

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2021.1.101-113>

УДК 622.276.1/4(575.1):622.243.24

Адаптация технологии ПАО «Татнефть» по горизонтальному бурению для выработки запасов нефти месторождений Республики Узбекистан, находящихся на поздней стадии разработки

¹Хакимзянов И.Н., ²Юсупходжаев М.А., ¹Хакимзянова О.И., ¹Шешдиров Р.И.

¹Институт «ТатНИПИнефть», Бугульма, Россия

²Министерство Энергетики Республики Узбекистан, Ташкент, Узбекистан

Customizing TATNEFT's horizontal drilling technology for oil production from mature Uzbekistan fields

¹I.N. Khakimzyanov, ²M.A. Yusupkhodzhaev, ¹O.I. Khakimzyanova, ¹R.I. Sheshdirov

¹TatNIPIneft Institute, Bugulma, Russia

²Uzbekistan Ministry of Energy, Tashkent, Uzbekistan

E-mail: khakimzyanov@tatnipi.ru

Аннотация. С целью вовлечения в разработку длительно разрабатываемых малодобитных месторождений Ферганского нефтегазосного бассейна с применением инновационных и хорошо опробованных технологий МУН правительством РУз было принято решение о сотрудничестве в рамках Соглашения о сотрудничестве между компаниями ПАО «Татнефть» и АО «Узбекнефтегаз». С целью выполнения пунктов Соглашения о сотрудничестве между компаниями ПАО «Татнефть» и АО «Узбекнефтегаз» рассмотрен вариант доработки остаточных запасов нефти месторождений Андижан, Западный Палванташ и Палванташ с подбором и адаптацией инновационных технологий ПАО «Татнефть» по горизонтальному бурению к условиям РУз.

Ключевые слова: Ферганский нефтегазосный бассейн, юрские, меловые, палеогеновые и неогеновые отложения, инвестиционный климат, Соглашения о сотрудничестве, поздняя стадия разработки, горизонтальная технология, повышения КИН, адаптация технологий, выработка запасов нефти

Для цитирования: Хакимзянов И.Н., Юсупходжаев М.А., Хакимзянова О.И., Шешдиров Р.И. Адаптация технологии ПАО «Татнефть» по горизонтальному бурению для выработки запасов нефти месторождений Республики Узбекистан, находящихся на поздней стадии разработки//Нефтяная провинция.- 2021.-№1(25).-С.101-113. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2021.1.101-113>

Abstract. An Agreement for cooperation has been reached between PJSC TATNEFT and Uzbekneftegaz Company to produce marginal mature fields in Ferghana petroleum basin using innovative and proven EOR technologies. In order to implement clauses of the Agreement for cooperation, an option of further development of remaining oil reserves in Andizhan, West Palvantash and Palvantash fields has been considered, with selection and customization of TATNEFT's innovative horizontal drilling techniques in terms of Uzbekistan field conditions.

Key words: *Ferghana petroleum basin, Jurassic, Cretaceous, Paleogene, and Neogene deposits, investment climate, Agreement for cooperation, mature field, horizontal technology, oil recovery increase, technology customization, oil reserve recovery*

For citation: I.N. Khakimzyanov, M.A. Yusupkhodzhaev, O.I. Khakimzyanova, R.I. Sheshdirov Adaptacija tehnologij PAO «Tatneft'» po gorizont'al'nomu bureniju dlja vyrabotki zapasov nefti mestorozhdenij Respubliki Uzbekistan, nahodjashhihsja na pozdnej stadii razrabotki [Customizing TATNEFT's horizontal drilling technology for oil production from mature Uzbekistan fields]. Neftyanaya Provintsija, No. 1(25), 2021. pp. 101-113. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2021.1.101-113> (in Russian)

В настоящее время для развития и либерализации экономики Республики Узбекистан (РУз) особую актуальность приобретают такие факторы, как поддержание макроэкономической стабильности, высоких темпов экономического роста и повышение конкурентоспособности национальной экономики, в частности, повышение объема добычи нефти на месторождениях, находящихся на поздней стадии разработки.

На территории Узбекистана располагаются семь бассейнов, пять из которых обладают доказанной нефтегазоносностью (Северо-Устюртский, Северо-Кавказко-Мангышлакский, Амударьинский, Ферганский, Афгано-Таджикский), два бассейна (Восточно-Аральский и Сырдарьинский) возможно также являются нефтегазоносными (Рис. 1).

Основная часть месторождений углеводородов размещается в Ферганском нефтегазоносном бассейне, относящемся к постплатформенному глыбово-блоковому типу бассейнов [1] и соответствующей одноименной межгорной впадине Тяньшаньского орогена. Административно бассейн занимает большую часть РУз и значительно меньше - территории Таджикистана и Киргизии.

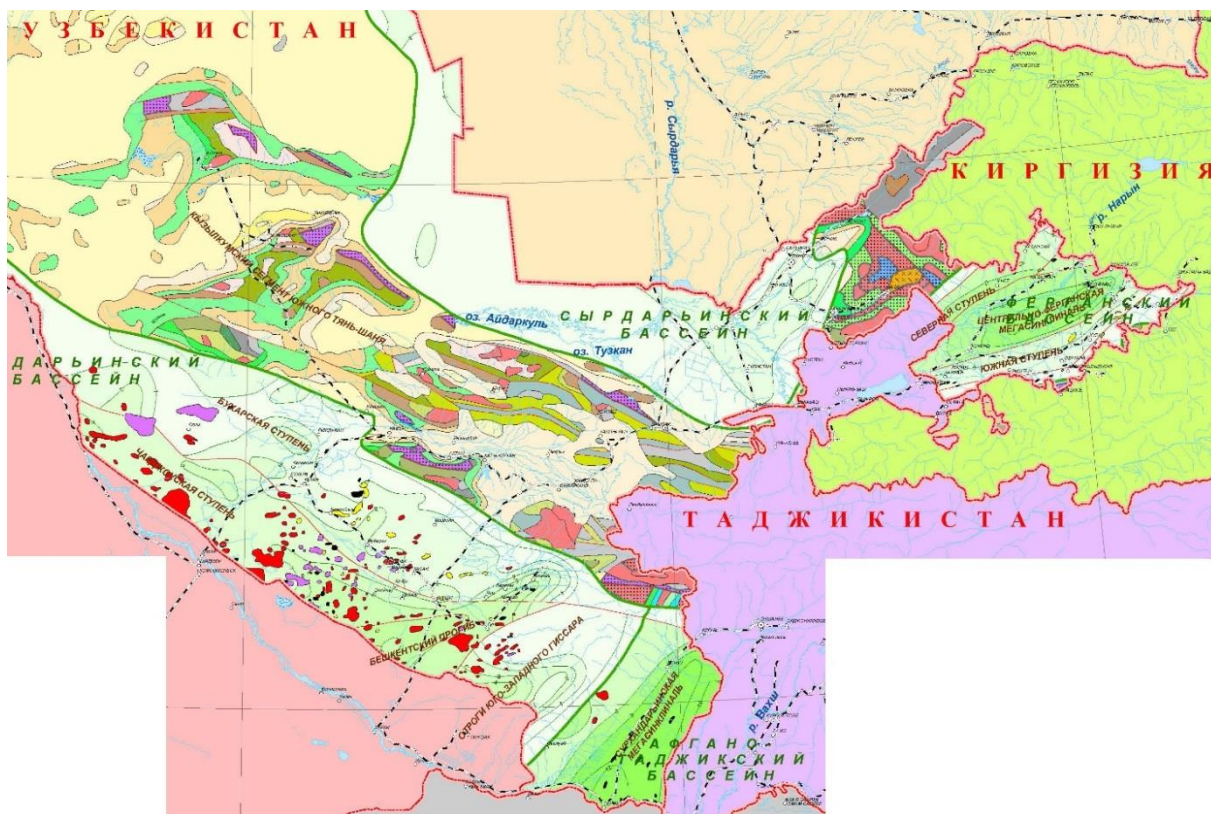


Рис. 1. Выкопировка из карты нефтегазоносности Республики Узбекистан

Промышленная нефтегазоносность в Ферганском нефтегазоносном бассейне установлена в юрских, меловых, палеогеновых и неогеновых отложениях [1]. Всего в бассейне открыто 63 месторождения, из них к нефтяным, нефтегазовым и нефтегазоконденсатным относятся 55, а к газовым и газоконденсатным – 8.

В разрезе нижнего мела имеется восемь продуктивных горизонтов (XVIIIa-г в альбе и XIX-XXII в апт-доаптском комплексе). Продуктивные горизонты представлены в основном терригенными породами – красноцветными разномерными песчаниками, в отдельных случаях с прослоями гравелитов. Все залежи относятся к типу пластовых сводовых [1, 2]. Покрышки образованы глинистыми породами. Мощность коллекторов не превышает 60 м. Фильтрационно-емкостные свойства характеризуются высокой изменчивостью даже в пределах одного месторождения. Пористость составляет 3-26%; проницаемость – 0,002-0,997 мкм². Глубина залегания нижнемеловых залежей от 600 до 2300 м (Рис. 2).

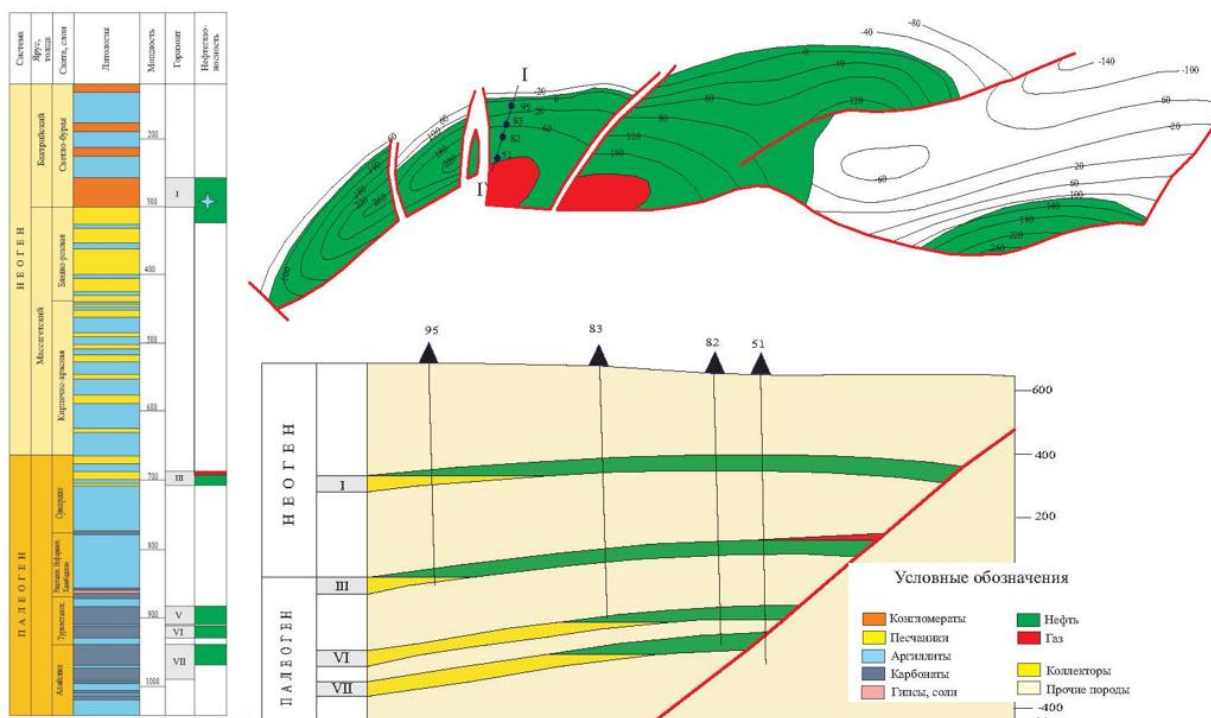


Рис. 2. Особенности геологического строения месторождений РУз

В разрезах верхнего мела установлено восемь продуктивных горизонтов: XVIIIа и XVIIIб в калачинской свите сеномана, XVII и XVI – в устричной свите нижнего турона, XVа – в яловачской свите верхнего турона-сенона, XV, XIV и XIII – в пестроцветной свите сенона. Горизонты на месторождениях залегают на глубинах 700-1700 м на южной ступени, 1360-4000 м – на северной ступени и в Центральноферганской мегасинклинали. Все залежи в верхнемеловых отложениях относятся к пластовому сводовому типу [1, 3]. Коллекторские свойства характеризуются открытой пористостью 10-25% и проницаемостью 0,07-3,36 мкм².

В отложениях палеогена установлено восемь продуктивных горизонтов. В бухарском ярусе выделяются IX и VIII, в алайском - VII, в туркестанском - VI и V, в риштанском - IV, в сумсарском - III и II. К продуктивным горизонтам палеогена в основном приурочены нефтяные залежи, в отдельных случаях – нефтяные залежи с газовыми шапками и чисто газовые залежи (Рис. 2). Коллекторами продуктивных горизонтов палеогена обычно являются известняки [1].

Основные месторождения Ферганского нефтегазоносного бассейна РУз находятся в длительной разработке, имеют низкие дебиты нефти и высокую обводненность.

За годы независимости в РУз создан благоприятный инвестиционный климат, широкая система правовых гарантий и льгот для иностранных инвесторов, разработана целостная система мер по стимулированию деятельности предприятий с иностранными инвестициями.

С целью вовлечения в разработку длительно разрабатываемых малодебитных месторождений Ферганского нефтегазоносного бассейна с применением инновационных и хорошо опробованных технологий МУН правительством РУз было принято решение о сотрудничестве в рамках Соглашения о сотрудничестве между компаниями ПАО «Татнефть» и АО «Узбекнефтегаз».

Одним из основных направлений данного Соглашения является подбор и адаптация технологий ПАО «Татнефть» по горизонтальному бурению для выработки запасов нефти месторождений РУз, находящихся на поздней стадии разработки.

На нефтяных месторождениях Республики Татарстан, находящихся на разных стадиях разработки, характеризующихся высокой послойной и зональной неоднородностью, эффективная выработка запасов нефти ведется с применением горизонтальной технологии (ГТ) и передовых методов повышения коэффициента нефтеизвлечения. Применение ГТ позволяет уменьшить проектный фонд вертикальных скважин (ВС), при этом, не уменьшая, а увеличивая коэффициент охвата выработки запасов нефти за счёт пространственной архитектуры дренирования пластов, а значит повышения КИН и экономии на инфраструктуре [4].

В ПАО «Татнефть» по состоянию на 01.01.2019 г. пробурено 3000 скважин с горизонтальным окончанием, включающим горизонтальные и многозабойные скважины, боковые горизонтальные скважины и

боковые стволы (СГО), кроме того, на 24 залежах сверхвязкой нефти (СВН) 953 СГО (в т.ч. SAGD - 898, пароциклических – 56).

В целом, в разрезе нефтяных месторождений ПАО «Татнефть» можно выделить пять основных объектов, которые разрабатываются с применением горизонтальных технологий (снизу-вверх): - тиманско-пашийский; - турнейский; - тульско-бобриковский; - башкирско-протвинский; - залежи СВН (шешминский горизонт Ашальчинского месторождения).

Эффект от применения СГО на месторождениях РТ особенно проявляется при высокой латеральной неоднородности пород-коллекторов, которая присуща чаще всего известнякам. Условно-горизонтальный ствол скважины повышает вероятность вскрытия участков с повышенной проницаемостью пласта-коллектора, обладающего высокой степенью неоднородности как по латерали, так и по разрезу. Кроме того, за счет условно-горизонтального участка увеличивается площадь контакта скважины с целевым пластом-коллектором, и, как следствие, возникает более объемная и сложная геометрия дренирования по сравнению с ННС [5].

В Узбекистане имеется незначительный опыт применения горизонтальных и наклонно направленных скважин на некоторых месторождениях Бухаро-Хивинского нефтегазоносного региона (Кокдумалак, Южный Кемачи), который показал их эффективность. Дебиты горизонтальных скважин на этих месторождениях в несколько раз превышали дебиты вертикальных.

С целью выполнения пунктов Соглашения о сотрудничестве между компаниями ПАО «Татнефть» и АО «Узбекнефтегаз» рассмотрен вариант доразработки остаточных запасов нефти месторождений Андижан, Западный Палванташ и Палванташ с подбором и адаптацией инновационных технологий ПАО «Татнефть» по горизонтальному бурению к условиям РУз.

В геологическом строении осадочного чехла месторождений Андижан, Западный Палванташ и Палванташ принимают участие палеозой-

ские, юрские, меловые, палеогеновые, неогеновые и четвертичные отложения. Они разбиты продольными и поперечными нарушениями на семь абсолютных блоков: юго-западный, западный и центральный блоки, центральный грабен, восточный блок, восточное поле и восточную периклиналь. Промышленная нефтегазоносность месторождений Андижан, Западный Палванташ и Палванташ связана с отложениями неогена и палеогена (пласты I, ККС, III, V, VI, VII) (Рис. 2).

Залежи по структурно-морфологическому признаку относятся к типу пластовых, сводовых тектонически-экранированных. По размерам запасов углеводородов данные месторождения относятся к мелким.

С целью обоснования подбора ГТМ, необходимых на месторождениях Андижан, Западный Палванташ и Палванташ, рассмотрено текущее состояние разработки данных месторождений и процесс выработки запасов нефти.

По результатам анализа текущего состояния месторождений и процесса выработки запасов нефти получены такие негативные факторы, как присутствие неохваченных разработкой зон по всем пластам, совпадение всех пластов в плане, низкие текущие дебиты нефти и высокая обводненность действующих скважин (Табл. 1).

По опыту разработки аналогичных месторождений РТ для выработки остаточных запасов данных месторождений можно порекомендовать хорошо опробованные инновационные технологии ПАО «Татнефть», такие, как бурение боковых горизонтальных стволов (БГС), резка боковых стволов (БС), бурение скважин-дублеров малого диаметра (СМД), добуривание и углубление, приобщение, реликвидация, внедрение оборудования ОРД.

Ограниченное количество и очень низкое качество проведенных ранее исследований на данных месторождениях предусматривает обязательное проведение новых качественных исследований до применения предложенных технологий.

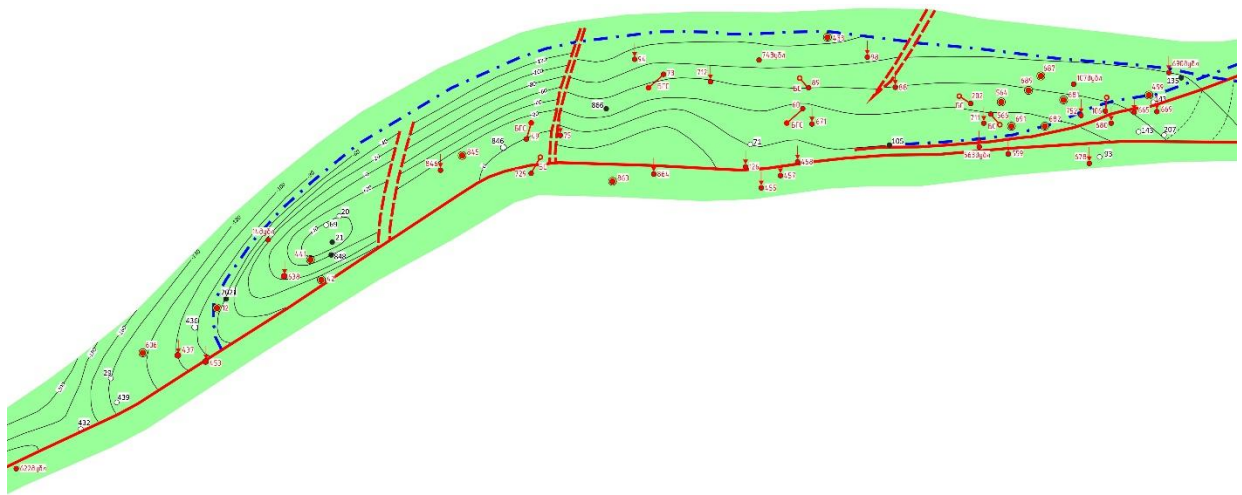
Таблица 1

Технологические показатели работы месторождений

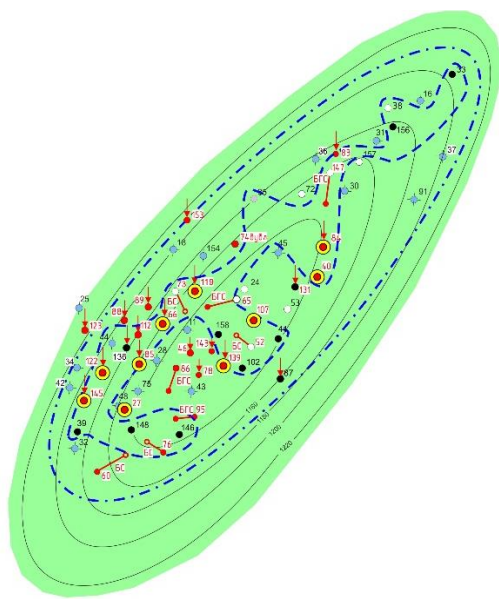
Месторождения	Показатели	Продуктивные пласты					в среднем
		I+Ia+ККС	III+IIIп/н	V	VII		
Андижан	дебит нефти: начальный	9,4	9,93	13,2	6,38		9,73
	текущий	0,5	0,45	0,63	0,63		0,55
	текущая обводненность	94,9	91,7	94,9	94,3		94,4
Западный Палванташ	дебит нефти: начальный	БРС	III	V+VI	VII	VIII+IX	
	текущий	21,1	77	11,6	17	17,8	28,90
	текущая обводненность	0,4	0,5	0,9	0,5	1,1	0,66
Палванташ	дебит нефти: начальный	95,9	94,6	94,9	94,3		93,7
	текущий	IV+V	VI+VII+VIII				
	текущая обводненность	41,3	28,6				34,95
Палванташ	дебит нефти: начальный	0,4	1,1				0,70
	текущий	96,7	92,8				94,1
	текущая обводненность						

Основными эксплуатационными объектами для применения технологии горизонтального бурения выбраны: на месторождении Андижан – V пласт, Западный Палванташ – VIII+IX, Палванташ – V+VI. На рис. 3 приведены выкопировки из карт с мероприятиями по продуктивным отложениям месторождений Андижан, Западный Палванташ и Палванташ. На месторождении Андижан планируются к бурению 14 БС и семь БГС, Западный Палванташ – шесть БС и пять БГС, Палванташ – два БС.

Динамика ввода в эксплуатацию СГО (БГС, БС) приведена на рис. 4. Бурение СГО предусмотрено проводить после проведения полного комплекса ГИС. Так, в 2022 году на месторождении Андижан планируются к зарезке 14 БС, в т.ч. четыре - на I пласт, три – на III пласт, два – на ККС, четыре – на V пласт и один – на III п/н пласт. На месторождении Западный Палванташ предусматривается проводка шести БС, в т.ч. на пласт БРС - четыре, на III пласт - три, на V+VI пласт - два, на VII пласт - два и на VIII+IX пласт - четыре.



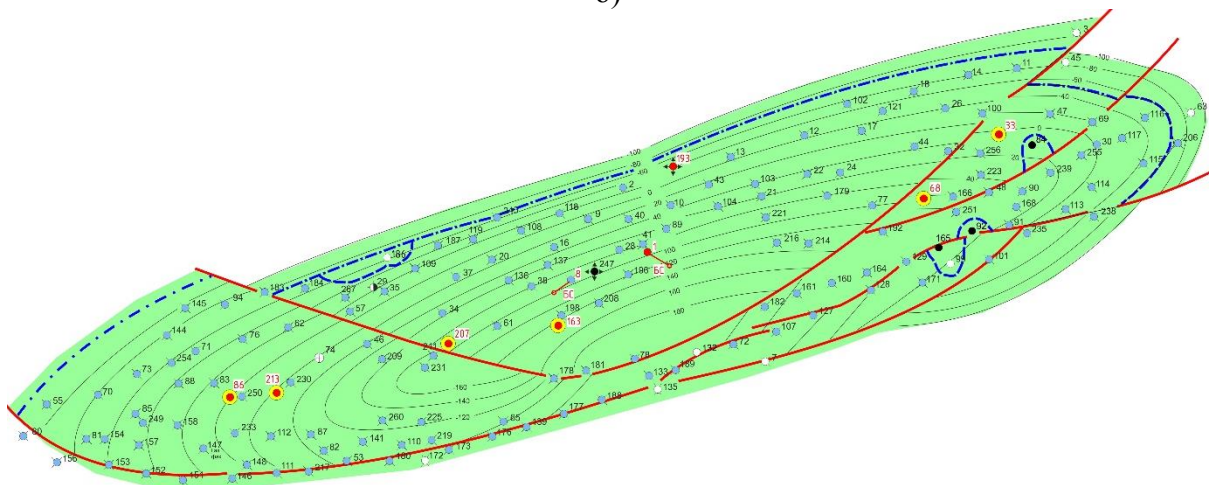
а)



б)

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

- начальный контур нефтеносности
- контур текущей нефтеносности
- изогипсы кровли пласта
- тектонические нарушения
- эксплуатационная скважина на данный горизонт
- водонагнетательная скважина
- ликвидированные эксплуатационные скважины
- ликвидированные скважины выполнившие свое назначение
- скважины в ожидании ликвидации
- наблюдательные скважины
- скважина с горизонтальным стволом
- скважина с боковым стволом
- скважина с оборудованием ОРД



в)

Рис. 3. Карты рекомендуемых мероприятий по продуктивным отложениям месторождений: а) пласт V Андизжан, б) пласт VIII+IX Западный Палванташ, в) пласт V+VI Палванташ

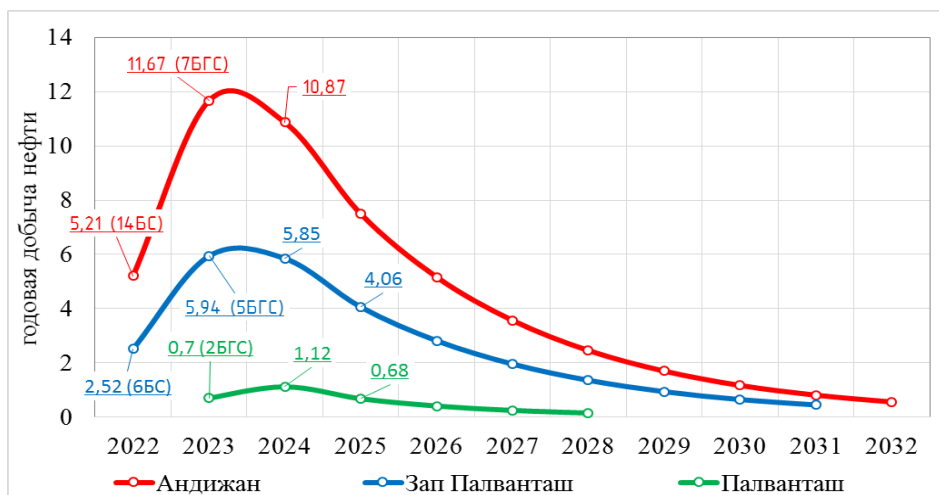


Рис. 4. Динамика ввода СГО и годовой добычи нефти

На месторождении Андижан запланированы к бурению на 2023 год семь БГС, в т.ч. на I пласт - три, на ККС - один и на V пласт - три. На месторождении Западный Палванташ предусматривается бурение пяти БС, в т.ч. на V+VI пласт - один и на VIII+IX пласт - пять. На месторождении Палванташ предусмотрена проводка двух БС со вскрытием пластов IV и V+VI. Из рис. 4 видно, что на месторождении Андижан в 2022 г. за счет проводки 14 БС (средний дебит нефти 2,6 т/сут) будет дополнительно отобрано 5,21 тыс.т нефти, при этом удельная добыча составит 0,37 тыс.т., а на месторождении Западный Палванташ шесть БС (средний дебит нефти 2,2 т/сут) позволят отобрать 5,21 тыс.т, при этом удельная добыча составит 0,42 тыс.т. В 2023 г. бурение семи БГС на месторождении Андижан (средний дебит нефти 2,9 т/сут) позволит дополнительно отобрать 4,1 тыс.т, удельная добыча составит 0,59 тыс.т, в целом за 2023 г. добыча нефти за счет бурения 14БС и семи БГС составит 11,7 тыс.т, а по месторождению Западный Палванташ бурение пяти БГС (средний дебит нефти 2,3 т/сут) позволит дополнительно отобрать 2,4 тыс.т, удельная добыча составит 0,48 тыс.т, в целом за 2023 г. добыча нефти за счет бурения шести БС и пяти БГС составит 7,4 тыс.т. По месторождению Палванташ проводка двух БС (средний дебит нефти 2,2 т/сут) позволит отобрать 0,7 тыс.т, при этом удельная добыча на БС составит 0,35 тыс.т.

Таким образом, по результатам анализа прогнозных технологических показателей доразработки месторождений видно, что применение технологии горизонтального бурения позволит дополнительно отобрать 80,6 тыс.т нефти, в т.ч. по месторождению Андижан – 50,7 тыс.т, Западный Палванташ – 26,6 тыс.т и Палванташ – 3,3 тыс.т. Также необходимо заметить, что применение СГО позволяет значительно снизить обводненность продукции скважин, так например, по месторождению Андижан средняя текущая обводненность составляет 94,4% (Табл. 1), проводка БС и бурение БГС позволит снизить обводненность продукции данных скважин до 48,5%, по месторождению Западный Палванташ (93,7%) – до 74,6% и по месторождению Палванташ (94,1%) - до 65%.

Выводы.

Вовлечение в разработку длительно разрабатываемых малодебитных месторождений Андижан, Западный Палванташ и Палванташ с применением технологий МУН, в т.ч. технологии горизонтального бурения (ГБ), рекомендованных ПАО «Татнефть», позволит:

- увеличить прогнозную добычу нефти за 25 лет по сравнению с базовым вариантом с 244 тыс.т до 1484 тыс.т, при этом дополнительная добыча составит 1114 тыс.т, (за счет применения технологии ГБ доп. добыча – 81 тыс.т);
- повысить эффективность разработки путем повышения дебитов нефти от 0,67 т/сут до 2,2 т/сут;
- проведение полного комплекса исследований позволит сократить риски при разработке месторождений.

Список литературы

1. Нефтегазоносные провинции СССР. Справочник. – Под ред. Г.Х. Дикенштейна, С.П. Максимова, В.В. Семеновича – М., «Недра», 1983.
2. Алиев М.М., Друщиц В.В. и др. – Нижний мел юга СССР. –М., «Наука», 1985, с. 223.

3. Алиев М.М., Крылов Н.А. и др. – Верхний мел юга СССР. –М., «Наука», 1986, с. 227.
4. Ходжаев А.Р., Акрамходжаев А.М. и др. – Нефтяные и газовые месторождения Узбекистана – Узб. ССР, Ташкент, «Фан», 1974, т. II, 270 стр.
5. Хахимзянов И.Н., Хисамов Р.С., Ибатуллин Р.Р., Фазлыев Р.Т., Никифоров А.И. Наука и практика применения разветвленных и многозабойных скважин при разработке нефтяных месторождений. – Казань: Изд-во «Фэн» АН РТ. - 2011. - 320 с: ил.
6. Яртиева А.Ф., Хахимзянов И.Н., Петров В.Н., Идиятуллина З.С. Совершенствование технологий по выработке запасов нефти из неоднородных и сложнопостроенных коллекторов республики Татарстан. - Казань: Изд-во «Ихлас», 2016. – 192 с: ил.

References

1. G.Kh. Dikenshtein, S.P. Maksimov, V.V. Semenovich *Neftegazonosnye provincii SSSR* [USSR oil and gas provinces]. Reference guide. Moscow, Nedra Publ., 1983 (in Russian)
2. M.M. Aliev, V.V. Drushchits *Nizhnij mel yuga SSSR* [Lower Cretaceous deposits in the south of USSR]. Moscow, Nauka Publ., 1985, 223 p (in Russian)
3. M.M. Aliev, N.A. Krylov *Verhnij mel yuga SSSR* [Upper Cretaceous deposits in the south of USSR]. Moscow, Nauka Publ., 1986, 227 p (in Russian)
4. A.R. Khodzhaev, A.M. Akramkhodzhaev *Neftyanye i gazovye mestorozhdeniya Uzbekistana* [Uzbekistan oil and gas fields]. Tashkent, Fan Publ., 1974, vol.2, 270 p (in Russian)
5. I.N. Khakimzyanov, R.S. Khisamov, R.R. Ibatullin, R.T. Fazlyev, A.I. Nikiforov *Nauka i praktika primeneniya razvetvlennyh i mnogozabojnyh skvazhin pri raz-rabotke neftyanyh mestorozhdenij* [Science and practice of oil field development by downhole splitter and multilateral wells]. Kazan, Fen Publ., 2011, 320 p (in Russian)
6. A.F. Yartiev, I.N. Khakimzyanov, V.N. Petrov, Z.S. Idiyatullina *Sovershenstvovanie tekhnologij po vyrabotke zapasov nefti iz neodnorodnyh i slozhnopostroennyh kollektorov respubliki Tatarstan* [Advances in oil production technologies for heterogeneous and complex reservoirs in Tatarstan Republic]. Kazan, Ikhlas Publ., 2016, 192 p (in Russian)

Сведения об авторах

Хакимзянов Ильгизар Нургизарович, доктор технических наук, главный инженер Проектного офиса ПТД Бавлинского месторождения, институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, профессор кафедры «Разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений», Филиал УГНТУ в г. Октябрьском
Россия, 423236, Бугульма, ул. Мусы Джалиля, 40
E-mail: khakimzyanov@tatnipi.ru

Юсупходжаев Мансур Асадович, кандидат технических наук, начальник управления геологии и добычи нефти Министерства энергетики Республики Узбекистан
Республика Узбекистан, 100047, Ташкент, ул. Истикбол, 21
E-mail: yusuphodjaev.m@minenergy.uz

Хакимзянова Ольга Ивановна, специалист 1 категории (разработчик) Проектного офиса ПТД Бавлинского месторождения, институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина.
Россия, 423236, Бугульма, ул. Мусы Джалиля, 40
E-mail: kamai@tatnipi.ru

Шешдилов Рамиз Искендерович, ведущий специалист (разработчик) Проектного офиса ПТД Бавлинского месторождения, институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина.
Россия, 423236, Бугульма, ул. Мусы Джалиля, 40
E-mail: razrbug@tatnipi.ru

Authors

I.N. Khakimzyanov, Dr.Sc, Engineering Manager, Project Office of Bavlinsky field production department, TatNIPIneft Institute - PJSC TATNEFT, Professor of Exploration and Development of Oil and Gas Fields, Ufa State Petroleum Technical University (Oktyabrsky branch)
32, Musa Jalil st., Bugulma, 423236, Russian Federation
E-mail: khakimzyanov@tatnipi.ru

M.A. Yusupkhodzhaev, PhD, Head of Petroleum Geology and Production Department, Uzbekistan Ministry of Energy
21, Istikbol st., Tashkent, 100047, Republic of Uzbekistan
E-mail: yusuphodjaev.m@minenergy.uz

O.I. Khakimzyanova, Reservoir Engineer, Project Office of Bavlinsky field production department, TatNIPIneft Institute–PJSC TATNEFT
32, Musa Jalil st., Bugulma, 423236, Russian Federation
E-mail: kamai@tatnipi.ru

R.I. Sheshdirov, Chief expert, Project Office of Bavlinsky field production department, TatNIPIneft Institute–PJSC TATNEFT
32, Musa Jalil st., Bugulma, 423236, Russian Federation
E-mail: razrbug@tatnipi.ru

Статья поступила в редакцию 16.12.2020

Принята к публикации 13.03.2021

Опубликована 30.03.2021