

В.В. Тюрин¹, И.М. Мухаметвалеев², Б.Г. Ганиев², В.Б. Подалов²¹ТатНИПИнефть ОАО «Татнефть», Бузульма²НГДУ «Бавлынефть» ОАО «Татнефть», Бавлы

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ ТЕХНОЛОГИИ НЕФТЕИЗВЛЕЧЕНИЯ НА ОБЪЕКТАХ НГДУ «БАВЛЫНЕФТЬ»

Технология применения горизонтальных скважин при разработке нефтяных и газовых месторождений является признанным в мировой практике методом интенсификации добычи и повышения нефтеотдачи пластов.

В Татарстане первые семь экспериментальных горизонтальных скважин (ГС) были пробурены ещё в 1976–78 гг. (Муслимов и др., 1996). Промышленное внедрение горизонтального строительства начато с 1991 года и с тех пор ведётся с нарастающими темпами. В 1991 году одной из первых была пробурена скважина № 3061Г на залежи нефти турнейского яруса Бавлинского месторождения. При отсутствии специального бурового оборудования, инструментов, аппаратного комплекса скважина со сложной, металлоёмкой конструкцией была успешно закончена строительством. Проведение ГТМ при освоении и в период длительной эксплуатации позволяет поддерживать высокие дебиты до 10 т/сут. нефти. Из скважины добыто 22,5 тыс. т нефти, и она является одной из лучших верхнетурнейских ГС в Татарстане.

В 1994–1995 гг. на Сабанчинском месторождении были пробурены первые в Татарстане скважины №№ 1783Г и 2315Г на залежь нефти бобриковского горизонта. Горизонтальные стволы длиной 220 и 50 м проведены в относительно маломощных пластах песчаника толщиной 6–8 м, что при том уровне технической оснащённости буровиков можно считать большим достижением. Обе скважины продолжают работать с дебитами нефти 33,2 и 9,6 т/сут., а накопленная добыча составляет 118 и 45 тыс. т нефти соответственно.

В дальнейшем, в ОАО «Татнефть» горизонтальные скважины на залежи бобриковского горизонта бурились преимущественно на массивные песчаные тела в зонах врезов, толщиной более 10–15 м. И только с 1999 года горизонтальные скважины стали широко применять для разработки тонких 3–6 м тульско-бобриковских пластов в НГДУ «Азнакаевскнефть», «Джалильнефть» и некоторых других нефтяных компаниях. Именно на этих объектах в большей степени проявились преимущества горизонтальных технологий.

Длительное время в ОАО «Татнефть» решалась проблема строительства ГС на терригенные отложения девона. Несколько попыток бурения ГС на разных площадях Ромашкинского месторождения заканчивались неудачами, связанными с осложнениями при прохождении неустойчивых кыновских глин под большим зенитным углом.

В 2003 году с привлечением компании «Буркан» на Жмакинском участке Бавлинского месторождения была пробурена первая ГС № 3922 на пласт Д1 пашийского горизонта с длиной ствола 200 м. В 2004 году не без проблем и осложнений на том же участке были пробурены ещё две ГС. В 2005 году пробурена первая ГС № 7336 на пласт

Д_{1у} на Матросовском месторождении. Все девонские ГС работают с дебитами нефти от 30 до 60 т/сут.

Основным объектом применения ГС в НГДУ «Бавлынефть» является залежь нефти в отложениях кизеловского горизонта турнейского яруса Бавлинского месторождения, имеющая сложное геологическое строение. Общая нефтенасыщенная толщина изменяется от 10 до 15 м, составляя в среднем по месторождению 12 м. Запасы нефти в карбонатных коллекторах с низкими фильтрационными свойствами и пористостью 8–12 % отнесены к трудноизвлекаемым-низкорентабельным. Пробная эксплуатация отдельных скважин начала проводиться с 1959 года. В середине 80-х годов прошлого века на залежи было создано несколько экспериментальных участков разбуренной сеткой вертикальных скважин (ВС) различной плотности для разработки как на естественном режиме, так и с очаговым внутриконтурным заводнением и применением различных методов повышения нефтеотдачи. Дебиты большинства ВС не превышали 2–3 т/сут. Только с внедрением горизонтальной технологии турнейская залежь обрела второе дыхание и сегодня данный объект является единственным в НГДУ с растущей добычей.

Технологической схемой, разработанной «ТатНИПИнефть» в 1995 году, было предусмотрено бурение на залежи 400 ГС. В 2004 году в дополнение к ТСР запланировано строительство более 70 ГС на Коробковском участке месторождения, причем от «верного» размещения ГС перешли к созданию девяти точечных элементов, включающих четыре боковые ГС, четыре угловые ВС и нагнетательную скважину в центре элемента. С 2002 года по 2005 год на Коробковском участке пробурено и введено в эксплуатацию 25 горизонтальных скважин.

На первом этапе горизонтального строительства с 1991–98 гг.

горизонтальные стволы проектировалось размещать в середине нефтенасыщенной толщи. При отсутствии совершенных навигационных систем MWD и маневренных

Фонд ГС пробуренный 1991–1998гг				Фонд ГС пробуренный 1999–2005гг.			
№	№Скв.	Л ств., м	Qн, т/с	№	№Скв.	Л ств., м	Qн, т/с
1	3514Г	298	5.1	1	4385Г	263	7.0
2	3517Г	330	5.5	2	4450Г	428	6.7
3	3532Г	390	4.8	3	4451Г	370	6.4
4	3560Г	334	4.8	4	4455Г	422	7.7
5	3056Г	277	3.1	5	4470Г	312	9.7
6	3061Г	265	6.4	6	4471Г	374	7.3
7	3064Г	338	4.7	7	4557Г	370	14.3
8	3190Г	150	3.0	8	4582Г	350	6.9
9	3200Г	377	2.8	9	4583Г	517	9.9
10	3201Г	292	2.8	10	4685Г	314	8.1
11	3203Г	253	3.8	11	4712Г	637	9.6
12	3222Г	356	4.2	12	4718Г	344	6.5
13	3322Г	293	4.0	13	4917Г	393	12.7
14	4546Г	105	1.7	14	4918Г	361	12.0
15	4631Г	250	1.7	15	4930Г	356	7.3
Итого:				287 3.9 387 8.8			

Табл. 1. Сопоставление результатов эксплуатации горизонтальных скважин Бавлинского месторождения.

КНБК фактические профили ГС имели самые различные конфигурации. Не все из 17-ти пробуренных в этот период ГС оказались успешными.

С 1998 года с приобретением ОАО «Татнефть» специального оборудования значительно повысилась и эффективность горизонтального бурения. Появившаяся возможность проводить стволы в заданных интервалах продуктивного разреза с высокой точностью заставила вернуться к более детальному, послойному изучению кизеловского горизонта. По методике Р.С. Касимова (ООО «ЦСМРнефть») была проведена переинтерпретация геофизических материалов по вертикальным скважинам на участках размещения проектных ГС. При нефтенасыщенной толщине не превышающей 15 м в карбонатном разрезе выделяется до 6–8 слоёв существенно отличающихся по своим фильтрационно-емкостным свойствам (ФЕС), смачиваемости, степени нефтенасыщения.

По результатам переинтерпретации выделено несколько типов верхнетурнейских разрезов. Применительно к каждому типу разреза определяются оптимальные условия размещения горизонтального ствола. На большинстве участков, в том числе и на Коробковском, слой толщиной 2–4 м с лучшими ФЕС залегает в нижней части нефтенасыщенной толщи в 3–4 м от ВНК. Размещение горизонтальных слоёв в данном слое позволило значительно повысить продуктивность новых ГС. В скважине № 4574г забойная часть ствола находится на абсолютных отметках – 996 – 997 м при проектном ВНК – 998 м. Скважина уже более трёх лет работает с дебитами 6–8 т/сут. безводной нефти. Примеров, когда горизонтальный ствол проведён в 2–4 м от ВНК, немало.

Практикой бурения и эксплуатации ГС на Бавлинском месторождении показан рост продуктивности с увеличением эффективной длины горизонтального ствола. В НГДУ пробурена скважина № 4712г с самым протяжённым стволом в Татарстане – 637 м (Рис. 1). Скважина оказалась и самой высокопродуктивной. Её дебит нефти в первый год эксплуатации составлял 16–17 т/сут. Другая ГС № 4583г с длиной ствола 517 м работает с дебитами нефти 10–12 т/сут. и оказалась столь же эффективной (Рис. 2).

Проведёнными исследованиями по ГС Бавлинского и других месторождений с аналогичным геологическим строением верхнетурнейского массива было установлено, что дебиты нефти не зависят ни от общей длины горизонтального ствола, ни от протяженности вскрытия коллекторов с кондиционными значениями ФЕС по ГИС (Рис. 3). Но выявлена тесная корреляционная зависимость дебитов ($K_{\text{корр.}} = 0,9$) от степени вскрытия наиболее продуктивных слоёв (Рис. 4). Определить высокопродуктивные интервалы вскрытия горизонтальным стволом возможно только по результатам моделирования разреза с привлечением данных ГИС окружающих вертикальных скважин, с использованием геолого-технологических и наблюдений (ГТИ) в процессе горизонтального бурения.

жидкость вскрытия	Количество	Начальные			Текущее			Отработано, мес
		Qн, т/сут	ΔР, атм.	Kпр, т/сут*атм	Qн, т/сут	ΔР, атм.	Kпр, т/сут*атм	
нефть	11	8,9	37	0,24	9	28	0,32	10
Вода+ПАВ	11	5,1	24	0,21	8,2	24	0,34	28
Отношение		1,74	1,54	1,14	1,1	1,16	0,94	

Табл. 2. Динамика продуктивностей ГС с различной эффективной длиной стволов.

Только за счёт более рационального размещения горизонтальных стволов в продуктивном верхнетурнейском разрезе по результатам нестандартного метода интерпретации и геонавигации продуктивность ГС была повышена в 1,5–2 раза (Муртазина, Тюрин, 2002; Тюрин и др., 2001) (Табл. 1).

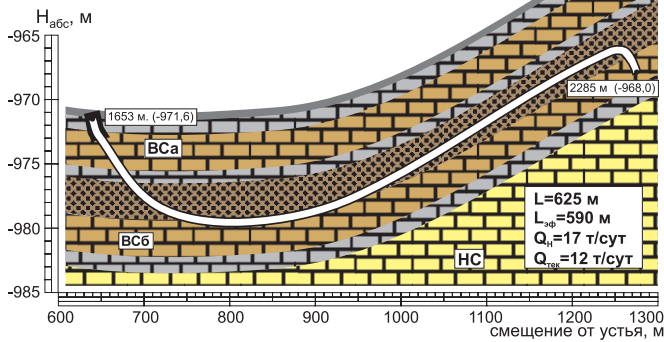
В 2003–2005 гг. Коробковский участок Бавлинского месторождения стал полигоном отработки и испытания технологии вскрытия карбонатных коллекторов в режиме равновесия и депрессии, в т.ч. и при горизонтальном бурении. Первые три ГС на депрессии были пробурены компанией «Лукойл–Бурение–Пермь». Ещё восемь ГС пробурены ООО «Татнефть–Бурение» с применением собственного оборудования. По результатам применения технологии депрессионного вскрытия на одиннадцати ГС были выявлены её преимущества и недостатки.

На участках, длительное время разрабатываемых системой ВС, со сниженным пластовым давлением ($K_{\text{ан}} = 0,6 - 0,8$) горизонтальные скважины, пробуренные на нефти азрированные азотом (депрессия), легко осваиваются и вводятся в эксплуатацию с высокими дебитами. На этих же участках, на скважинах, пробуренных по обычной технологии, со вскрытием продуктивного разреза на водных растворах ПАВ, требуется несколько циклов свабирования, при освоении – проведение солянокислотных обработок и вывод на оптимальный режим эксплуатации в течение 4–6 месяцев.

Недостатком использования в качестве промывочной жидкости нефти является невозможность применения методов геонавигации при проводке горизонтальных стволов в слоисто-неоднородном разрезе. Отсутствие оперативной геолого-технологической информации (ГТИ) (газопозволения, шлам, механическая скорость) не позволяет корректировать траекторию ГС. По этой причине часть ГС, пробуренных с применением новой технологии, оказались с дебитами ниже ожидаемых. Сопоставление результатов работы ГС приведено в таблице 2. В то же время технология «чистого» вскрытия, исключая отрицательное воздействие на ПЗ фильтратов буровых растворов, позволила определить потенциальные возможности некоторых интервалов нефтенасыщенной толщи. Как уже отмечалось, при детальной интерпретации ГИС в разрезе выделяется несколько слоёв, часто незначительно отличающиеся по пористости, а по используемым петрофизическим зависимостям, и по проницаемости.

На Коробковском участке на небольшом расстоянии пробурены ГС №№ 4452 г и 3051 г с применением депрессионной технологии. Горизонтальный ствол первой скважины проведён в верхней части нефтенасыщенной толщи (интервал ВС а), а во второй – в подошве пласта (интервал ВС б). По материалам стандартных геофизических методов интервала ВС а и ВС б незначительно различаются по пористости как по данным ГИС в окружающих вертикальных скважинах, так и по результатам исследований, выявленных в пробуренных ГС. В скважине № 4452г пористость вскрытых коллекторов изменяется от 9,5 % до 10,5 %, а в скважине № 3051г – от 10,5 % до 11,8 % (Рис 5). При этом начальный дебит нефти скважины № 3051г составил 9,5 т/сут., а скважины № 4452г – 1,5 т/сут. Данные результаты ещё раз подчёркивают важность выбора размещения ГС, сложность петрофизических зави-

Рис. 1. Профиль скважины 4712Г Бавлинского месторождения, турнейский ярус.



симостей для карбонатных коллекторов и необходимость уточнения и детализации геолого-гидродинамической модели залежей. Это относится не только к Бавлинскому месторождению, но является необходимым условием эффективного применения горизонтальных технологий при разработке залежей нефти в карбонатных коллекторах других месторождений Татарстана.

Эффективное бурение является только залогом успешной и продолжительной работы ГС, создания рациональной системы разработки залежи. Большое внимание в НГДУ уделяется технологиям стимуляции притоков, выбору оптимальных режимов эксплуатации, контролю и регулированию систем разработки с совместным применением ГС, ВС и нагнетательных скважин. Для предотвращения образования водных затворов практикуется спуск «хвостовиков» НКТ штанговых насосов в горизонтальную часть ствола, в интервалы, определяемые в зависимости от профиля ствола и геолого-геофизических характеристик вскрытого разреза. В ГС практически не проводятся большеобъемные кислотные обработки. Разработан и широко применяется эффективный способ восстановления продуктивности кислотно – имплюзионным воздействием (КИВ), обеспечивающим очистку стенок ствола и узкой призабойной зоны от АСП отложений и механических примесей.

При длительной эксплуатации преимущества скважин с протяженными горизонтальными стволами (350–450 м и более) проявляются более значимо. Эти скважины стабильно работают с меньшим темпом снижения продуктивности. Уже по упомянутой скважине № 4712Г за пять лет эксплуатации коэффициент продуктивности снизился с 0,45 – 0,32 т/сут. атм, и никаких ГТМ не проводилось. Для поддержания рентабельной продуктивности в скважинах с длиной стволов 250 м и менее 200 м требуется ежегодное ОПЗ (Рис. 6).

На турнейской залежи Бавлинского месторождения пробурено и введено в эксплуатацию 75 ГС. Планируется пересмотреть системы размещения ГС разработки приконтурных участков и ВНЗ. По меткому выражению С.Н. Закирова (2004) сложная ситуация с разработкой ВНЗ меняется с точностью наоборот, если, образно говоря, зоны с малыми нефтенасыщенными толщинами «сажать не на иглу (ВС)», а «нанизывать на шампур (ГС)». Такой опыт в НГДУ «Бавлынефть» уже есть.

Литература

Муслимов Р.Х., Сулейманов Э.И. и др. Применение горизонтальных скважин при разработке нефтяных месторождений ОАО «Татнефть». *Нефтяное хозяйство*. № 12. 1996. 31-36.

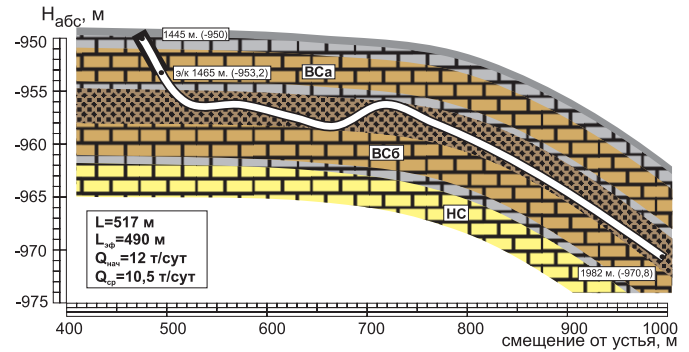


Рис. 2. Профиль скважины 4583Г Бавлинского месторождения, турнейский ярус.

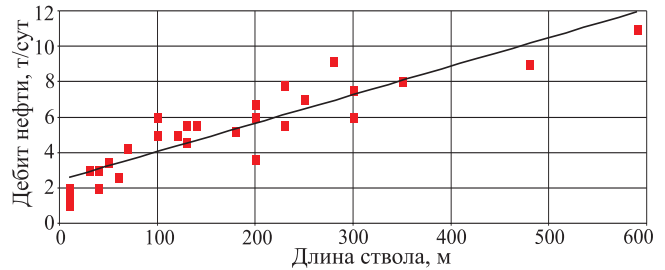


Рис. 3. Зависимость дебита верхнетурнейских ГС от длины ствола (эффективного интервала), размещенного в пласте ВС.

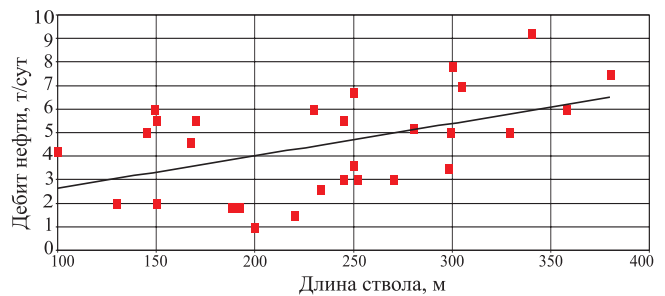


Рис. 4. Зависимость дебита верхнетурнейских ГС от протяженности вскрытых коллекторов по ГИС.

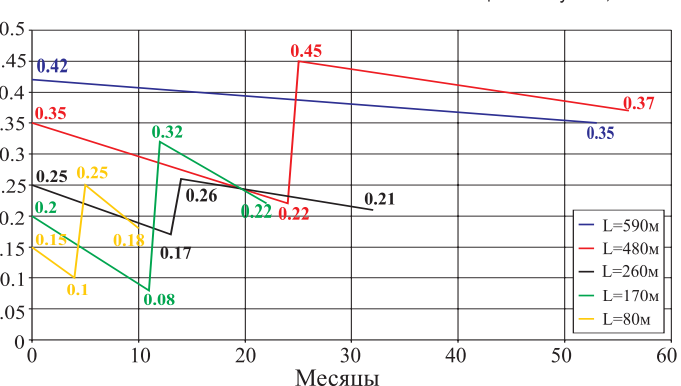
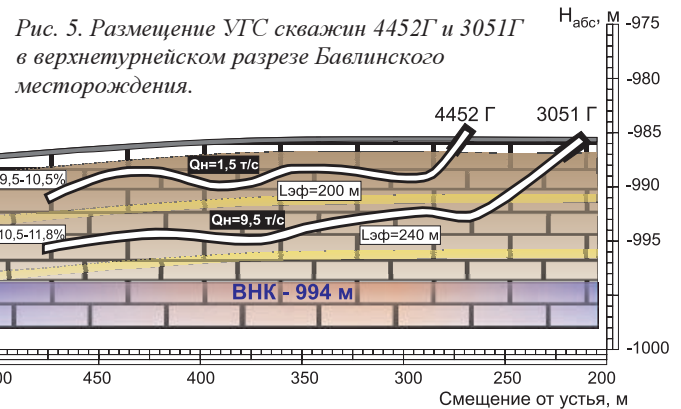


Рис. 6. Динамика продуктивностей ГС с различной эффективной длиной стволов.

Дорогие друзья и коллеги!



В 1944 году, еще до открытия девонского месторождения на землях Туймазинского района, трестом «Туймазанефть» было начато строительство двух скважин на Бавлинской структуре, расположенной на территории Татарстана, с целью поисков нефти в нижнем карбоне. Бавлинская структура была выявлена геологической съемкой в 1934 году (П.С. Чернов) и детализирована в 1933 году по верхнепермским отложениям Н.Н. Форшем. Структура введена в глубокую разведку без крелиусной проверки и подтверждения по опорным горизонтам нижней перми. Скважины были заложены по аналогии с хорошо изученной Туймазинской структурой. В результате бурения поисковых скважин №№ 1 и 2 установлены залежи нефти в нижнем карбоне.

А уже после открытия девонской нефти Туймазинского месторождения эти скважины, имевшие 8¹¹-обсадные колонны, были углублены на девон, что привело к открытию в 1946 году «гигантского по западным меркам» (Муслимов Р.Х., 2006 г.) Бавлинского месторождения в пашийском горизонте (скв. №1).

Как выяснилось позднее, Бавлинское поднятие по распределению нефтеносных горизонтов в разрезе и сквозному соотношению структурных планов перми, карбона и девона является аналогом Туймазинской структуры. И это дало возможность наращивания объемов структурного бурения на юго-востоке республики с целью ускоренной подготовки новых площадей под глубокое разведочное бурение. Структурное бурение с использованием методики детального картирования поднятий сыграло решающую роль в подготовке новых объектов и связанных с ними новых запасов в каменноугольных отложениях.

Земли юбилея – НГДУ «Бавлынефть», примечательны еще тем, что здесь получило развитие одно из важных направлений нефтепоисковых исследований – изучение глубоководных рифей-вендских отложений или, по-другому, бавлинской толщи. По данным бурения поисковых и параметрических скважин в разрезе докембрийских осадочных образований выявлены коллекторы и резервуары, но пока не обнаружены достаточно контрастные поднятия для аккумуляции нефти. Геология докембрийских осадочных пород чрезвычайно сложна и в настоящее время отсутствует методика выявления структур для опоскования, да и работы эти являются весьма затратными.

А в целом район – юго-восточный склон Южно-Татарского свода, где расположено Бавлинское и другие месторождения, отличается нефтенасыщенностью почти всей осадочной толщи палеозойских отложений – от выходящих на поверхность пермских и до живетских терригенно-карбонатных пород. И это требовало и требует от геологов НГДУ высокого профессионализма, знаний, мастерства и удачи. Нельзя не вспомнить о руководителях геологической службы НГДУ, внесших и вносящих огромный вклад в разведку и разработку месторождений – это главные геологи: И.А. Локшин, И.Г. Полуян, А.И. Иванов, Р.Г. Ханнанов, начальники отделов и геологи – И.Я. Юрин, А.И. Локшин, Т.Н. Теплов, В.М. Ошитко, З.М. Ахметов, А.М. Гайнаншина, О.Г. Скоропад, А.М. Хуррямов и многие другие.

Татарское геологоразведочное управление всегда тесно сотрудничало и в настоящее время успешно работает с НГДУ «Бавлынефть», с его геологической службой. Здесь были впервые начаты выделение зон санитарной охраны источников водоснабжения, экологические исследования заколонных перетоков и их ликвидация, поиски питьевой воды для Бавлов и других населенных пунктов, проекты разведки, подсчет и пересчет запасов нефти и многое другое.

Поэтому мы с большим удовольствием поздравляем Бавлинских нефтяников с юбилеем и желаем достичь новых вершин в их благородной работе.

Начальник Татарского геолого-разведочного управления ОАО «Татнефть»

Н.С. Гатиятуллин

Муртазина Т.М., Тюрин В.В. Результаты применения горизонтальных технологий на объектах Ново-Елховского месторождения. *Интервал*. № 8. 2002. 80-84.

Тюрин В.В., Ханнанов Р.Г. и др. Повышение эффективности горизонтальных скважин методами оперативного геомоделирования и геонавигации. *Научно-практическая конференция АН РТ*, г. Казань. ООО «ЦСМРнефть». 2001.

Тюрин В.В. Уточнение геологического строения верхнетурнейских залежей нефти для оптимизации применения горизонтальных технологий. *Состояние и перспективы разработки нефтяных месторождений горизонтальными и многозбойными скважинами*. Труды АН РТ Казань: «Плутон». 2005. 251-264.

Хуррямов А.М., Ханнанов Р.Г. и др. Особенности эксплуатации горизонтальных скважин на Бавлинском месторождении. *Актуальные задачи выявления и реализации потенциальных возможностей горизонтальных технологий нефтеизвлечения*. Труды АН РТ Казань: «Плутон». 2001. 327-336.

Закиров С.Н. *Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа*. РАН, Институт проблем нефти и газа, Москва. 2004.

Булат Галиевич Ганиев
Заместитель начальника ЦДНГ-2 по геологии



Ильнур Мухаметзакиевич Мухаметвалеев
Начальник геологического отдела НГДУ «Бавлынефть»

