

# 25-ЛЕТНИЙ ОПЫТ СТАНОВЛЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ СКВАЖИН С ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ ОКОНЧАНИЕМ В РЕСПУБЛИКЕ ТАТАРСТАН

Р.С. Хисамов<sup>1</sup>, И.Н. Хакимзянов<sup>2\*</sup>, В.Н. Петров<sup>2</sup>, Р.И. Шешдилов<sup>2</sup>, А.Г. Зиятдинов<sup>2</sup>

<sup>1</sup>ПАО «Татнефть», Альметьевск, Россия

<sup>2</sup>Институт ТатНИПИнефть ПАО «Татнефть», Бугульма, Россия

Возникшие проблемы долгосрочной устойчивости российской нефтяной отрасли, в том числе и компании «Татнефть», в условиях низких мировых цен на нефть необходимо решать с помощью более эффективного использования затрат, особенно капитальных вложений в строительство новых добывающих скважин. Наряду с различными методами увеличения коэффициента извлечения нефти и интенсификации добычи нефти, одним из основных путей повышения рентабельности работы скважин является строительство скважин с горизонтальным окончанием (СГО). Большие перспективы применения СГО ожидаются в тиманских отложениях Ромашкинского месторождения. Применение управляемого клапана (шторки) для открытия/закрытия притока из секции горизонтального ствола позволит значительно снизить обводненность продукции скважин и соответственно увеличить долю нефти, приходящуюся на одну тонну добытой жидкости.

**Ключевые слова:** горизонтальная технология, скважина с горизонтальным окончанием, условно горизонтальный ствол, дебит нефти

**DOI:** <https://doi.org/10.18599/grs.19.3.2>

**Для цитирования:** Хисамов Р.С., Хакимзянов И.Н., Петров В.Н., Шешдилов Р.И., Зиятдинов А.Г. 25-летний опыт становления технологии бурения скважин с горизонтальным окончанием в Республике Татарстан. *Георесурсы*. 2017. Т. 19. № 3. Ч. 1. С. 159-165. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.19.3.2>

Современный этап развития нефтяной отрасли Республики Татарстан характеризуется вводом в активную разработку участков нефтяных месторождений, находящихся на разных стадиях разработки, отличающихся высокой послойной и зональной неоднородностью, на которых эффективная выработка запасов нефти будет идти с применением горизонтальной технологии (ГТ) и передовых методов повышения коэффициента нефтеизвлечения. Для достижения запроектированных коэффициентов извлечения нефти наиболее актуальным на сегодняшний день, наряду с применением гидродинамических методов, является использование ГТ. Применение ГТ позволит уменьшить количество проектного вертикального фонда скважин, при этом, не уменьшая, а увеличивая коэффициент охвата выработкой запасов нефти за счёт пространственной архитектуры дренирования пластов, а значит повышения КИН и экономии на инфраструктуре (Идиятуллина, 2015).

К 1970-м годам под руководством А.М. Григоряна в 13 районах бывшего СССР (Татарстан, Башкортостан, Самарская и Пермская области, Западная Украина, Краснодарский край и др.) было построено более 30 скважин с горизонтальным окончанием (СГО), в том числе сотни искривленных ответвлений, а также большое число скважин с одиночным условно-горизонтальным стволом. Таким образом, технология бурения СГО, доказав свою высокую эффективность в различных горно-геологических условиях, была доведена до промышленного уровня применения.

Однако, открытие высокопродуктивных месторождений в Западной Сибири побудило Миннефтепром СССР

сосредоточиться на разработке только этих месторождений, и тем самым произошло снижение интереса к развитию и совершенствованию горизонтального бурения. Бурение СГО было прекращено на срок более 20 лет до начала реализации комплексной отраслевой программы «Горизонт».

Компания «Татнефть» значительно раньше многих нефтяных компаний приступила к промышленному освоению ГТ. Начало развития ГТ в ПАО «Татнефть» было положено в 1977 году с бурения трех СГО №№ 1918, 1947 на Западно-Сиреневском участке Сиреневского месторождения НГДУ «Ямашнефть». Они оказались наиболее продуктивными, накопленная добыча нефти по ним составила 68,7 тыс. т и 71,2 тыс. т при текущих средних дебитах около 2,5-4,5 т/сут, что в 2-2,5 раза выше средних дебитов соседних добывающих вертикальных скважин (ВС). Эти скважины до сих пор находятся в эксплуатации (Рис. 1).

Начиная с 1978 года бурение СГО приостановилось и возобновилось только в 1992 году, которое применяется до сих пор вместо вертикального бурения. На 01.01.2017 г. пробурено 940 СГО, накопленная добыча нефти за весь период эксплуатации составила более 6,5 млн тонн. Динамика бурения СГО по годам представлена на рис. 2. С 1990 года отраслевым институтом «ТатНИПИнефть» было составлено более 80 проектных документов на разработку месторождений с применением ГС, согласно которым предстояло пробурить несколько тысяч горизонтальных скважин. Глубины залегания продуктивных пластов, вскрываемых ГС составляют от 800 до 2400 м.

В ПАО «Татнефть» неуклонно возрастает количество СГО, особенно явно это наблюдается за последние 4 года. Если с 1977 года по 2012 год среднее количество вводимых из бурения горизонтальных скважин составляло 24 в год, то с 2013 по 2016 гг. бурилось в среднем около

\*Ответственный автор: Ильгизар Нургизарович Хакимзянов  
E-mail: [khakimzyanov@tatnpi.ru](mailto:khakimzyanov@tatnpi.ru)

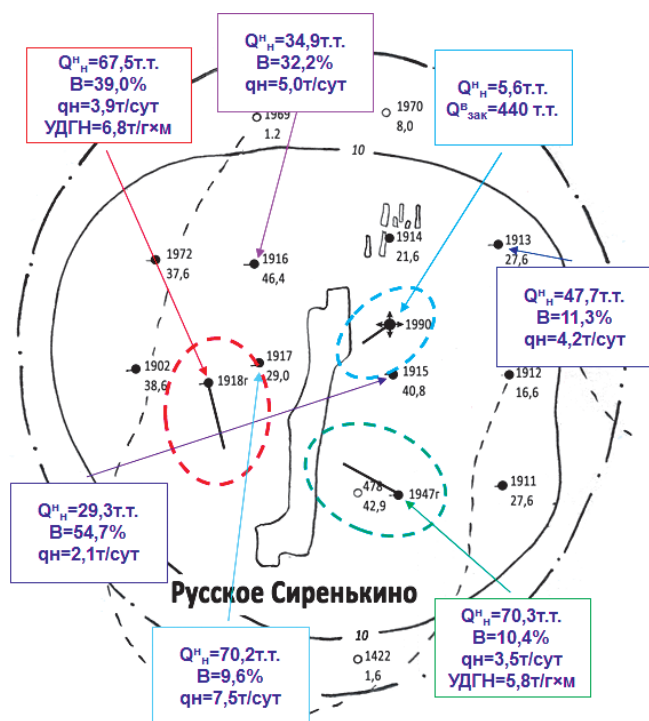


Рис. 1. Выкопировка из карты толщин Западно-Сиреневского участка Сиреневского месторождения

103 скважин в год. Всего по состоянию на 01.01.2017 г. в ПАО «Татнефть» пробурено 940 горизонтальных скважин. Кроме того, в компании активно применяются ГТ на залежах сверхвязкой нефти (СВН). Ярким примером применения горизонтальных скважин для разработки залежей СВН является Ашальчинское месторождение, где по состоянию на 01.01.2017 г. пробурено 313 СГО (в т.ч. 51 пароциклических и 138 добывающих).

В целом, по разрезу 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).

Преобладающая часть СГО пробурена на низкопродуктивные карбонатные отложения турнейского (36,8%) и башкирско-серпуховского (27,0%) ярусов небольших месторождений. На тульско-бобриковские пласты пробурено 22,0%, на терригенный девон 13,7% и на карбонатный девон 0,5% скважин (Рис. 3).

Геолого-физические характеристики продуктивных пластов приведены в табл. 1.

В связи с все возрастающими объемами направленного бурения, весьма актуальной становится проблема контроля за направлением ствола СГО в процессе его бурения, поэтому с конца 2010 года в ПАО «Татнефть» стали широко применять навигационные системы НДМ ЗТС (наддолотный модуль забойной телеметрической системы), что позволило увеличить ежегодную добычу нефти.

Большие перспективы применения СГО ожидаются в тиманских отложениях Ромашкинского месторождения. Нефти тиманского объекта по своим физико-химическим свойствам мало отличаются от нефти пашийского объекта (вязкость нефти также составляет 5-7 мПа×с), однако неоднородность продуктивного пласта  $D_p$ , его линзовидно-мозаичное строение, не позволяют активно вводить в разработку тиманские отложения. Бурение СГО на отложения тиманского возраста позволит ввести в разработку в полном объеме запасы нефти в линзах, водонефтяных зонах и недоступных участках под санитарно-защитными зонами, населенными пунктами, лесными массивами, пойменными зонами и родниками. Применение ГТ способствует более равномерной выработке запасов и, в конечном итоге, повышению коэффициента нефтеизвлечения. Кроме того, применение СГО обусловлено геологическим строением тиманского резервуара, зажатого с кровли и подошвы мощными прослоями глин, что длительное время не позволяло вводить в активную разработку тиманский объект.

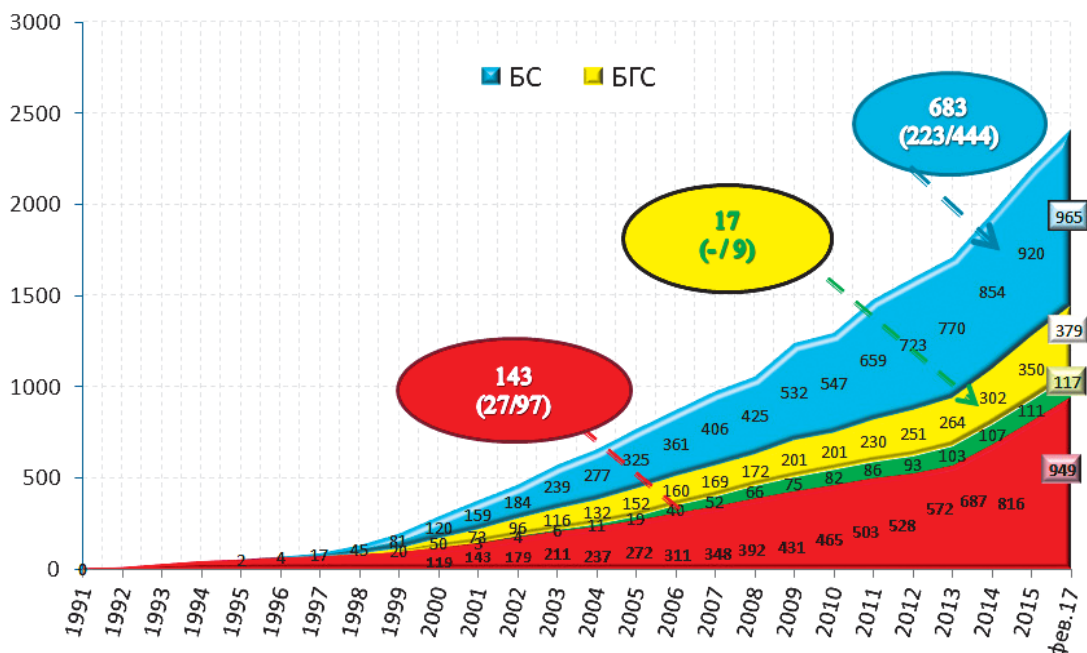


Рис. 2. Динамика ввода СГО по ПАО «Татнефть»

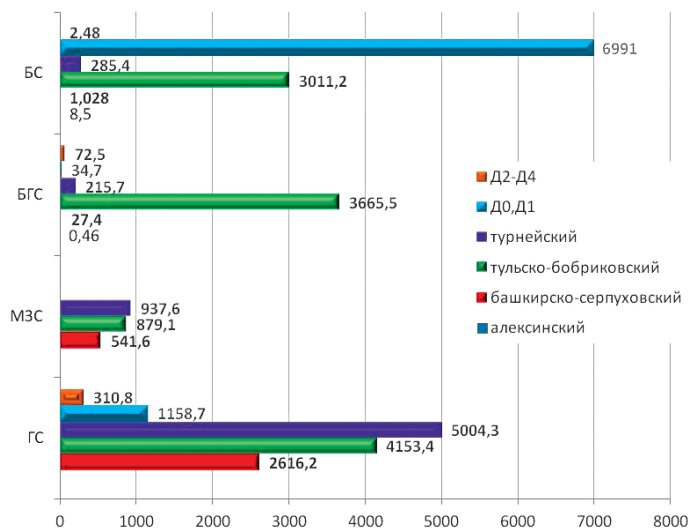


Рис. 3. Распределение накопленной добычи нефти по типам скважин и объектам разработки

Мозаичное распространение коллектора пласта  $D_0$  разных литотипов пород не позволяет проводить равномерную выработку запасов. Решение проблемы также лежит в применении ГТ с выходом из одного литотипа в другой и проведением гидроразрыва пластов (ГРП) с подключением к выработке дальней зоны пласта. В этой связи, важное значение имеет бурение длинных стволов, заменяющих бурение 3-4-х скважин и проведение на них многозонных ГРП. Такая технология позволила быкратно сократить количество бурящихся скважин и значительно снизить влияние мозаичности на продуктивность скважины. Причём, при длительной эксплуатации скважин с протяженными условно горизонтальными стволами (УГС) (350÷450 м и более) проявляются веские преимущества. Такие скважины стабильно работают с меньшим темпом снижения продуктивности (Петров и др., 2016). К примеру, скважина №4712Г Бавлинского месторождения, имеющая самый протяженный УГС (637 м), является одной из самых продуктивных. Дебит нефти по ней в первый год эксплуатации (2001 г.) составлял 16-17 т/сут, за 2016 год – 15,3 т/сут.

Вверх по разрезу залегают карбонатные пласты данково-лебедянского горизонта и заволжского надгоризонта. По состоянию на 01.01.2017 на отложения данково-лебедянского горизонта пробурено 6 СГО, заволжского надгоризонта – 3 СГО. Все СГО на данково-лебедянский

горизонт пробурены на 665 залежи Ромашкинского месторождения. Средний начальный дебит по СГО на данково-лебедянский горизонт составил 2 т/сут (обводненность 14,3%), текущий – 6,9 т/сут (обводненность 34,2%). Всего с начала разработки СГО из отложений данково-лебедянского горизонта добыто 91,4 тыс. т, дополнительная добыча составила 24,1 тыс. т.

На отложения заволжского надгоризонта пробурены 3 СГО на Чегодайском месторождении. Начальный дебит нефти составил 18 т/сут, текущий – 1,5 т/сут. Всего с начала разработки из отложений заволжского надгоризонта по состоянию на 01.01.2017 добыто 19,7 тыс. т нефти (Петров и др., 2016).

В настоящее время в Республике Татарстан вступает в открытую фазу разработка залежей нефти, представленных карбонатными коллекторами. Особое значение при разработке карбонатных коллекторов имеют горизонтальные технологии. В основном, это связано с необходимостью повышения производительности скважин и снижения их сроков окупаемости. Как показывает практика, СГО наиболее эффективно вырабатывают запасы в слабодренлируемых зонах, в низкопроницаемых и кавернозно-трещиноватых коллекторах. Горизонтальные скважины предоставляют гораздо большие возможности для воздействия различными методами интенсификации добычи нефти на пласты-коллектора, чем вертикальные или наклонно-направленные (ННС).

Основная доля СГО в ПАО «Татнефть» пробурена на карбонатные отложения турнейского яруса. Одним из наиболее представительным участком разработки карбонатных коллекторов системой ГС является Коробковский участок (6 блок) Бавлинского месторождения (Рис. 4) (Хахимзянов, 2012).

Начиная с 2010 года количество ГС на Коробковском участке составляет около 40 % от всего добывающего фонда, при этом обеспечивая 60 % годовой добычи нефти. Средний дебит по СГО за последние три года составил 7,1 т/сут при обводненности 5,3%, для сравнения показатели работы ННС за этот же период – 3 т/сут и 16,6%, соответственно.

Всего по ПАО «Татнефть» из отложений турнейского яруса СГО добыто по состоянию на 01.01.2017 г. 5367,5 тыс. т нефти. Дополнительная добыча с начала разработки СГО турнейского объекта составляет 1758,3 тыс. т. Средний начальный дебит по СГО на турнейском объекте

Параметры	Верей-башкирский	Бобриковский	Турнейский	Данково-лебедянский	Пашийско-кыновский	$D_{II} - D_{III} - D_{IV}$
Средняя глубина залегания, м	911÷943	до 1099	1164	1466	1720	1773÷1811
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	0,5÷25	0,8÷20	0,8÷45	1,8÷8,1	3,7÷16,6	2,3÷2,7
Проницаемость, мкм <sup>2</sup>	49	1,261	0,042	0,03	0,527	0,13÷0,258
Пористость, %	15	22,4	11,8	7,00	19,8	16,8÷18,7
Начальное пластовое давление, МПа	9,11	11,0	11,26	14,6	17,2	17,2
Вязкость мПа×с	15,5÷288	11,4÷220	6÷172	8,4÷46	1,9÷4,5	2,92÷7,55
Плотность нефти, т/м <sup>3</sup>	0,90	0,875	0,88	0,91	0,77÷0,82	0,79÷0,823
Газосодержание нефти, кг/м <sup>3</sup>	2,34	11,37	17,66	12,40	46÷74,2	25,7÷54,5

Табл. 1. Геолого-физические характеристики объектов

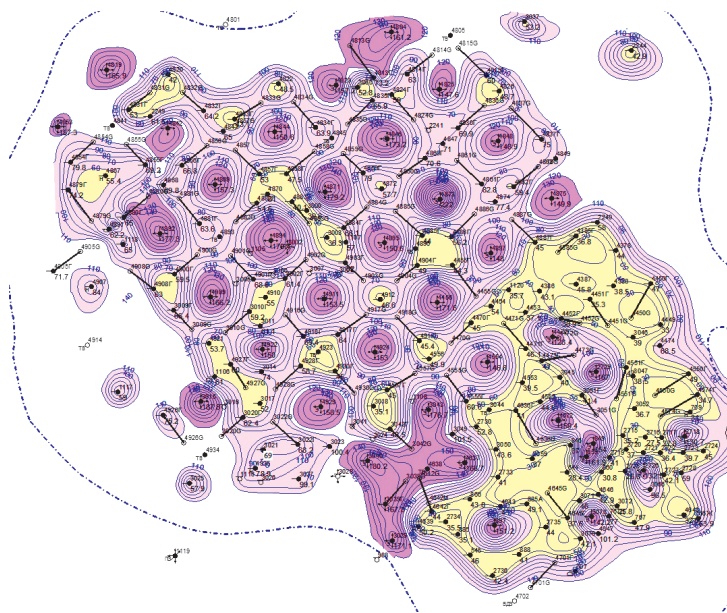


Рис. 4. Выкопировка из карты разработки Коробковского участка Бавлинского месторождения на 01.01.2017 г.

составил порядка 3,4 т/сут (обводненность 22%), текущий – 4,8 т/сут (обводненность 28%).

Выше по разрезу залегают терригенные отложения бобриковского и тульского горизонтов нижнего отдела каменноугольной системы. В целом по ПАО «Татнефть» средний начальный дебит по СГО на тульско-бобриковские отложения составил 7,5 т/сут при обводненности 50%, текущий – 10,7 при обводненности 59%. Накопленная добыча нефти по состоянию на 01.01.2017 года составила 4319,4 тыс. т (в т.ч. 2739,2 тыс. т дополнительной добычи).

Примером эффективности бурения горизонтальных скважин на терригенные коллектора нижнекаменноугольных отложений может служить Татсукинское месторождение, открытое в 2014 году поисковой скважиной №300. По состоянию на первое полугодие 2017 года на Татсукинском месторождении пробурено 12 СГО, одна скважина с горизонтальным профилем находится в бурении. Средний начальный дебит по нефти составил 40 т/сут при средней обводненности 8,2%, текущий – 49 т/сут и 13%, соответственно (Петров и др., 2016).

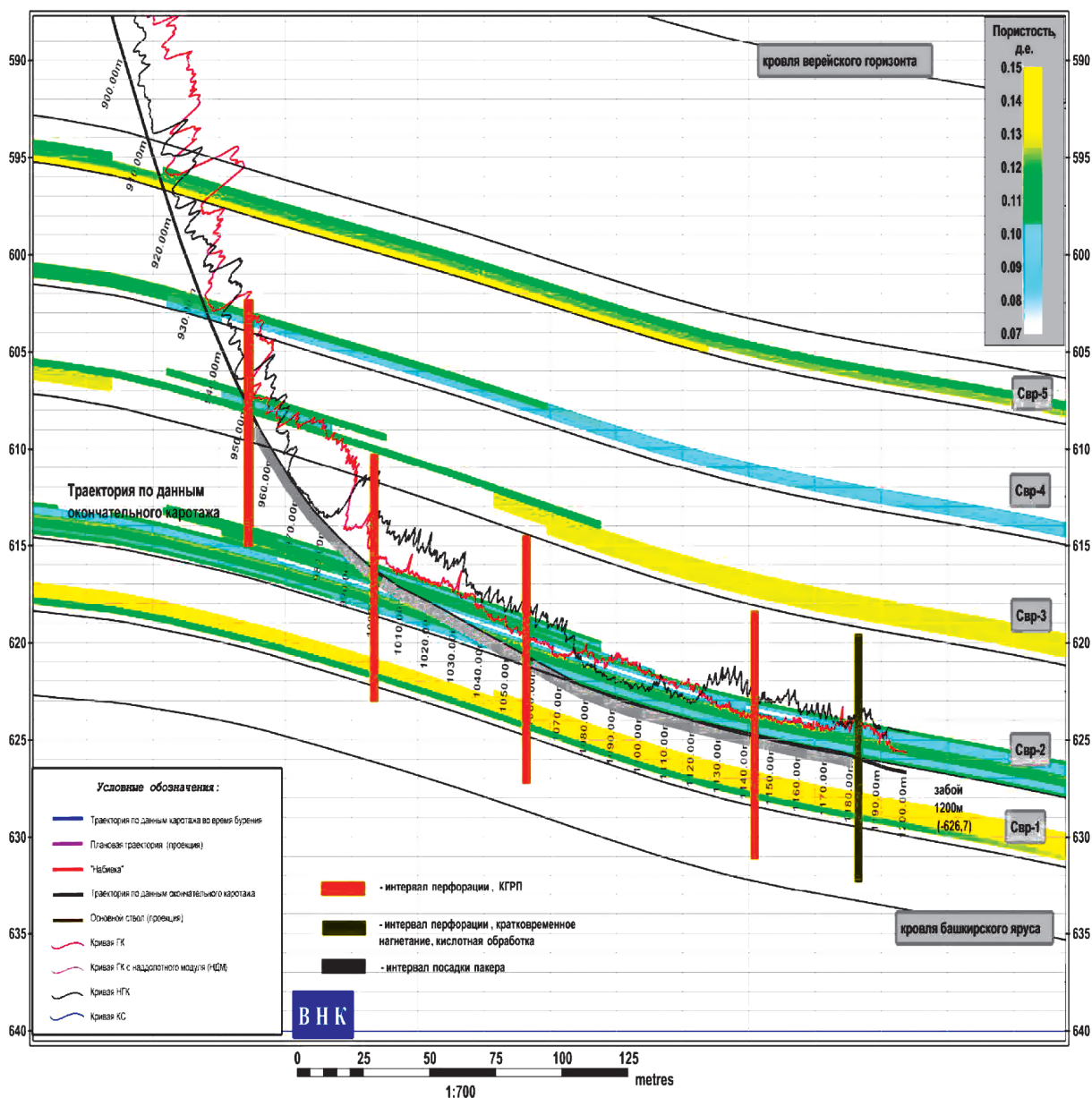


Рис. 5. Профиль вдоль условно горизонтального ствола скважины №8385Г в разрезе по параметру пористость

Следующим (вверх по разрезу) объектом разработки, где активно применяются ГС, является протвинский горизонт нижнего отдела каменноугольной системы и башкирский ярус, верейский горизонт среднего отдела нижнекаменноугольной системы. Накопленная добыча нефти на 01.01.2017 по данному объекту разработки составила 2584,4 тыс. т (в т.ч. 1366,6 тыс. т дополнительной добычи). Средний начальный дебит по ГС составил 2,5 т/сут при обводненности 47%, текущий – 3,2 т/сут при обводненности 86,5%.

Около половины остаточных извлекаемых запасов нефти ПАО «Татнефть» сосредоточено в карбонатных коллекторах, значительная часть которых находится в верейском горизонте. Традиционный дебит скважины здесь составляет 1-4 т/сут (Хакимзянов, 2012).

Примером успешного применения горизонтальных технологий в отложениях верейского горизонта является скважина №4777Г. На скважине №4777Г Соколкинского месторождения НГДУ «Елховнефть» произведен многоступенчатый ГРП (5-стадийный) в горизонтальном стволе скважины малого диаметра, включающий пять интервалов (Рис. 5). Дебит нефти скважины составил 40 т/сут. Опыт применения 5-стадийного кислотного МГРП в горизонтальном стволе скважины малого диаметра на верейском горизонте Соколкинского месторождения НГДУ «Елховнефть» предлагается распространить по другим НГДУ ПАО «Татнефть».

Самым верхним объектом разработки, где добыча нефти осуществляется ГС, является шешминский горизонт. По состоянию на 01.01.2017 из отложений шешминского горизонта Ашальчинского месторождения добыто 1 млн 781 тыс. т нефти. Средний начальный дебит нефти по ГС составил 9,8 т/сут, текущий – 32,7 т/сут.

Следует отметить, что темпы годовой добычи СВН горизонтальными скважинами имеют тенденцию к росту – так, например, в 2008 году в ГС №2320 за год добыто всего 6,8 тыс. т нефти (дебит нефти составил 19,4 т/сут), а в 2016 – уже 23,1 тыс. т (дебит нефти – 63,4 т/сут). То же можно сказать по ГС №232 и 240, введенным в эксплуатацию в 2006 и 2008 гг., соответственно.

Начиная с 2010 года в НГДУ ПАО «Татнефть» уделяется достаточно большое внимание проблеме геологического обоснования по выбору объектов для бурения СГО в карбонатных и терригенных коллекторах, находящихся на разных стадиях разработки. Залежи нефти, которые разрабатываются с применением ГТ требуют детального подхода к выбору точек для бурения, объектов эксплуатации и ориентации дополнительных стволов.

С 2012 года началось создание секторных геолого-гидродинамических моделей для обоснования рационального размещения СГО, что повысило эффективность и точность проводки условно-горизонтальных стволов.

В Институте ТатНИПИнефть разработан управляемый клапан (шторка) для открытия/закрытия притока из секции горизонтального ствола (Рис. 6). Повышение эффективности технологии разделения горизонтального ствола на секции предполагается осуществить путем применения в горизонтальном стволе забойных клапанов регулирования притока, позволяющих ограничивать объем воды при добыче из секций. Шторки установлены на 5 скважинах 303 залежи Ромашкинского месторождения НГДУ «Ленингорскнефть», в которых горизонтальный ствол разделен на 3 секции (Яртиев и др., 2016).

На рис. 7 представлена схема заканчивания СГО с использованием электроуправляемых скважинных клапанов (скв. №41502г НГДУ «Джалильнефть»).

Скв.41502г имеет горизонтальный ствол в бобриковско-радаевских отложениях залежи 12 Ромашкинского месторождения, и на ней впервые в ПАО «Татнефть» установлены клапаны, управляемые с поверхности по кабелю без остановки эксплуатации скважины. При работе обеих секций ствола дебит нефти составил 12 т/сут при обводненности 50 %, дебит нефти «пятки» ствола составил 21 т/сут при обводненности 10 %, дебит нефти «носка» ствола составил 7,5 т/сут при обводненности 65 %. Таким образом, управляя клапанами, была оптимизирована добыча из скв. 41502г путем уменьшения обводненности продукции без остановки эксплуатации

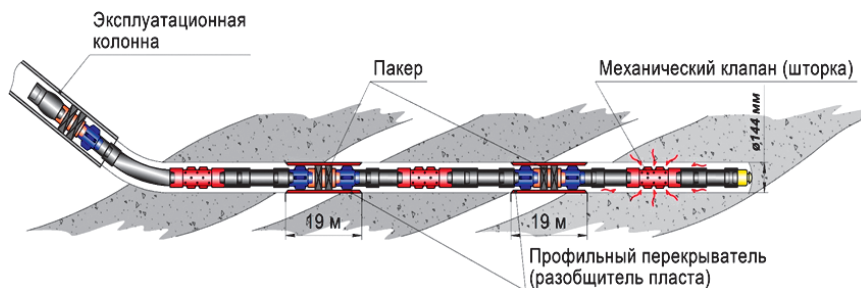


Рис. 6. Разделение условно-горизонтального ствола на секции с применением расширяемых труб и механических клапанов (шторок)

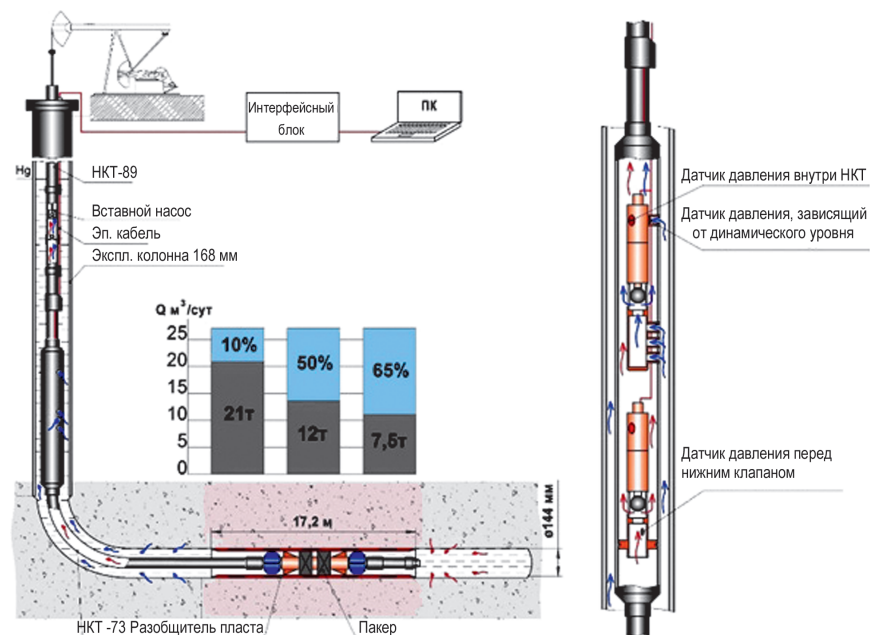


Рис. 7. Заканчивание СГО с использованием электроуправляемых скважинных клапанов (скв. №41502г НГДУ «Джалильнефть»)

скважины. Скв. 41502г с 2012 г. в эксплуатации, опытное оборудование работает надежно (Тахаутдинов и др., 2013).

Эффект от применения горизонтальных технологий проявляется особенно заметно при высокой латеральной неоднородности пород-коллекторов, которая присуща чаще всего известнякам. 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 горизонтального участка увеличивается площадь контакта скважины с целевым пластом-коллектором, как следствие возникает более объемная и сложная геометрия дренирования по сравнению с ННС.

В целом, разработку Коробковского участка системой горизонтальных скважин можно считать обоснованной. При текущей обводненности такая система разработки позволяет поддерживать высокие темпы отбора нефти от НИЗ (6,8 %).

Эффективность бурения ГС в ПАО «Татнефть» многократно подтверждалась на практике. Однако применение горизонтальных технологий не всегда дает ожидаемый эффект. Известными факторами неудовлетворительной эффективности применения СГО на месторождениях ПАО «Татнефть» являются (Идиятуллина и др., 2015; Хакимзянов, 2012; Фазлыев, Миронова 2005; Методическое руководство по геолого-технологическому обоснованию..., 2013):

- чрезмерно высокая неоднородность разреза отложений;
- вероятность «разбухания» и осыпания глинистых пропластков в процессе бурения и эксплуатации скважин;
- вероятность пересечения водоносных пропластков или пластов в межскважинном интервале из-за отсутствия информации о геологическом строении и насыщенности пластов межскважинного интервала;
- быстрое падение дебита нефти во времени, обусловленное падением пластового давления в зоне отбора в результате высокой неоднородности и затрудненной связи с законтурной областью.

Поэтому для обеспечения максимального эффекта от применения горизонтальных технологий необходима детальная проработка всех этапов проектирования ГС – от идеи до ее реализации:

- при выборе местоположения ГС необходимо применять комплексный подход – изучение и анализ данных сейсморазведочных исследований (включая прогнозирование фильтрационно-емкостных свойств), построение гидродинамических моделей для обоснования оптимальности местоположения ГС и расчетов технико-экономических показателей разработки, изучение данных о трещиноватости, изучение «лучших практик» применения горизонтальных технологий как в ПАО «Татнефть», так и в других компаниях;
- при бурении скважин необходим постоянный мониторинг данных о кривизне (соответствие проектного размещения ствола фактическому), литологии и насыщенности пластов в реальном времени с помощью наддоложного модуля забойной телеметрической системы;
- при разработке месторождений ГС следить за

уровнем пластового давления и поддерживать его на достаточном уровне для обеспечения эффективной разработки месторождения.

## Литература

Идиятуллина З.С. Применение скважин с горизонтальным окончанием для разработки трудноизвлекаемых запасов нефти в карбонатных коллекторах на месторождениях ПАО «Татнефть». Альметьевск. 2015. 28 с.

Идиятуллина З.С., Миронова Л.М. и др. Мониторинг применения горизонтальной технологии и зарезок боковых стволов, подбор участков для внедрения новых технологий по бурению и эксплуатации СГО на месторождениях ПАО «Татнефть». Бугульма. Отчет о НИР, институт «ТатНИПИнефть». 2015.

Методическое руководство по геолого-технологическому обоснованию выбора объектов и геолого-гидродинамическому сопровождению бурения горизонтальных скважин, многозабойных скважин, боковых и боковых горизонтальных стволов. РД 153-39.0-836-13. Бугульма. 2013. 54 с.

Петров В.Н., Миронова Л.М. и др. Мониторинг применения скважин с горизонтальным окончанием и проводкой дополнительных стволов, реализованных за счет внедрения новых технологий бурения и эксплуатации на участках месторождений ПАО «Татнефть». Бугульма. Институт ТатНИПИнефть, ООО «Наука». 2016. 155 с.

Тахаутдинов Ш.Ф., Хисамов Р.С., Ибатуллин Р.Р., Абдрахманов Г.С., Вахитов И.Д., Низамов И.Г. Управляемая эксплуатация секций горизонтального ствола скважины. *Нефтяное хозяйство*. 2013. № 7. С. 26-27.

Фазлыев Р.Т., Миронова Л.М. Методическое руководство по геолого-технологическому обоснованию бурения горизонтальных, многозабойных скважин и боковых горизонтальных стволов. РД 153-390-421-05. ТатНИПИнефть. Бугульма. 2005. 59 с.

Хакимзянов И.Н. Теория и практика разработки нефтяных месторождений скважинами с горизонтальным окончанием. Дис. док. техн. наук. Бугульма. 2012. 388 с.

Яргиев А.Ф., Хакимзянов И.Н., Петров В.Н., Идиятуллина З.С. Совершенствование технологий по выработке запасов нефти из неоднородных и сложнопостроенных коллекторов республики Татарстан. Казань: Ихлас. 2016. 192 с.

## Сведения об авторах

*Раис Салихович Хисамов* – доктор геол.-мин. наук, профессор, Главный геолог – заместитель генерального директора, ПАО «Татнефть»

Россия, 423450, Альметьевск, ул. Ленина, 75

*Ильгизар Нургизарович Хакимзянов* – доктор тех. наук, заведующий лабораторией, Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть»

Россия, 423230, Бугульма, ул. М. Джалиля, 32

Тел: +7 (85594) 78741

E-mail: khakimzyanov@tatnipi.ru

*Владимир Николаевич Петров* – кандидат тех. наук, заведующий лабораторией, Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть»

Россия, 423230, Бугульма, ул. М. Джалиля, 32

*Рамиз Искандерович Шешдилов* – заведующий сектором, Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть»

Россия, 423230, Бугульма, ул. М. Джалиля, 32

*Айнур Газинурович Зиятдинов* – инженер 1 категории отдела поисковой и разведочной геологии, Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть»

Россия, 423230, Бугульма, ул. М. Джалиля, 32

Статья поступила в редакцию 18.07.2017;

Принята к публикации 10.08.2017;

Опубликована 30.08.2017

## 25-Year Formation Experience of Drilling Wells with Horizontal End in the Republic of Tatarstan

R.S. Khisamov<sup>1</sup>, I.N. Khakimzyanov<sup>2\*</sup>, V.N. Petrov<sup>2</sup>, R.I. Sheshdirov<sup>2</sup>, A.G. Ziyatdinov<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Tatneft PJSC, Almetyevsk, Russia

<sup>2</sup>Institute TatNIPneft Tatneft PJSC, Bugulma, Russia

\*Corresponding author: Ilgizar N. Khakimzyanov, e-mail: khakimzyanov@tatnipi.ru

**Abstract.** The emerging problems of the long-term sustainability of the Russian oil industry, including Tatneft, in conditions of low world oil prices must be solved through more efficient use of costs, especially capital investments in the construction of new production wells. Along with various methods of increasing the oil recovery factor and intensification of oil production, one of the main ways to improve the profitability of wells is the construction of wells with horizontal end. Greater prospects for the use of horizontal wells are expected in the Timanian deposits of the Romashkino field. The use of a controlled valve (curtain) to open/close the inflow from the section of the horizontal trunk will significantly reduce the water cut of well and, accordingly, increase the share of oil per ton of produced liquid.

**Keywords:** horizontal wells, wells with horizontal end, oil flow rate, Tatneft

**For citation:** Khisamov R.S., Khakimzyanov I.N., Petrov V.N., Sheshdirov R.I., Ziyatdinov A.G. 25-Year Formation Experience of Drilling Wells with Horizontal End in the Republic of Tatarstan. *Georesursy = Georesources*. 2017. V. 19. No. 3. Part 1. Pp. 159-165. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.19.3.2>

### References

Fazlyev R.T., Mironova L.M. Guidance document to the geological and technological feasibility study of horizontal, multistage and lateral horizontal wells drilling. No. RD 153-390-421-05. Bugulma: TatNIPneft. 2005. 59 p. (In Russ.)

Guidance document for the geological and technological feasibility of the object selection and geological and hydrodynamic maintenance for drilling horizontal, multi-stage, lateral and lateral horizontal wells. No. RD 153-39.0-836-13. Bugulma. 2013. 54 p. (In Russ.)

Idiyatullina Z.S. The use of wells with a horizontal end to develop hard-to-recover oil reserves in carbonate reservoirs at the fields of PJSC Tatneft. Almetyevsk. 2015. 28 p. (In Russ.)

Idiyatullina Z.S., Mironova L.M. et al. Monitoring of the use of horizontal technology and cuttings of sidetracks, selection of sites for the implementation of new drilling and operation CDS technologies at the fields of PJSC Tatneft. Report. Bugulma: TatNIPneft. 2015. (In Russ.)

Khakimzyanov I.N. Theory and practice of the oil field development by horizontal wells. *Diss. dokt. tech. nauk.* [Dr. engineer. sci. diss.]. Bugulma. 2012. 388 p. (In Russ.)

Petrov V.N., Mironova L.M. et al. Monitoring of the application of horizontal wells and wiring of additional tracks realized due to the implementation of new drilling and operation technologies at the fields of PJSC Tatneft. Bugulma: TatNIPneft, LLC Nauka. 2016. 155 p. (In Russ.)

Takhautdinov Sh.F., Khisamov R.S., Ibatullin R.R., Abdrakhmanov G.S., Vakhitov I.D., Nizamov I.G. Controllable operation of horizontal wellbore intervals. *Neftyanoe khozyaystvo = Oil industry*. 2013. No. 7. Pp. 26-27. (In Russ.)

Yartiev A.F., Khakimzyanov I.N., Petrov V.N., Idiyatullina Z.S. Improving technologies for the development of oil reserves from heterogeneous and complex reservoirs of the Republic of Tatarstan. Kazan: Ikhlas. 2016. 192 p. (In Russ.)

### About the Authors

*Rais S. Khisamov* – DSc (Geology and Mineralogy), Professor, Deputy Director General and Chief Geologist, Tatneft PJSC

Russia, 423400, Almetyevsk, Lenin str., 75

*Ilgizar N. Khakimzyanov* – DSc (Engineering), Head of the Laboratory, Institute TatNIPneft Tatneft PJSC

Russia, 423236, Republic of Tatarstan, Bugulma, M.Dzhalilya St., 32

Tel: +7 (85594) 78741, e-mail: khakimzyanov@tatnipi.ru

*Vladimir N. Petrov* – PhD (Engineering), Head of the Laboratory, Institute TatNIPneft Tatneft PJSC

Russia, 423236, Republic of Tatarstan, Bugulma, M.Dzhalilya St., 32

*Ramiz I. Sheshdirov* – Head of the Division, Institute TatNIPneft Tatneft PJSC

Russia, 423236, Republic of Tatarstan, Bugulma, M.Dzhalilya St., 32

*Ainur G. Ziyatdinov* – Engineer, Department of Search and Exploration Geology

Institute TatNIPneft Tatneft PJSC

Russia, 423236, Republic of Tatarstan, Bugulma, M.Dzhalilya St., 32

*Manuscript received 18 July 2017;*

*Accepted 10 August 2017;*

*Published 30 August 2017*