведённого анализа за 2013–2015 гг.

Таблица 2 – Основные показатели работы скважин после проведения большеобъёмных солянокислотных обработок (БСКО)

Месторождение	№ скважины	Объект для ГТМ	Плановые параметры			Фактические параметры		
			дебит нефти, тонн/сут.	дебит жидкости, м ³ /сут.	обводнёность, %	дебит нефти, тонн/сут.	дебит жидкости, м ³ /сут.	обводнёность, %
Мишкинское	2428	башкирский, верейский	12,9	45,0	68	12,9	36,0	60
Мишкинское	3018	башкирский	8,3	38,0	76	11,0	19,0	35
Мишкинское	2436	верейский	9,2	26,0	61	18,9	27,0	22
Гремихинское	685	верейский	10,4	13,0	13	11,3	16,0	24
Гремихинское	519	верейский	9,4	14,4	29	8,7	12,4	24
Есенеинское	4324	верейский	9,2	14,0	27	6,9	9,0	14
Есенеинское	4146	верейский	11,8	28,0	53	11,5	16,0	19
Котовское	213	подоло-каширо-верейский	16,0	20,8	13	20,5	29,0	20
Красногорское	2422	верейский	11,2	27,3	54	12,6	26,1	45
Мишкинское	375	турнейский	10,6	31,0	63	6,1	39,0	83
Мишкинское	591	турнейский	8,9	24,0	60	8,9	242,0	96
Лозюкско-Зуриинское	674	верейско-башкирский	10,7	12,9	5	10,9	17,0	27
Кезское	3351	верейско-башкирский	14,5	27,7	40	14,8	20,0	15
Михайловское	673	верейско-башкирский	19,0	30,0	28	6,5	12,0	38
Лозюкско-Зуриинское	1005	башкирский	12,8	28,5	48	5,8	10,0	33
Красногорское	2704	верейский	9,0	16,0	36	9,3	20,0	47
Михайловское	640	верейско-башкирский	12,8	18,8	22	7,8	16,0	44
Чутырское	1842	башкирский	9,6	15,1	27	9,7	13,0	15
Киенгопское	1553	башкирский	20,1	25,0	10	13,7	18,0	15
Киенгопское	890	башкирский	16,6	37,0	50	17,7	47,0	58
Чутырское	55	башкирский	13,4	29,4	48	13,6	17,0	9
Гремихинское	564	верейский	10,1	13,0	15	7,7	10,4	19
Гремихинское	309	верейский	9,3	12,0	15	9,3	13,0	22
Котовское	210	подоло-каширо-верейский	10,1	49,7	77	11,0	25,0	50
Мишкинское	2447	верейский	14,5	35,0	54	14,5	19,0	15
Мишкинское	2448	верейский	9,2	28,0	64	16,0	35,0	49
Мишкинское	2379	верейский	13,3	36,0	59	15,8	22,0	20
Киенгопское	892	башкирский	16,4	35,0	48	9,2	13,0	21
Чутырское	884	башкирский	15,5	26,2	33	16,7	26,0	27
Красногорское	2520	верейский	14,2	19,0	15	21,3	25,0	3

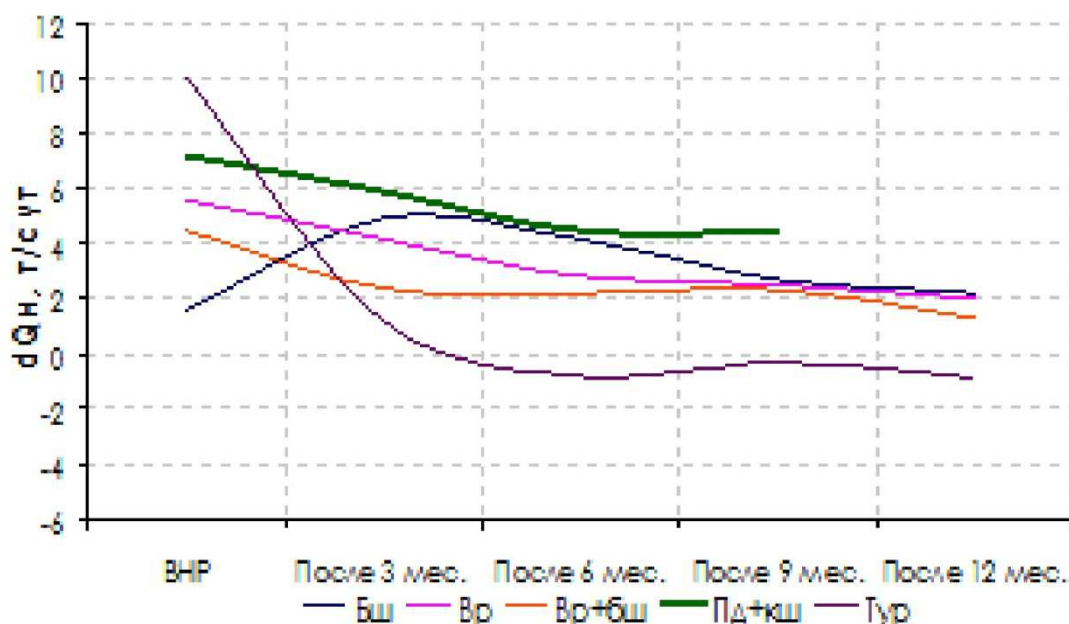


Рисунок 3 – Динамика прироста дебита нефти после БСКО по объектам Карсовайского месторождения

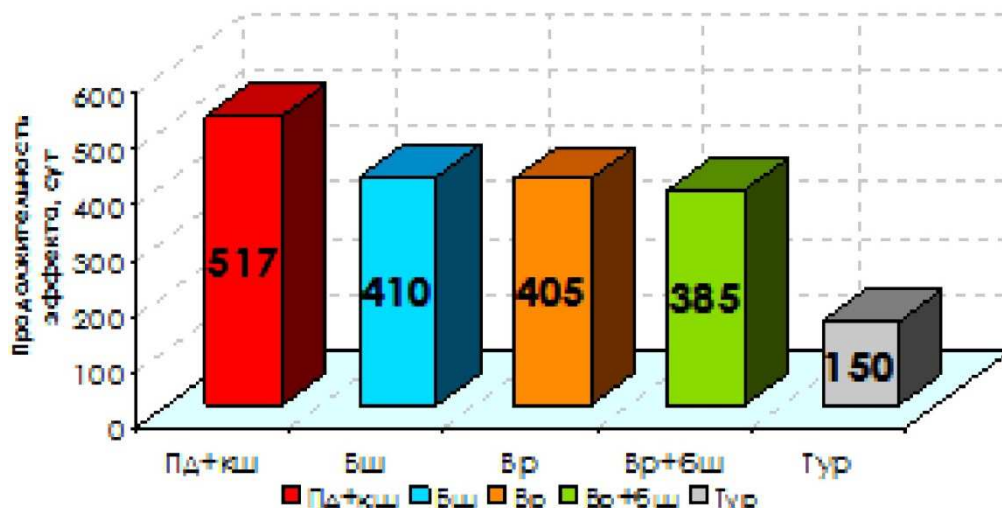


Рисунок 4 – Продолжительность эффекта после проведения БСКО

Оценив эффективность эксплуатации ГС и проведение БСКО на месторождениях ОАО «Удмуртнефть», для достижения максимального эффекта очевидным техническим решением является совмещение описанных технологий интенсификации добычи нефти.

В отношении Карсовайского нефтяного месторождения бурение ГС и проведение в них поинтервальных большеобъемных обработок призабойных зон (ПБОПЗ) позволит решить следующие задачи:

- 1) повысить рентабельность капитальных вложений;
- 2) увеличить период «незаводнённой» эксплуатации за счёт снижения депрессии на пласт;
- 3) вовлечь в разработку целики нефти, увеличивая тем самым КИН;
- 4) повысить удельную эффективность в сравнении с вертикальными скважинами за счёт увеличения площади фильтрации;
- 5) повысить нефтеизвлечение из недр за счёт увеличения площади фильтрации и интенсификации перетоков нефти из залежи, а также за счёт повышения эффективности процессов воздействия на пласт;
- 6) снизить объёмы бурения скважин при вводе в разработку Карсовайского месторождения.

Проектирование ПБСКО в горизонтальных скважинах для реализации на Карсовайском месторождении

Выбор участка для проведения ПБСКО в ГС

Учитывая сложный геологический разрез Карсовайского месторождения, состоящий из множества расчленённых неоднородных пропластков в башкирском и верейском объектах, а также наличие обширной газовой шапки, с целью увеличения эффективности бурения предлагается изменить конструкцию проектных скважин с наклонно-направленных на горизонтальные. При этом горизонтальные стволы запланировать в подгазовых районах месторождения с проводкой только в башкирском объекте. Верейский объект в данном случае в разработку не вовлекается, т.к. является газонасыщенным. Особенностью данной технологии является заканчивание горизонтального ствола со спуском фильтра-хвостовика в кровлю башкирского объекта с разобщением продуктивных интервалов с помощью набухающих пакеров для последующих поинтервальных обработок по технологии БОПЗ.

Накопленный опыт бурения горизонтальных скважин позволил определить основные геологические и технологические критерии для их размещения в пределах башкирского объекта Карсовайского месторождения и параметры ствола, гарантирующие получение эффекта. При выборе участков залежи, планируемых к бурению горизонтальных скважин, учитывались следующие критерии.

Геологические:

- 1) эффективная нефтенасыщенная толщина не менее 3 м;
- 2) наличие непроницаемого экрана (уплотняющей пачки пород) между нефтенасыщенными или газонасыщенными коллекторами;
- 3) возможность формирования горизонтального ствола в верхней части нефтенасыщенного пласта на максимальном удалении от ВНК;
- 4) общая длина горизонтального ствола не менее 200 м (учитывая большую расчленённость башкирского объекта, эффективная длина, приходящая на нефтенасыщенные интервалы, составит около 100–150 м);
- 5) наличие в верейском объекте газовой шапки, которая обеспечит газонапорный режим вытеснения нефти, при этом при освоении башкирского объекта вертикальными скважинами за счёт низких фильтрационно-емкостных свойств пласта не достигается рентабельный дебит.

Технологические (учитывая, что Карсовайское месторождение находится на стадии разбурирования, все пункты данного критерия удовлетворяются):

- 1) степень выработанности запасов;
- 2) текущие пластовые и забойные давления;
- 3) дебиты скважин на перспективных участках залежи;
- 4) обводнённость продукции;
- 5) плотность сетки скважин;
- 6) текущее состояние разработки объекта в целом.

Технические:

- 1) возможность спуска в горизонтальный ствол хвостовика диаметром 114 мм с набухающими пакерами;
- 2) возможность поинтервальной кислотной обработки через двухпакерную компоновку по технологии БОПЗ через НКТ диаметром 73 мм;
- 3) отсутствие зон осложнений, наличие качественного цементирования хвостовика.

Экономические:

- 1) минимизация затрат на бурение ГС как временных, так и финансовых;
- 2) минимальный срок окупаемости вложенных средств;
- 3) высокая рентабельность бурения ГС.

Проектирование технологического решения

В качестве способа повышения эффективности разработки неоднородных пластов башкирского объекта и повышения нефтеотдачи предлагается выделить участок для проводки горизонтального ствола. Исходя из описанных критериев, бурение ГС по данной технологии предлагается в центральной части Карсовайского месторождения, имеющей обширную газовую шапку в верейском объекте. При этом пробуренные наклонные скважины ввиду ухудшенных свойств башкирского объекта не обеспечивают проектный дебит.

Технология проведения предлагаемого метода интенсификации добычи и геолого-физические условия применения технологий приведены ниже. Главное преимущество ГС с поинтервальной обработкой БОПЗ состоит в создании максимальной площади контакта с продуктивным пластом, приводящего к увеличению площади дренирования скважины и снижению депрессии в пласте. Данная технология предпочтительна для разработки месторождений, имеющих низкую проницаемость или естественную трещиноватость, тонкослоистые коллекторы или многослойные залежи.

В случае тонкослоистых продуктивных интервалов, многослойных залежей или пластов с неоднородным строением располагающиеся в вертикальной плоскости горизонтальные скважины увеличивают свои дебиты и степень извлечения из залежи за счёт установления связей между несколькими продуктивными интервалами, характеризующимися различными коэффициентами анизотропии, разделёнными вертикальными барьерами или зонами резкого либо постепенного ухудшения проницаемости.

Предлагается к внедрению бурение горизонтальных скважин на башкирский объект Карсовайского месторождения. Опытно-промышленные испытания технологии запланированы во второй половине 2018 года с кустовой площадки № 17 на скважинах №№ 187 и 188, проектные профили которых показаны на рисунках 5 и 6 соответственно. Схема размещения горизонтальных скважин приведена на рисунке 7.

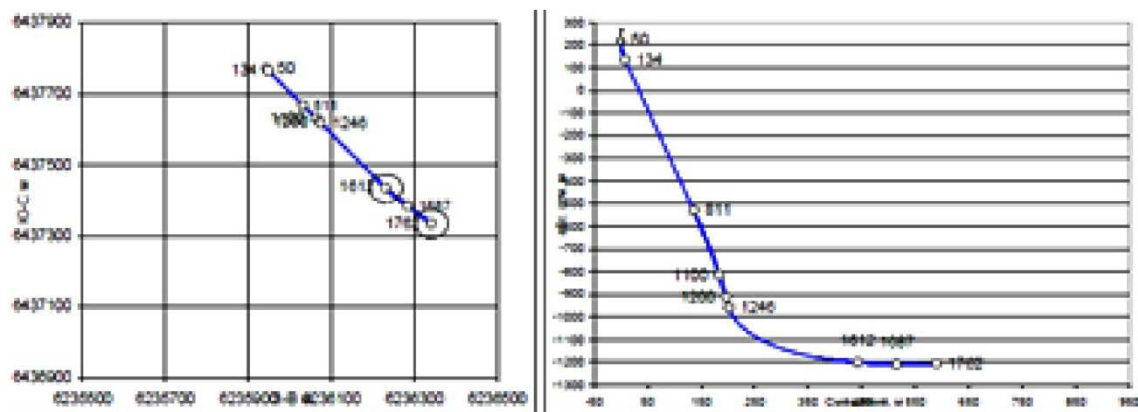
Проектный профиль скважины № 187Г

Целевая точка Т1 (а.о.) м	-1200.0	Координаты устья (С)	6437770.8
Целевая точка Т3 (а.о.) м	-1207.0	(В)	6236943.3
Азимут от устья до Т1 град (магн)	125.03	Координаты Т1 (С)	6437434.4
Смещение от устья до Т1, м	442.35	(В)	6236230.5
Азимут от устья до Т3 гр (магн)	123.15	Координаты Т3 (С)	6437334.7
Смещение от устья до Т3, м	590.23	(В)	6236341.0
Азимут от Т1 до Т3 гр (магн)	117.57		
Смещение от Т1 до Т3, м	148.82		
Азимут от Т0 до Т1 гр (магн)	125.03		
Смещение от Т0 до Т1	442.35	Угол входа в пласт, град	79.1
Радиус прогиб допустим, м	40.0	Длина горизонтального участка, м	150.0
Альтитуда стола ротора, м	268.6	Длина бокового ствола, м	1762.1
Малитное склонение, град	14.5	Азимут построения магн, град	125.027

Параметры траектории			Параметры кривизны			Координаты от устья по азимуту			Комментарии
Глубина м	Зенит град	Азимут град	Истинск. простр. глубина	Истинск. зенит. глубина	Угол откл. град	X м	Y м	Z м	
50	0.0	125.0	0.00	0.00	548	0.0	0.0	50.0	Начало набора угля
134	10.9	125.0	1.30	1.30	0	8.0	0.0	133.5	набор угля
801	10.9	125.0	0.00	0.00	180	134.4	0.0	788.8	Кунгурско-Артемск квл
811	10.9	125.0	0.00	0.00	180	136.3	0.0	798.4	Бащмак коллектора
961	9.4	125.0	0.10	-0.10	180	162.7	0.0	946.0	ЦМ
1100	8.0	125.0	0.10	-0.10	180	183.8	0.0	1083.3	Начало ГНО
1188	7.2	125.0	0.10	-0.10	180	195.2	0.0	1188.8	Переход на раствор
1200	7.0	125.0	0.10	-0.10	180	196.9	0.0	1182.4	Конец ГНО
1246	6.6	125.0	0.10	-0.10	180	202.3	0.0	1227.9	Начало набора угля
1566	73.7	125.0	2.10	2.10	0	396.9	0.0	1458.6	Привалка
1591	79.1	125.0	2.10	2.10	0	421.6	0.0	1464.6	Бащмак ОК
1612	79.1	125.0	0.00	0.00	180	442.3	0.0	1468.6	T1
1653	79.1	116.4	2.1	0.00	270	482.3	-3.0	1476.3	0.00
1687	90.0	116.4	3.2	3.20	0	515.9	-8.1	1479.6	T2
1700	93.3	116.4	2.6	2.60	0	528.6	-10.0	1479.2	0.00
1762	93.3	116.4	0.0	0.00	180	589.9	-19.3	1475.6	T3, забой

Параметры траектории			Параметры кривизны			Условные координаты			Комментарии
Глубина м	Зенит град	Вариационный угол град	Истинск. простр. глубина	Истинск. зенит. глубина	Угол откл. град	С-Ю X м	З-В Y м	а.о. Z м	
50	0.0	139.5	0.00	0.00	548	6437770.8	6236943.3	218.6	Начало набора угля
134	10.9	139.5	1.30	1.30	0	6437764.8	6236948.5	135.1	набор угля
801	10.9	139.5	0.00	0.00	180	6437668.6	6236830.5	-520.0	Кунгурско-Артемск квл
811	10.9	139.5	0.00	0.00	180	6437667.2	6236831.8	-529.8	Бащмак коллектора
961	9.4	139.5	0.10	-0.10	180	6437647.0	62368049.0	-677.5	ЦМ
1100	8.0	139.5	0.10	-0.10	180	6437631.0	62368062.6	-814.7	Начало ГНО
1188	7.2	139.5	0.10	-0.10	180	6437622.4	62368070.0	-900.0	Переход на раствор
1200	7.0	139.5	0.10	-0.10	180	6437621.1	62368071.1	-913.8	Конец ГНО
1246	6.6	139.5	0.10	-0.10	180	6437616.9	62368074.7	-959.3	Начало набора угля
1566	73.7	139.5	2.10	2.10	0	6437489.0	6236201.0	-1190.0	Привалка
1591	79.1	139.5	2.10	2.10	0	6437480.2	6236217.1	-1196.0	Бащмак ОК
1612	79.1	139.5	0.00	0.00	180	6437434.4	6236230.5	-1200.0	T1
1653	79.1	130.9	2.07	0.00	270	6437408.0	6236258.8	-1207.7	
1687	90.0	130.9	3.20	3.20	0	6437383.8	6236264.4	-1211.0	T2
1700	93.3	130.9	2.60	2.60	0	6437375.3	6236264.1	-1210.6	
1762	93.3	130.9	0.00	0.00	180	6437334.7	6236341.0	-1207.0	T3, забой

Рисунок 5 – Проектный профиль скважины № 187



Продолжение рисунка 5

Проектный профиль скважины № 188Г

Целевая точка Т1 (а.о.) м	-1202.0
Целевая точка Т3 (а.о.) м	-1209.0
Азимут от устья до Т1 град (магн)	160.20
Смещение от устья до Т1, м	579.91
Азимут от устья до Т3 гр (магн)	162.08
Смещение от устья до Т3, м	729.52
Азимут от Т1 до Т3 гр (магн)	169.31
Смещение от Т1 до Т3, м	151.13
Азимут от Т0 до Т1 гр (магн)	160.20
Смещение от Т0 до Т1	579.91
Радиус круга допуска, м	40.0
Альтитуда стола ротора, м	268.6
Магнитное склонение, град	14.5

Координаты устья (С)	6437741.2
(В)	6235948.2
Координаты Т1 (С)	6437163.8
(В)	6236001.9
Координаты Т3 (С)	6437013.0
(у.п.овные) (В)	6235991.9
Угол входа в пласт, град	79.9
Длина горизонтального участка, м	150.0
Длина бокового ствола, м	1799.6
Азимут построения магн, град	160.199

Параметры траектории			Параметры кривизны			Координаты от устья по добору			Комментарий
Глубина м	Зенит град	Азимут (магн) град	Истинс простр град/м	Истинс зенит град/м	Угол откл град	X м	Y м	Z м	
50	0.0	160.2	0.00	0.00	145	0.0	0.0	50.0	Начало набора угла
185	17.5	160.2	1.30	1.30	0	20.4	0.0	182.6	Набор угла
820	17.5	160.2	0.00	0.00	180	211.6	0.0	788.6	Кунгурско-Арктический
830	17.5	160.2	0.00	0.00	180	214.6	0.0	798.1	Бошмак кондуктора
960	16.0	160.2	0.10	-0.10	180	257.8	0.0	941.7	ЦМ
1100	14.8	160.2	0.10	-0.10	180	289.7	0.0	1057.3	Начало ГНО
1200	13.8	160.2	0.10	-0.10	180	314.4	0.0	1154.2	Конец ГНО
1215	13.7	160.2	0.10	-0.10	180	317.9	0.0	1168.6	Переход на раствор
1307	12.7	160.2	0.10	-0.10	180	338.9	0.0	1258.1	Начало набора угла
1600	74.3	160.2	2.10	2.10	0	531.1	0.0	1460.6	Привалка
1627	79.9	160.2	2.10	2.10	0	557.3	0.0	1466.6	Бошмак ОК
1650	79.9	160.2	0.00	0.00	180	579.9	0.0	1470.6	T1
1695	79.9	170.8	2.3	0.00	90	624.2	4.1	1478.5	0.00
1725	90.0	170.8	3.4	3.38	0	653.3	9.6	1481.1	T2
1734	92.9	170.8	3.0	3.00	0	662.7	11.3	1480.8	0.00
1800	92.9	170.8	0.0	0.00	180	726.9	23.3	1477.6	T3, забой

Параметры траектории			Параметры кривизны			Угловые координаты			Комментарий
Глубина м	Зенит град	Дирекционный угол град	Истинс простр град/м	Истинс зенит град/м	Угол откл град	С-Ю X м	З-В Y м	а.о. Z м	
50	0.0	174.7	0.00	0.00	145	6437741.2	6235948.2	218.6	Начало набора угла
185	17.5	174.7	1.30	1.30	0	6437720.9	6235950.1	86.0	Набор угла
820	17.5	174.7	0.00	0.00	180	6437530.6	6235967.8	-520.0	Кунгурско-Арктический
830	17.5	174.7	0.00	0.00	180	6437527.6	6235968.0	-529.5	Бошмак кондуктора
960	16.0	174.7	0.10	-0.10	180	6437484.5	6235972.1	-673.2	ЦМ
1100	14.8	174.7	0.10	-0.10	180	6437452.8	6235975.0	-788.8	Начало ГНО
1200	13.8	174.7	0.10	-0.10	180	6437426.2	6235977.3	-885.7	Конец ГНО
1215	13.7	174.7	0.10	-0.10	180	6437424.7	6235977.6	-900.0	Переход на раствор
1307	12.7	174.7	0.10	-0.10	180	6437403.8	6235979.6	-989.5	Начало набора угла
1600	74.3	174.7	2.10	2.10	0	6437212.4	6235997.4	-1192.0	Привалка
1627	79.9	174.7	2.10	2.10	0	6437186.3	6235999.8	-1198.0	Бошмак ОК
1650	79.9	174.7	0.00	0.00	180	6437183.8	6236001.9	-1202.0	T1
1695	79.9	185.2	2.30	0.00	90	6437119.3	6236001.9	-1209.9	
1725	90.0	185.2	3.38	3.38	0	6437089.8	6235999.2	-1212.5	T2
1734	92.9	185.2	3.00	3.00	0	6437080.3	6235998.3	-1212.3	
1800	92.9	185.2	0.00	0.00	180	6437015.2	6235992.3	-1209.0	T3, забой

Рисунок 6 – Проектный профиль скважины № 188

вика, а в интервалах глинистых перемычек – глухие трубы хвостовика с набухающими пакерами. В дальнейшем эти пакера набухнут и разобьют продуктивные пласты башкирского объекта. После чего будет выполнен этап освоения, включающий в себя несколько поинтервальных солянокислотных обработок в горизонтальном стволе при помощи БОПЗ через двухпакерную компоновку.

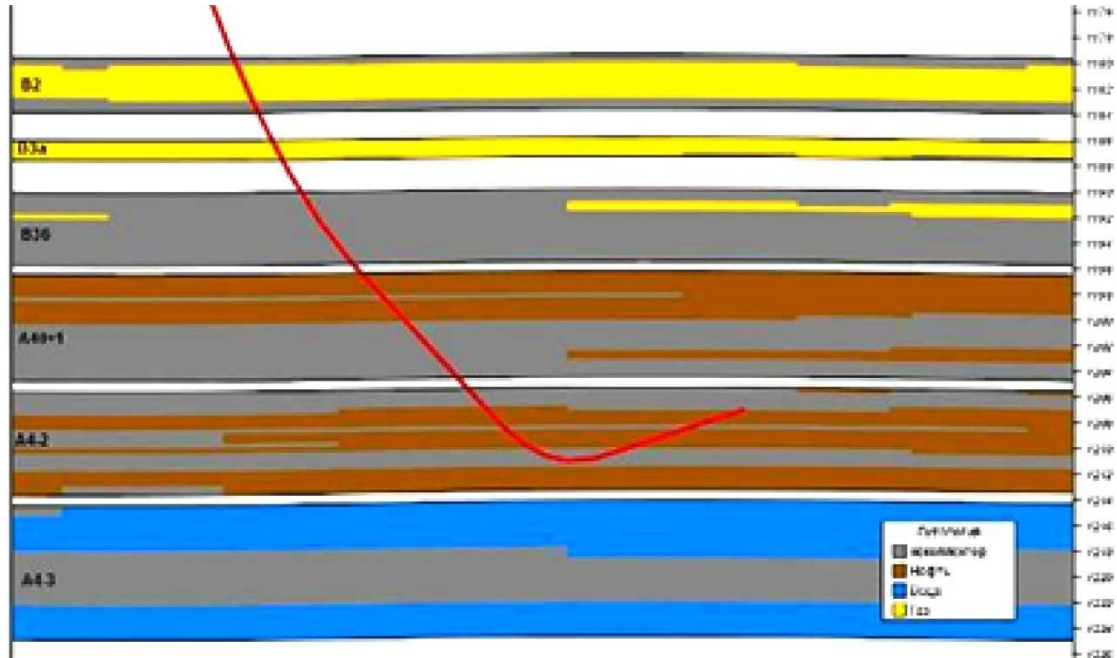


Рисунок 8 – Проектный профиль горизонтального ствола скважины

Состав реагента и его количество для проведения ПБСКО в ГС

Предлагаемый состав КСПЭО-2(2ВЛ)(2Н) предназначен для кислотной обработки нефтедобывающих (КСПЭО-2(2ВЛ)) и нагнетательных (КСПЭО-2Н) скважин в карбонатных коллекторах и позволяет существенно снизить влияние отрицательных факторов, имеющих место при СКО, и тем самым повысить эффективность и успешность кислотных обработок.

В качестве основы используются растворы соляной кислоты регламентированной по содержанию плавиковой кислоты с добавкой модификаторов МК-2 (МК-В марки К) для добывающих и МК-Н для нагнетательных скважин, представляющих собой смесь поверхностно-активных веществ в строго определённом соотношении.

Кислотный состав КСПЭО-2(2ВЛ)(2Н) предназначен для проведения работ по интенсификации притока нефти из продуктивного пласта нефтедобывающих скважин и увеличения приёмистости нагнетательных скважин в карбонатных коллекторах путём кислотной обработки.

КСПЭО-2ВЛ содержит замедлитель и обладает в 10 раз меньшей скоростью реакции по сравнению с кислотными составами, не содержащими замедлителей, а также повышенной стабилизирующей способностью в отношении ионов железа. Применение состава позволяет увеличить радиус активного охвата пласта кислотным воздействием и эффективно предотвратить выпадение железосодержащих вторичных осадков в течение всего времени реакции кислотного состава с породой, а также после его нейтрализации.

Кислотный состав КСПЭО-2ВЛ:

- совместим с нефтью, способствует удалению (выносу) связанной воды из ПЗП, что способствует более эффективному восстановлению её проницаемости;
- имеет высокую диспергирующую способность в отношении АСПО.

Состав выпускается (в товарном виде) под маркой «А» и «Б».

КСПЭО-2(2Н) марки «А» представляет собой состав, полностью готовый к проведению СКО.

КСПЭО-2(Н) марки «Б» представляет собой состав с концентрацией HCl 20–24 %, который разбавляется пресной водой непосредственно на скважине или перед транспортировкой до концентрации 10–12 %.

Состав КСПЭО-2(2ВЛ)(2Н) обладает следующими преимуществами по сравнению с соляной кислотой:

- высокая проникающая способность в поровое пространство нефтенасыщенной части пласта вследствие низкого (менее 0,03 мН/м) межфазного натяжения на границе КСПЭО-2(2ВЛ)(2Н) – нефть;
- эффективное предотвращение образования стойких высоковязких эмульсий, приводивших к осложнениям при освоении скважин после обработки соляной кислотой вплоть до отсутствия притока нефти.

Анализ лабораторных исследований, проведённых в ОАО «ПермНИПИнефть», показал, что вязкие устойчивые эмульсии пластовой нефти с соляной кислотой образуют все (без исключения) исследованные нефти различных месторождений Пермского края.

При использовании КСПЭО-2(2ВЛ)(2Н) нефтекислотные эмульсии не образуются даже при наличии минерализованной воды с плотностью 1,18–1,19 г/см³ и продуктов реакции соляной кислоты с карбонатной породой. После отстаивания нефть имеет те же параметры, что и до обработки её КСПЭО-2(2ВЛ)(2Н).

Количество кислоты для закачки рассчитывалось, исходя из величины интервалов перфорации и их количества. Расчёт количества кислоты выполнен для каждой из скважин и составляет 135 м³/скв.

Предполагаемая конструкция скважин

Эффективность строительства горизонтальных скважин с последующим поинтервальным БОПЗ определяется правильным выбором проектных решений по геологическому обоснованию их проектных параметров, соответствующим технологии заканчивания и геолого-технологическим условиям.

Рассмотрим основные этапы строительства горизонтальной скважины по данной технологии на примере скважины № 188 Карсовайского месторождения (рис. 9):

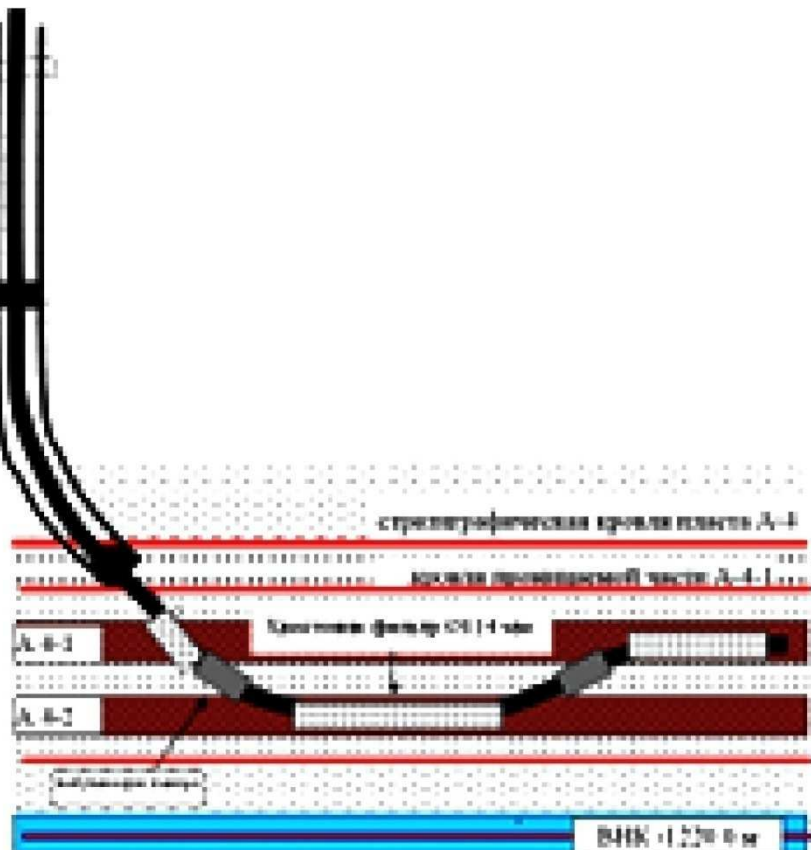


Рисунок 9 – Конструкция горизонтального ствола с набухающими пакерами

- бурение основного наклонного ствола до абсолютной глубины 1210 м, без вскрытия ВНС;
 - проведение промежуточного каротажа;
 - бурение основного горизонтального ствола длиной до глубины 1800 м по стандартной технологии по пласту A_4 ;
 - спуск хвостовика 114 мм осуществляется в пласт A_4 с перекрытием интервала неустойчивых глин глухими трубами с набухающими пакерами (часть основного ствола в пределах продуктивной части пласта A_4 перекрывается фильтром);
 - цементирование хвостовика;
 - перевод скважины на среду набухания (как правило, нефть), демонтаж буровой, при этом пакера разбухнут и примут рабочее состояние.
- Предлагаемая конструкция скважины № 188:
- кондуктор – 245 мм, на глубину 830,0 м, подъём цемента 10 м до устья;
 - эксплуатационная колонна – 146 мм, на глубину 1627 м, подъём цемента до устья;
 - сплошное сцепление цементного камня с колонной;
 - проектный коридор бурения.
- Горизонтальный ствол на пласт A_4 :
- точка входа в пласт – 1650 м;
 - забой – 1800 м:
 - азимут бурения в продуктивном пласте A_4 – 170,8 градусов;
 - проектная длина бокового ствола по пласту A_4 – 150 м;
 - эксплуатационный горизонт – башкирский.

Определение технологической эффективности при реализации ПБСКО в горизонтальных скважинах

Исходные данные для определения технологической эффективности ПБСКО в ГС

Для определения технологической эффективности необходимы следующие данные:

- радиус контура питания;
- пластовое давление;
- глубина кровли пласта;
- глубина подошвы пласта;
- давление насыщения;
- газовый фактор;
- плотность нефти и воды в поверхностных условиях;
- вязкость нефти и воды;
- объёмный коэффициент нефти и воды;
- удлинение;
- радиус скважины;
- глубина спуска ГНО;
- глубина верхних и нижних дыр перфорации;
- плотность перфорации;
- фазировка;
- радиус и длина перфорационных каналов;
- затрубное, буферное, линейное давления;
- текущий дебит жидкости, нефти, обводнённости;
- динамический уровень;
- забойное давление;
- эффективная мощность пласта;
- проницаемость, пористость, нефтенасыщенность коллектора;
- объём и концентрация закачиваемой кислоты;
- остаточные извлекаемые запасы.

На основании этих данных производится предполагаемый расчёт дебита нефти, жидкости и обводнённости.

Выбор метода определения технологической эффективности

Технологическая эффективность проведения БСКО определяется по приросту дебита нефти после выхода скважины на режим. Как правило, время выхода скважины на режим после бурения и проведения ПБСКО варьируется от 2 до 8 дней. После происходит мониторинг показателей добычи обработанных скважин в течение года, прослеживается темп падения добычи нефти.

Геологический потенциал работы скважин после проведения БСКО рассчитывался с помощью модели в программном комплексе «Eclipse» компании «Schlumberger».

Сравнение технологических показателей проектируемого технического решения с утверждённым вариантом

При проведении ПБСКО на горизонтальных скважинах №№ 187 и 188 Карсовайского месторождения расчётный суммарный прирост запускных дебитов составляет 24,6 тонн/сут., расчётная продолжительность эффекта – более 15 лет, начальный дебит после ПБОПЗ в ГС 32,2 тонн/сут., до обработки – 7,6 тонн/сут. Дополнительная добыча от предлагаемой технологии за первый год – 5168 тонн, за 15 лет дополнительная добыча составит 78206 тонн.

Основные технологические показатели (добыча нефти, добыча жидкости и накопленная добыча) сравниваемых технологий (наклонно-направленные скважины и ГС с ПБСКО) по годам представлены в таблицах 3–5.

Таким образом, можно констатировать, что проектные уровни показателей разработки верейско-башкирского объекта за последние 5 лет в целом выполняются, а уровни добычи нефти поддерживаются в основном за счёт ввода новых добывающих и нагнетательных скважин.

Изменение конструкции двух проектных наклонно-направленных скважин на горизонтальные стволы и освоение при помощи ПБОПЗ даёт общий прирост нефти 78,206 тыс. тонн за 15 лет эксплуатации.

Определение экономической эффективности при проведении ПБСКО в ГС на Карсовайском месторождении

Повышение нефтеотдачи с применением ГС и освоением при помощи ПБОПЗ на сегодняшний день один из самых эффективных методов увеличения дебитов скважин и увеличения добычи нефти месторождений с трудноизвлекаемыми запасами.

Главными принципами определения эффективности являются:

- рассмотрение проекта на протяжении его жизненного цикла;
- моделирование денежного потока, связанного с осуществлением проекта;
- учёт фактора времени.

В соответствии с РД 153-39-007-96 показателями для экономической эффективности проектируемого решения являются:

- прибыль от реализации;
- период окупаемости вложенных средств;
- эксплуатационные затраты.

Проведём сравнение технико-экономических показателей проведения ПБСКО в ГС с утверждённым вариантом. В таблице 6 приведены основные показатели экономической эффективности проекта.

Сопоставляя полученные технико-экономические показатели, достигнутые в результате изменения конструкции проектных скважин №№ 187 и 188 на горизонтальные стволы и освоении новых скважин при помощи поинтервальных большеобъёмных работок призабойной зоны пласта, с утверждённым вариантом, можно сказать, что по сравнению с наклонно-направленными скважинами предлагаемая технология даёт:

- в 4 раза большую добычу нефти (по двум проектным скважинам);
- повышение коэффициентов охвата и конечного извлечения нефти;
- примерно в 4 раза большую прибыль по сравнению с эксплуатацией наклонно-направленных скважин.

Таблица 3 – Сравнение технологических показателей по скважине № 187

Год	ННС				ГС после БОПЗ				Технологический эффект			
	дебит нефти, тонн/сут.	дебит жидкости, м ³ /сут.	добыча нефти, тонн	добыча жидкости, м ³	дебит нефти, тонн/сут.	дебит жидкости, м ³ /сут.	добыча нефти, тонн	добыча жидкости, м ³	дебит нефти, тонн/сут.	дебит жидкости, м ³ /сут.	добыча нефти, тонн	добыча жидкости, м ³
2018	4,5	4,6	720	741	19,1	27,2	3892	5539	14,6	22,6	3,2	4,8
2019	3,7	4,0	1119	1190	13,7	23,7	4747	8223	10,0	19,7	3,6	7,0
2020	3,1	3,3	1077	1165	12,9	23,2	4491	8078	9,8	19,9	3,4	6,9
2021	2,6	2,8	764	837	12,5	22,8	4336	7903	9,9	20,0	3,6	7,1
2022	2,1	2,4	592	656	12,0	22,3	4172	7734	9,9	19,9	3,6	7,1
2023	1,8	2,0	484	540	11,0	21,1	3816	7330	9,2	19,2	3,3	6,8
2024	1,5	1,6	409	460	9,7	19,6	3364	6819	8,2	18,0	3,0	6,4
2025	1,2	1,4	355	401	8,8	18,7	3067	6470	7,6	17,3	2,7	6,1
2026	1,0	1,1	313	355	8,5	18,3	2937	6328	7,5	17,1	2,6	6,0
2027	0,8	1,0	280	319	8,3	18,0	2873	6251	7,5	17,1	2,6	5,9
2028	0,7	0,8	253	290	8,0	17,6	2786	6115	7,3	16,8	2,5	5,8
2029	0,6	0,7	231	266	7,7	17,0	2669	5903	7,1	16,4	2,4	5,6
2030	0,5	0,5	213	245	7,3	16,3	2514	5660	6,8	15,8	2,3	5,4
2031	0,4	0,5	197	228	7,0	15,8	2420	5490	6,6	15,4	2,2	5,3
2032	0,3	0,4	183	213	6,3	14,2	2190	4922	6,0	13,8	2,0	4,7

Таблица 4 – Сравнение технологических показателей по скважине № 188

Год	ННС				ГС после БОПЗ				Технологический эффект			
	Дебит нефти, тонн/сут.	Дебит жидкости, м ³ /сут.	Добыча нефти, тонн	Добыча жидкости, м ³	Дебит нефти, тонн/сут.	Дебит жидкости, м ³ /сут.	Добыча нефти, тонн	Добыча жидкости, м ³	Дебит нефти, тонн/сут.	Дебит жидкости, м ³ /сут.	Добыча нефти, тонн	Добыча жидкости, м ³
2018	3,1	3,2	660	679	13,1	19,1	2656	3881	10,0	15,9	2,0	3,2
2019	2,9	3,0	814	866	10,1	17,0	3519	5904	7,3	14,0	2,7	5,0
2020	2,7	2,9	974	1054	9,7	16,6	3372	5769	7,0	13,6	2,4	4,7
2021	2,6	2,9	691	757	9,4	16,2	3261	5626	6,8	13,3	2,6	4,9
2022	2,6	2,8	536	593	9,0	15,8	3125	5471	6,5	12,9	2,6	4,9
2023	2,5	2,8	438	489	8,7	15,4	3007	5353	6,2	12,6	2,6	4,9
2024	2,5	2,8	370	416	8,4	15,3	2917	5305	5,9	12,5	2,5	4,9
2025	2,4	2,7	321	362	8,0	15,0	2790	5206	5,6	12,3	2,5	4,8
2026	2,4	2,7	283	321	7,7	14,8	2684	5136	5,4	12,1	2,4	4,8
2027	2,3	2,7	253	289	7,5	14,5	2589	5046	5,1	11,9	2,3	4,8
2028	2,3	2,6	229	262	7,1	14,1	2485	4900	4,8	11,5	2,3	4,6
2029	2,3	2,6	209	240	6,9	13,7	2389	4733	4,6	11,0	2,2	4,5
2030	2,3	2,6	192	222	6,7	13,4	2328	4636	4,5	10,8	2,1	4,4
2031	2,2	2,6	178	206	6,5	13,1	2267	4547	4,3	10,5	2,1	4,3
2032	2,2	2,6	166	192	5,9	11,5	2045	4007	3,7	9,0	1,9	3,8

Таблица 5 – Сравнение технологических показателей (суммарно)

Год	ННС				ГС после БОПЗ				Технологический эффект			
	дебит нефти, тонн/сут.	дебит жидкости, м ³ /сут.	добыча нефти, тонн	добыча жидкости, м ³	дебит нефти, тонн/сут.	дебит жидкости, м ³ /сут.	добыча нефти, тонн	добыча жидкости, м ³	дебит нефти, тонн/сут.	дебит жидкости, м ³ /сут.	добыча нефти, тонн	добыча жидкости, м ³
2018	7,6	7,8	1380,0	1420,7	32,2	46,3	6548,0	9419,7	24,6	38,5	5,2	8,0
2019	6,6	7,0	1933,6	2055,4	23,8	40,7	8266,0	14127,7	17,3	33,7	6,3	12,1
2020	5,8	6,3	2050,2	2219,4	22,6	39,8	7863,0	13847,2	16,8	33,5	5,8	11,6
2021	5,2	5,7	1454,7	1594,9	21,9	39,0	7597,0	13530,0	16,7	33,3	6,1	11,9
2022	4,7	5,2	1128,3	1249,3	21,0	38,1	7297,0	13204,7	16,4	32,9	6,2	12,0
2023	4,3	4,8	921,9	1028,9	19,7	36,6	6823,0	12682,7	15,4	31,8	5,9	11,7
2024	3,9	4,4	779,5	875,7	18,1	34,9	6281,0	12123,5	14,1	30,5	5,5	11,2
2025	3,6	4,1	675,2	762,9	16,9	33,7	5857,0	11675,6	13,3	29,6	5,2	10,9
2026	3,4	3,8	595,6	676,3	16,2	33,1	5621,0	11464,2	12,8	29,2	5,0	10,8
2027	3,2	3,6	532,8	607,7	15,8	32,6	5462,0	11297,1	12,6	29,0	4,9	10,7
2028	3,0	3,4	481,9	551,9	15,2	31,7	5271,0	11015,6	12,2	28,2	4,8	10,5
2029	2,9	3,3	440,0	505,7	14,6	30,7	5058,0	10636,1	11,7	27,4	4,6	10,1
2030	2,7	3,1	404,7	466,8	14,0	29,7	4842,0	10296,7	11,2	26,5	4,4	9,8
2031	2,6	3,0	374,7	433,5	13,5	28,9	4687,0	10037,0	10,9	25,9	4,3	9,6
2032	2,5	2,9	348,9	404,8	12,2	25,7	4235,0	8928,7	9,6	22,7	3,9	8,5

Таблица 6 – Экономическая эффективность проведения ПБСКО в ГС

№№ n/n	Показатели	Кол-во
1	Дополнительная добыча нефти, тыс. тонн	78,295
2	Выручка, млн руб.	666,0
3	Капитальные вложения, млн руб.	60,0
4	Эксплуатационные затраты, млн руб.	86,1
5	Прибыль от реализации, млн руб.	249,7
6	Чистая прибыль, млн руб.	201,5
7	Чистый дисконтированный доход, млн руб.	88,7
8	Доход государства, млн руб.	380,0

Таким образом, при дополнительной добыче нефти порядка 78 тыс. тонн чистая прибыль предприятия составляет 201,5 млн руб., доход государства – 380,0 млн руб., чистый дисконтированный доход 88,7 млн руб.

Заключение

В статье рассмотрено внедрение технологии интенсификации добычи нефти на верейско-башкирском объекте Карсовайского месторождения при помощи изменения конструкции новых (проектных) скважин с наклонно-направленных на горизонтальные и освоения их с применением технологии поинтервальной большеобъемной обработки призабойной зоны.

Проведение ПБОПЗ в горизонтальных стволах в ОАО «Удмуртнефть» и ПАО «НК «Роснефть» с уверенностью можно назвать новым направлением в области разработки месторождений, поскольку опыта проведения данной технологии в Компании ещё не было. Теоретические вопросы, касающиеся проектирования и анализа разработки месторождений с применением данной технологии, являются весьма актуальными.

Увеличение начальных дебитов добывающих скважин Карсовайского месторождения возможно благодаря описанной в статье технологии.

Применение технологии вскрытия продуктивного пласта ГС является одним из наиболее эффективных методов повышения производительности и реанимации скважин, повышения темпов отборов нефти, увеличения конечного коэффициента извлечения нефти, а проведение поинтервальной БСКО позволяет увеличить площадь фильтрации на каждом продуктивном интервале пласта, что также приведёт к росту дебитов нефти.

В результате проведения анализа эффективности бурения ГС с проведением поинтервальных БОПЗ видно, что экономический эффект достигается, в первую очередь, за счёт увеличения дебита скважины.

Таким образом, бурение ГС с последующим проведением в них поинтервальных БОПЗ позволяет значительно увеличить начальные дебиты скважин, рентабельность освоения остаточных запасов и в итоге увеличить коэффициент нефтеизвлечения.

Приведён расчёт технологической эффективности при реализации проектируемого решения и расчёт экономической эффективности от внедрения проектируемого решения.

Поскольку проект обеспечивает интенсификацию добычи нефти, увеличивает коэффициент нефтеизвлечения и приносит экономическую выгоду, следовательно, этот проект является жизнеспособным.

Литература:

1. Подготовка методик расчёта и апробация показателей разработки с применением горизонтальных скважин : Отчёт о НИР. – Ижевск : ЗАО «УдмуртНИПИнефть», 1998. – 73 с.
2. Техничко-экономическое обоснование разработки низкопродуктивных залежей ОАО «Удмуртнефть». – Ижевск : ЗАО «УдмуртНИПИнефть», 2000.

3. Анализ горно-геологических условий, техники, технологии и эффективности строительства горизонтальных скважин и горизонтальных стволов в республике Удмуртия, критерии применения горизонтальных скважин и горизонтальных стволов : Отчёт ООО «Геотех». – Ижевск, 2001.
4. Савельев В.А., Струкова Н.А., Берлин А.Р. Эффективность горизонтального бурения на месторождениях УР : Отчёт. – Ижевск, 2003.
5. Технологическая схема разработки Карсовайского месторождения. – Ижевск : ЗАО «ИННЦ», 2010. – 339 с.
6. Дополнение к технологической схеме разработки Карсовайского месторождения. – Ижевск : ЗАО «ИННЦ», 2012. – 415 с.
7. Методическое руководство по проектированию, строительству и эксплуатации дополнительных (боковых) стволов скважин : РД 39-0147275-057-2000. – Уфа, 2000.
8. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин в 4 томах. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012–2015. – Т. 1–4.
9. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин» в 4 томах : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013–2014. – Т. 1–4.
10. Булатов А.И., Волощенко Е.Ю., Кусов Г.В., Савенок О.В. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар : ООО «Промсвещение-Юг», 2011. – 603 с.
11. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 576 с.
12. Булатов А.И., Качмар Ю.Д., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Освоения нафтових і газових свердловин. Наука і практика : монографія. – Львів : Сполом, 2018. – 476 с.
13. Гапонова Л.М., Казанцев П.Ю., Шилов А.В. Факторы, определяющие целесообразность проведения кислотного ГРП. – Тюмень, 2003.
14. Никитин А.Н. Анализ эффективности применения технологии БСКО с ограничением водопритока (технический совет по СНТ). – Москва, 2006.
15. Повышение эффективности разработки карбонатных коллекторов Карсовайского месторождения. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0a65625b2ac79a5d53b89421206d27_0.html
16. Важинский Ф.И. Вероятностный подход к вопросам образования и развития трещин при кислотном гидроразрыве пласта и БСКО // Тезисы докладов XXXVI научной конференции студентов и молодых учёных ВУЗов Южного Федерального округа. – Краснодар, 2008.
17. Савенок О.В., Лаврентьев А.В., Березовский Д.А. Проектирование кислотной обработки пласта : методические указания к практическим занятиям по дисциплине «Управление продуктивностью скважин» для студентов всех форм обучения направления подготовки 131000.62 «Нефтегазовое дело». – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2014. – 86 с.
18. Яковлев А.Л., Березовский Д.А., Кусов Г.В. Техника и технология проведения кислотного гидравлического разрыва пласта // Сборник статей научно-информационного центра «Знание» по материалам XXI Международной заочной научно-практической конференции «Развитие науки в XXI веке» (16 января 2017 года, г. Харьков). – Харьков : научно-информационный центр «Знание», 2017. – Ч. 2. – С. 25–40.
19. Березовский Д.А., Кусов Г.В., Савенок О.В., Матвеева И.С. Анализ проведения солянокислотной обработки скважин на Средне-Макарихинском месторождении // Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 года) в 5 томах : сборник статей; под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 2: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – С. 30–38. – URL : <http://www.id-yug.com/images/id-yug/Bulatov/2017/2/PDF/2017-V2-30-38.pdf>
20. Березовский Д.А., Самойлов А.С., Башардуст Мохаммад Дауд. Анализ работы скважин, осложнённых формированием асфальто-смоло-парафиновых отложений на примере Матросовского месторождения, и разработка рекомендаций по применению методов борьбы с АС-ПО // Научный журнал Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – № 3. – С. 124–141.
21. Касем Мохаммед Яхья Хасан Гайлан, Очередыко Т.Б., Арутюнов Т.В. Обоснование работ по кислотной обработке карбонатных пластов Петропавловского месторождения // Научный журнал Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – № 3. – С. 189–207.
22. Башардуст Мохаммад Дауд, Очередыко Т.Б. Анализ применения солянокислотной обработки призабойных зон скважин залежей 302–303 Ромашкинского месторождения // Научный журнал Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – № 4. – С. 208–225.

23. Березовский Д.А., Яковлев А.Л., Самойлов А.С. Анализ применения солянокислотной обработки призабойных зон скважин Абдрахмановской площади Ромашкинского месторождения // Вестник студенческой науки кафедры информационных систем и программирования. – 2017. – № 03. – URL : <http://vsn.esrae.ru/pdf/2017/03/15.pdf>

24. Березовский Д.А., Кусов Г.В. Определение расчётных показателей процесса солянокислотной обработки в скважине № 23 Южно-Шапкинское месторождения // Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 года) в 7 томах : сборник статей; под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – Т. 2 в 2 ч.: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Ч. 1. – С. 76–87. – URL : <http://id-yug.com/images/id-yug/Bulatov/2018/2/Part-1/PDF/2018-v2-76-87.pdf>

25. Патент РФ № 2097536. Способ разработки неоднородной многопластовой нефтяной залежи / В.И. Кудинов, Е.И. Богомольный, М.И. Дацик, Р.Т. Шайхутдинов, А.А. Просвирин. – Заявка № 97100023/03. Дата подачи заявки: 05.01.1997 г. Дата публикации: 27.11.1997 г.

26. Патент РФ № 2082880. Способ кислотной обработки нефтяного пласта / Г.А. Орлов, Р.Х. Муслимов, И.Г. Юсупов, М.Х. Мусабинов. – Заявка № 5061250/03. Дата подачи заявки: 02.09.1992 г. Дата публикации: 27.06.1997 г.

References:

1. Preparation of calculation procedures and approbation of indicators of development with application of horizontal wells : Report on research. – Izhevsk : CJSC Udmurtnipineft, 1998. – 73 p.

2. Feasibility study on development of low-productive deposits of JSC Udmurtneft. – Izhevsk : CJSC Udmurtnipineft, 2000.

3. The analysis of mining-and-geological conditions, the equipment, technology and efficiency of construction of horizontal wells and horizontal trunks in the Republic of Udmurtia, criterion of application of horizontal wells and horizontal trunks : Report of LLC Geotekh. – Izhevsk, 2001.

4. Savelyev V.A., Strukova N.A., Berlin A.R. Effektivnost of horizontal drilling on UR fields : Report. – Izhevsk, 2003.

5. Technological scheme of development of the Karsovaysky field. – Izhevsk : CJSC INNTs, 2010. – 339 p.

6. Addition to the technological scheme of development of the Karsovaysky field. – Izhevsk : CJSC INNTs, 2012. – 415 p.

7. Methodical guide to design, construction and operation of additional (side) trunks of wells : RD 39-0147275-057-2000. – Ufa, 2000.

8. Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repairs of oil and gas wells in 4 volumes. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2012–2015. – Т. 1–4.

9. Bulatov A.I., Savenok O.V. Praktikum on discipline «Completion oil and gas wells» in 4 volumes: manual. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2013–2014. – Т. 1–4.

10. Bulatov A.I., Voloshchenko E.Yu., Kusov G.V., Savenok O.V. Ecology at construction of oil and gas wells : manual for students of higher education institutions. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2011. – 603 p.

11. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremychuk R.S. Scientific bases and practice of development of oil and gas wells. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2016. – 576 p.

12. Bulatov A.I., Kachmar Yu.D., Savenok O.V., Yaremychuk R.S. Osvoennya naftovy i gazovy sverdlovin. Science i practice: monograph. – Lviv : Spol, 2018. – 476 p.

13. Gaponova L.M., Kazantsev P.Yu., Shilov A.V. The factors defining expediency of carrying out acid GRP. – Tyumen, 2003.

14. Nikitin A.N. The analysis of efficiency of use of BSKO technology with water inflow restriction (technical council for N-CGP). – Moscow, 2006.

15. Increase in efficiency of development of carbonate collectors of the Karsovaysky field. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0a65625b2ac79a5d53b89421206d27_0.html

16. Vazhinsky F.I. Probabilistic approach to questions of education and development of cracks at acid hydraulic fracturing of layer and BSKO // Theses of reports of the XXXVI scientific conference of students and young scientists of HIGHER EDUCATION INSTITUTIONS of the Southern Federal District. – Krasnodar, 2008.

17. Savenok O.V., Lavrentyev A.V., Berezovsky D.A. Design of acid processing of layer : methodical instructions to a practical training on discipline «Management of efficiency of wells» for students of all forms of education of the direction of preparation 131000.62 «Oil and gas business». – Krasnodar : Publishing house – the South, 2014. – 86 p.

18. Yakovlev A.L., Berezovsky D.A., Kusov G.V. Tekhnik and technology of carrying out acid hydraulic fracturing // Collection of articles of Znaniye scientific information center for materials XXI of the International correspondence scientific and practical conference «Development of Science in the 21st Century» (on January 16, 2017, Kharkiv). – Kharkiv : Znaniye scientific information center, 2017. – P. 2. – P. 25–40.

19. Berezovsky D.A., Kusov G.V., Savenok O.V., Matveeva I.S. The analysis of carrying out salting-nokislotnoy processings of wells on the Average and Makarikhinsky field // Bulatovskiye of reading: materials I of the International scientific and practical conference (on March 31, 2017) in 5 volumes : collection of articles; under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – T. 2: Development of oil and gas fields. – P. 30–38. – URL : <http://www.id-yug.com/images/id-yug/Bulatov/2017/2/PDF/2017-V2-30-38.pdf>

20. Berezovsky D.A., Samoylov A.S., Bashardust Mohammad Daud. The analysis of work of the wells complicated by formation of asfalto-smolo-paraffin deposits on the example of the Matrosovsky field and development of recommendations about application of methods of fight with the EXPERT POE // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – No. 3. – P. 124–141.

21. Kassem Mohammed Yahya Hassan Gaylan, Ocheredko T.B., Arutyunov T.V. Justification of works on acid processing of carbonate layers of the Peter and Paul field // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – No. 3. – P. 189–207.

22. Bashardust Mohammad Daud, Ocheredko T.B. Analysis of application of solyanokislotny processing of bottomhole zones of wells of deposits 302–303 Romashinsky of the field // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – No. 4. – P. 208–225.

23. Berezovsky D.A., Yakovlev A.L., Samoylov A.S. Analysis of application of solyanokislotny processing of bottomhole zones of wells of Abdrakhmanovskaya Square of the Romashinsky field // Messenger of student's science of department of information systems and programming. – 2017. – No. 03. – URL : <http://vsn.esrae.ru/pdf/2017/03/15.pdf>

24. Berezovsky D.A., Kusov G.V. Definition of settlement indicators of process of salt and acid processing in the well No. 23 of the Southern Shapkinsky field // Bulatovsky readings: materials II of the International scientific and practical conference (on March 31, 2018) in 7 volumes : collection of articles; under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2018. – T. 2 in 2 h: Development of oil and gas fields. – P.1. – P. 76–87. – URL : <http://id-yug.com/images/id-yug/Bulatov/2018/2/Part-1/PDF/2018-v2-76-87.pdf>

25. Patent of the Russian Federation No. 2097536. Way of development of the non-uniform multibedded oil pool / V.I. Kudinov, E.I. Bogomolny, M.I. Datsik, R.T. Shaykhutdinov, A.A. Prosvirin. – Application No. 97100023/03. Date of application: 1/5/1997 Date of the publication: 11/27/1997.

26. Patent of the Russian Federation No. 2082880. Way of acid processing of oil layer / G.A. Orlov, R.H. Muslimov, I.G. Yusupov, M.H. Musabirov. – Application No. 5061250/03. Date of application: 9/2/1992 Date of the publication: 6/27/1997.