

О ДАЛЬНЕЙШЕМ РАЗВИТИИ ПРИМЕНЕНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ НА ОБЪЕКТАХ РАЗРАБОТКИ НГДУ «АЛЬМЕТЬЕВНЕФТЬ»

Приведены выполненные объёмы применения горизонтальных технологий при строительстве скважин на объектах разработки НГДУ «Альметьевнефть». Изложена информация по ряду примеров применения горизонтальных технологий на турнейские и бобриковские отложения. Представлена сравнительная оценка полученных дебитов по «зарезкам» боковых стволов и горизонтальных боковых стволов, а также положительные аспекты при использовании геофизических приборов при проводке горизонтальных стволов. Изложены планы на перспективу.

Ключевые слова: залежи нефти, проект, вовлечение в разработку, горизонтальные и многозабойные скважины, боковые горизонтальные стволы, дебиты новых скважин, нефтеизвлечение, длина горизонтального ствола, коэффициент продуктивности.

Одним из наиболее перспективных направлений по вовлечению в разработку трудноизвлекаемых запасов нефти являются горизонтальные технологии бурения скважин. Горизонтальные технологии, применяемые на объектах разработки НГДУ «Альметьевнефть», можно разделить на три основные группы:

1. Бурение скважин с горизонтальным окончанием, проводимым в толще продуктивных отложений бобриковского горизонта и турнейского яруса;
2. Бурение многозабойных (многоствольных) скважин с горизонтальными окончаниями, проводимыми в толще продуктивных отложений турнейского яруса;
3. Зарезка боковых горизонтальных стволов из основного ствола скважин малоэффективного пробуренного фонда на бобриковский горизонт и турнейский ярус.

Активные работы по вовлечению в полноценную разработку отдельных целостных участков со слабодренлируемыми запасами залежей верхних горизонтов с применением горизонтальных технологий были возобновлены в НГДУ «Альметьевнефть» в 2006 году. Объёмы применения горизонтальных технологий за 2006-2012 гг. приведены на рис. 1. Среди последних реализованных проектов можно выделить четыре участка (проекта).

1. Бурение горизонтальных скважин под село Урсаево в 2006 году.

Согласно проекту на едином участке пробурены 5 сква-

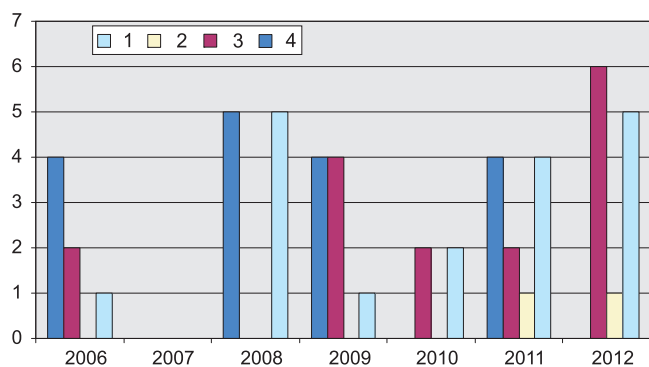


Рис. 1. 1 – Боковые горизонтальные стволы; 2 – Горизонтальные скважины малого диаметра; 3 – Двухзабойные горизонтальные скважины; 4 – Горизонтальные скважины

жин, в том числе на турнейский ярус три скважины (2 многозабойные (МЗС) и 1 горизонтальная скважина (ГС)) и две ГС на бобриковские отложения (Рис. 2).

Начальный среднесуточный дебит по турнейским скважинам составлял 9,5 т/сут, по бобриковским 12 т/сут. Средний дебит с начала эксплуатации по турнейским скважинам составлял 6,3 т/сут, по бобриковским 9,8 т/сут.

На скважинах турнейского яруса в связи со снижением текущих дебитов против первоначальных запланировано проведение целенаправленных работ по призабойным зонам (ОПЗ).



Рис. 2.

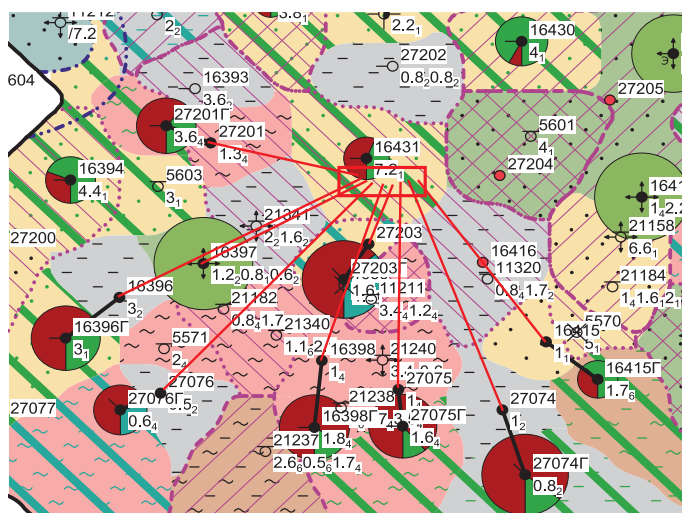


Рис. 3. Схема разбуривания участка залежи № 8.

2. Разбуривание участка залежи №8 горизонтальными стволами в 2008-2009 гг. – наиболее успешный проект по своим текущим показателям.

На данном участке в период 2003-2007 гг. с куста ГИБДД силами Альметьевского УБР были пробурены восемь наклонно-направленных скважин на кыновские и пашийские отложения под г. Альметьевск. В результате бурения девонских скважин были уточнены границы коллекторов и соответствующие им запасы по бобриковским отложениям залежи № 8.

Для повышения эффективности процессов нефтеизвлечения на данном участке и увеличения охвата дренированием меньшим количеством пробуренных скважин было принято решение о строительстве горизонтальных скважин. Данный проект включил в себя бурение 8 добывающих ГС. Для организации условий для поддержания пластового давления на участке пробурены две нагнетательные скважины (Рис. 3). Средний текущий дебит по пробуренным скважинам составляет более 25 т/сут (Фасхутдинов и др., 2010).

Данные добывающие скважины отличаются от обычных вертикальных или наклонно-направленных не только горизонтальным стволом, но и конструктивной особенностью, которая заключается в обсаживании продук-

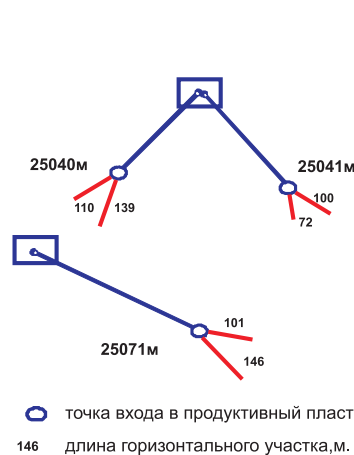


Рис. 4. Участок разбуривания куста на участке залежи № 224 в районе скв. №16302.

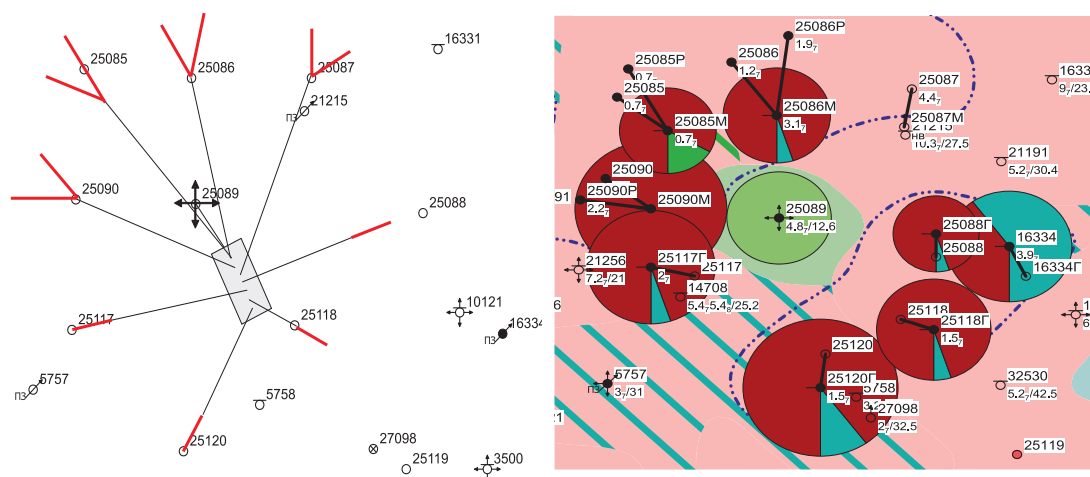


Рис. 5. Участок разбуривания куста на участке залежи № 224 в районе скв. № 5741.

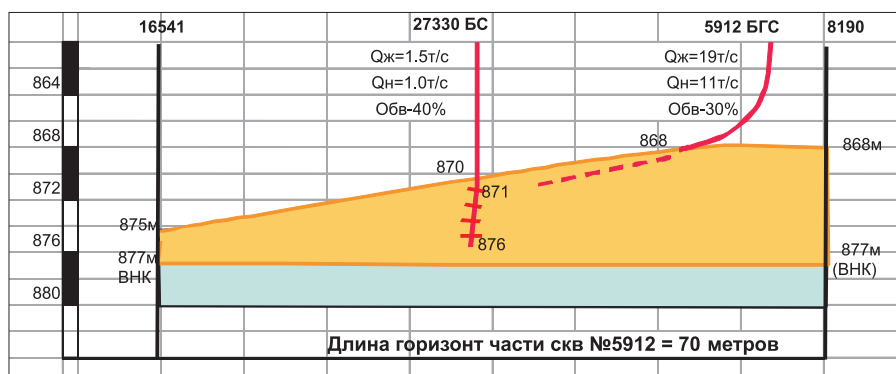


Рис. 6. Геологический профиль по линии скважин №№ 16541-27330-5912-8190.

тивного интервала нецементируемым щелевым фильтром. Вскрытие продуктивного горизонта горизонтальным стволом протяжённостью 120-210 м производится с применением водного раствора ПАВ удельным весом 1,02 г/см³. Для сравнения средняя продуктивность скважин вскрывших бобриковские отложения вертикально традиционным методом с обсаживанием эксплуатационной колонной с последующим цементом на данном участке составляет 1,6 м³/сут*атм, а горизонтальным стволом, обсаженным нецементируемым щелевым фильтром, – 4,72.

3. Разбуривание участка залежи № 224 (3 МЗС) в 2009 г.

В 2009 году на залежи № 224 успешно реализовано бурение 3-х многозабойных скважин на турнейский ярус. Каждая скважина имеет по два горизонтальных ствола, средняя длина которых составляет 130 м (Рис. 4) (Гумаров и др., 2011). Средний текущий дебит составляет более 10 т/сут.

В 2010 году на следующем участке залежи № 224 в районе скважины № 5741 с целью вовлечения в разработку слабоденируемых запасов нефти приступили к строительству другой группы скважин с применением горизонтальных технологий. Было запланировано бурение 4 МЗС, 4 ГС и одной вертикальной нагнетательной скважины. На сегодняшний день данный проект полностью реализован. Средняя длина ГС – 73,4 м. Средняя длина ГС по МЗС – 135,3 м (Рис. 5). Средний дебит с начала эксплуатации по данным скважинам составляет 8,2 т/сут.

Ещё одним участком применения горизонтальной технологии является куст КПД. При бурении девонских скважин были выявлены запасы нефти по бобринскому горизонту. После завершения бурения 12-ти девонских

скважин были построены структурная карта участка и карта нефтенасыщенных величин. Было установлено, что практически под площадкой бурения расположена купольная часть участка залежи. Извлекаемые запасы составили до 100 тыс. т нефти.

С целью организации выработки запасов данного участка в феврале 2009 г. завершено строительство и запущена горизонтальная скважина № 27259Г с текущим дебитом по нефти более 13 т/сут (Гумаров и др., 2010).

В процессе разработки происходит естественное замещение нефти закачиваемой водой. Возникает ситуация, когда скважина технически ещё не выработала свой ресурс, а запасы нефти по эксплуатационному участку отобраны.

Поэтому одной из задач, решаемых «за-
резкой» боковых стволов, наряду с восстановлением до-
бычи из бездействующих и аварийных скважин, является
его же восстановление из ранее обводнённого фонда сква-
жин. Наибольший эффект при решении этой задачи на
месторождениях ОАО «Татнефть» получен от примене-
ния горизонтальной технологии по терригенным коллек-
торам, в том числе по отложениям бобриковского гори-
зонта. На сегодняшний день в НГДУ «Альметьевнефть»
реализовано 17 подобных проектов на бобриковско-рада-

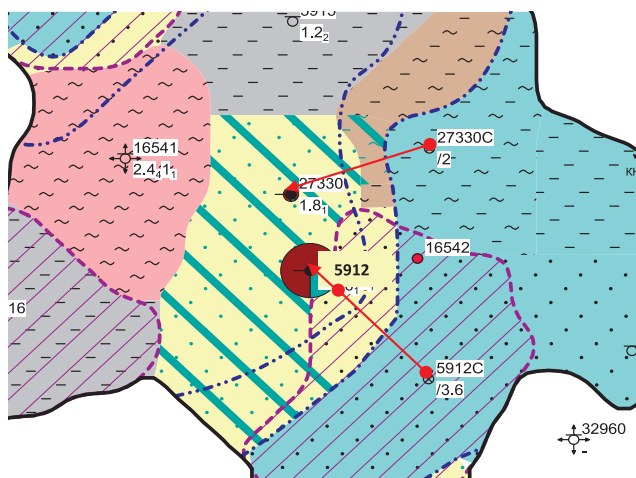


Рис. 7. Участок «зарезок» БС и БГС на участке залежи № 8.

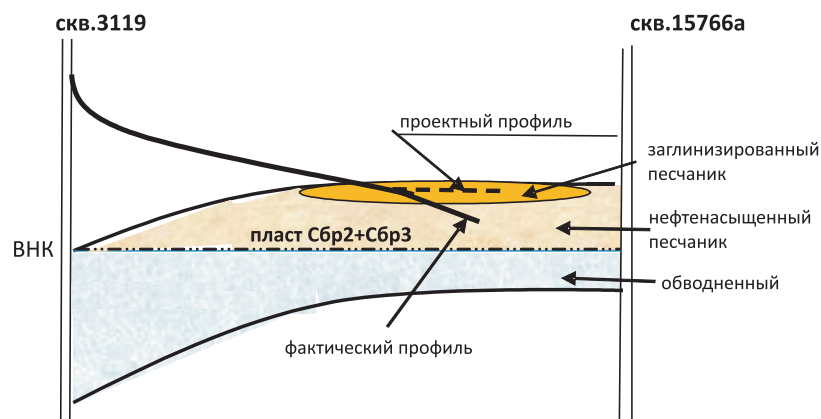


Рис. 8. Участок «зарезки» БГС на участке залежи №5.

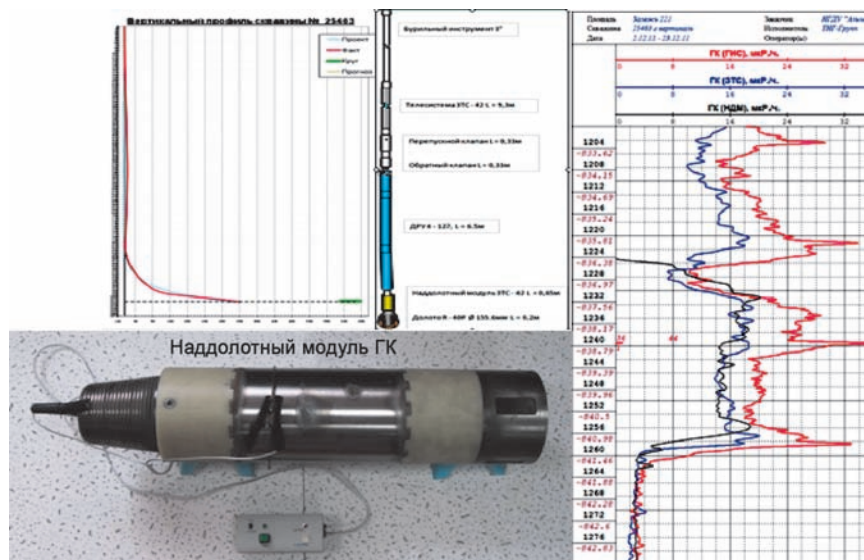


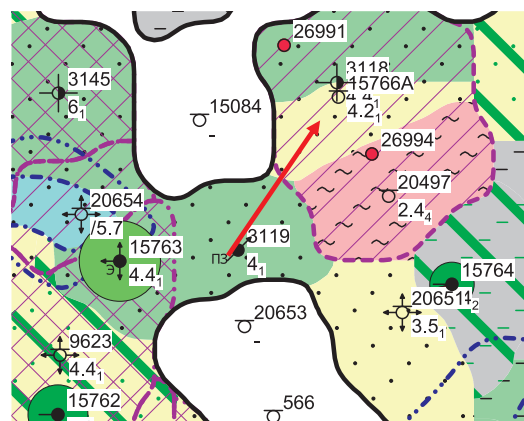
Рис. 9. Каротажный материал, передаваемый посредством наддолотного модуля ГК.

евский и турнейский горизонты. Средний текущий дебит нефти по этим скважинам составляет 8,5 т/сут при средней обводнённости 43 %. Дополнительная добыча за счёт бурения боковых горизонтальных скважин (БГС) составила 179 тыс.т. Посредством бурения БГС достигается вовлечение в разработку недренируемых, изолированных запасов нефти на участках залежей с послойной и зональной неоднородностью.

Сравнительная оценка эффективности бурения БГС показывает их преимущество по приросту дебитов нефти относительно наклонно-направленных боковых стволов (БС), более чем в 1,5 раза.

Строительство новых наклонно-направленных скважин на отдельных участках залежей бобриковского горизонта для уплотнения сетки скважин связано со значительным риском попадания в зону низкопроницаемых коллекторов или зоны выклиниваний пласта. Поэтому предпочтение отдается бурению боковых горизонтальных стволов, в которых вероятность вскрытия более проницаемых и нефтеносных участков значительно увеличивается.

Приведём ряд показательных примеров для сравнения эффективности бурения БС и БГС (Таблица). На одном участке залежи № 8 на бобриковские отложения были пробурены боковые стволы по скважинам № 27330 – боковой наклонно-направленный ствол и №5212 – боковой гори-



Годы	БС			БГС		
	Кол-во добыч. скв.	Средний прирост Qн, т/сут		Кол-во добыч. скв.	Средний прирост Qн, т/сут	
		Первоначал. после ГТМ	Текущий		Первоначал. после ГТМ	Текущий
1996–2011 гг	71	4,7	4,2	18	7,8	6,7

Таблица.

горизонтальный ствол длиной 70 метров (Рис. 7). Достигнутые дебиты свидетельствуют о более высокой эффективности бурения горизонтальных стволов (Фахруллин и др., 2010). Забой скважин был смещен в нефтеносную зону участка залежи. Горизонтальный ствол скважины № 5912 в продуктивном интервале обсажен нецементируемым щелевым фильтром.

Вторым примером в этом отношении является скважина № 3119 залежи № 5, которая была пробурена на отложении пашийского горизонта Миннибаевской площади Ромашкинского месторождения. В 1974 году она была переведена на вышележащий бобриковский объект эксплуатации и находилась в пьезометрическом фонде.

При «зарезке» бокового горизонтального ствола на данной скважине задача проекта заключалась в значительном смещении забоя скважины к купольной части незначительного структурного поднятия залежи (смещение на забой составило 437 м) (Рис. 8).

После мероприятия скважина № 3119 работает с дебитом по нефти 8 т/сут при обводненности 40 %.

Достижению приемлемых приростов добычи способствовало и развитие новых технологий, в том числе и применение геофизических приборов в процессе проводки ствола скважины.

При проведении горизонтальных стволов значимо определение положения кровли, подошвы и водонефтяного контакта продуктивного пласта в пространстве и прослеживание от них расстояния до горизонтальной части ствола. Кроме того, для своевременного решения технологических задач бурения нужно определять и пространственное положение характерных пластов, расположенных выше продуктивного пласта: для турнейских или бобриковских отложений, необходимо проследить положение ствола скважины, начиная с тульских отложений или выше.

В настоящее время при бурении горизонтальных стволов широко используется технология геонавигации, посредством наддолотного автономного модуля гамма-каротажа, с последующей передачей информации службам непосредственно сопровождающим проводку ствола.

Постоянное сопровождение данных ГТИ и наддолотного модуля позволяет геологической службе Заказчика без применения привязочного каротажа принимать соответствующие управленческие решения (Рис. 9).

В процессе бурения горизонтальной скважины №25463 была организована передача данных со скважины по двум каналам: через станцию ГТИ в информационный центр НГДУ «Альметьевнефть» и информационный портал ООО «ТНГ-Групп» для всех геологических служб, сопровождающих бурение, который позволяет производить мониторинг в режиме реального времени для специалистов с соответствующим допуском.

Опыт применения горизонтальных технологий при разработке залежей нефти свидетельствует о её высокой эф-

фективности. Объёмы её применения на объектах разработки в ближайшей перспективе будут увеличиваться за счёт освоения и включения в дальнейшие инвестиционные программы по бурению новые горизонтальные

скважины на пашийские и кыновские отложения и горизонтальные скважины малого диаметра на турнейские и бобриковские отложения.

Литература

Гумаров Н.Ф., Миннуллин Р.М., Ганиев Б.Г. Применение горизонтального бурения на объектах разработки НГДУ «Альметьевнефть». *Мат-лы между. науч.-практ. конф.: «Увеличение нефтеотдачи – приоритетное направление воспроизводства запасов углеводородного сырья»*. Казань, Издательство «ФЭН», Академия наук РТ. 2011. 139-143.

Гумаров Н.Ф., Рахманов А.Р., Ганиев Б.Г., Гарипова Э.Н. «О результатах применения горизонтальных технологий и бурения скважин малым диаметром на залежах НГДУ «Альметьевнефть». *Мат-лы между. науч.-практ. конф.: «Инновации и технологии в разведке, добыче и переработке нефти и газа»*. Казань, Издательство «ФЭН», Академия наук РТ. 2010. 101-103.

Фасхутдинов Р.Р., Гумаров Н.Ф., Миннуллин Р.М. О результатах применения горизонтальных технологий на объектах НГДУ «Альметьевнефть». *Сб. док-ов науч.-практ. конф., посв. 60-летию образования ОАО «Татнефть»: «Прошлое, настоящее и будущее нефтяных месторождений в Республике Татарстан»*. Ч.1. Типография ООО «Офис-Трейд». Набережные Челны. 2010. 136-138.

Фахруллин Р.А., Гумаров Н.Ф., Миннуллин Р.М. Опыт применения технологий зарезок БС, БГС в НГДУ «Альметьевнефть». *Сб. док-ов науч.-практ. конф.: «Прошлое, настоящее и будущее нефтяных месторождений в Республике Татарстан»*. Ч.2. Типография ООО «Офис-Трейд». Набережные Челны. 2010. 67-69.

N.F. Gumarov, R.M. Minnullin, R.R. Fashutdinov. **Further development of horizontal technologies application on the development objects of the Almeteyevneft Oil and Gas Production Department.**

Executed volume of horizontal technologies application at well construction on the development objects of the Almeteyevneft Oil and Gas Production Department is given. Information on a number of examples of horizontal technologies application on Tornaisian and Bobrikovsky deposits is stated. Here is represented comparative appraisal of flow rates obtained by offshoot and horizontal offshoot kickoff, as well as positive aspects when using geophysical instruments for horizontal wellbores installation. Long term plans are outlined.

Key words: oil reserves, project, horizontal and horizontally-branched holes, offshoot and horizontal offshoot kickoff, flow rate.

Нафис Фаритович Гумаров

Главный геолог – заместитель начальника управления
Тел.: (8553)319-746

Рашид Марданович Миннуллин

Начальник геологического отдела
Тел.: (8553)319-716

Руслан Рустямович Фасхутдинов

Ведущий геолог геологического отдела
Тел.: (8553)319-726

НГДУ «Альметьевнефть» ОАО «Татнефть». 423450, Республика Татарстан, г. Альметьевск, ул. Ленина, 35.