

А.М. Хуррямов¹, Б.Г. Ганиев¹, В.Г. Кузнецов¹,
Р.Г. Абдулмазитов², А.В. Абзятаров², Г.Г. Емельянова²

¹ НГДУ «Бавлынефть», Бавлы, hurriamov@tatneft.ru

² ТамНИПИнефть, Бузульма, razrab_pr4@tatnipi.ru

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖИ НЕФТИ В КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ БАВЛИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Проблемой подготовки и создания рациональной системы разработки залежей нефти в карбонатных отложениях турнейского яруса Бавлинского месторождения в НГДУ «Бавлынефть» занимаются практически с начала эксплуатации месторождения.

По мере истощения основных запасов в терригенных коллекторах увеличивается доля остаточных запасов в недрах карбонатных отложений нижнего карбона. В настоящее время 35 % текущих извлекаемых запасов месторождения приурочены к кизеловскому эксплуатационному объекту. Для сравнения, в начальных извлекаемых запасах доля извлекаемых запасов кизеловского объекта составляла около 12%. Низкие значения фильтрационных характеристик коллекторов, высокая неоднородность пласта, повышенная вязкость нефти, – вполне закономерно можно отнести эти запасы к трудноизвлекаемым (Табл. 1).

Пробная эксплуатация турнейского яруса была проведена в 1957–1959 гг. Дебиты скважин оказались низкими от 0,9 до 4,5 т/сут, в среднем составляя до 2,8 т/сут. В 1962 году с целью изучения возможности совместной эксплуатации пластов бобриковского и кизеловского горизонтов было предложено провести экспериментальные работы на трех участках. На одном участке – совместная эксплуатация бобриковского и кизеловского горизонтов, на другом – самостоятельная разработка бобриковского горизонта, на третьем – отдельная разработка кизеловского горизонта. Более длительная эксплуатация скважин показала низкую продуктивность кизеловской залежи. Более того, технически трудно было осуществить совместную разработку ее с бобриковской залежью.

В 1965 году институтом предложена совместная разработка залежей бобриковского и кизеловского горизонта единой сеткой скважин. При проектировании полагали, что выработка бобриковского горизонта произойдет со значительным опережением, и этот обводившийся продуктивный пласт можно будет изолировать, а скважины переводить на эксплуатацию кизеловского горизонта. Разбуривание залежей предлагалось осуществить по сетке 650х650 м на участках с нефтенасыщенной толщиной 2–4 м и по сетке 460х460 м на участках с нефтенасыщенной толщиной 4 м и более.

В 1971 году при составлении технологической схемы разработки центрального участка Бавлинской площади эксплуатацию залежей нефти бобриковского горизонта и кизеловского горизонта предполагалось вести совместно. Как правило, подключение другого плас-

та производилось в скважинах, имеющих незначительный дебит по основному эксплуатационному объекту. Сравнительный анализ работы скважин показал, что при эксплуатации двух горизонтов, проницаемость которых разнится в несколько раз, хотя свойства насыщающих их флюидов почти одинаковы, условия выработки эксплуатационных объектов ухудшаются. Дебиты скважин при совместной эксплуатации ниже, чем сумма дебитов при раздельной. Кроме того, выработка запасов происходит неконтролируемо. Поэтому в последующих проектных документах до 1987 года залежи нефти в карбонатных коллекторах кизеловского горизонта не рассматривались.

В 1987 г. был составлен проект разработки залежей нижнего карбона. Для кизеловской залежи на основании многовариантных расчетов технико-экономических показателей был предложен вариант с выделением ее в самостоятельный объект эксплуатации. Согласно решению ЦКР МНП, ввод в разработку кизеловского горизонта предложено начать на первоочередных участках с различной плотностью сетки и системами воздействия. Исходя из принятых решений, разработка горизонта начата с опытных участков (Рис. 1, 2).

По результатам опытно-промышленных работ по участкам кизеловской залежи были определены коэффициенты нефтеизвлечения. В табл. 2 приведены значения плотности сетки скважин и соответствующие им коэффициенты конечного нефтеизвлечения.

Параметры	кизеловский по месторождению	Кизеловский Коробковский участок
Средняя глубина залегания, м	1240	1244,4
Тип залежи	пластово-свод.(ВС)	пластово-свод.(ВС)
Тип коллектора	массивный (НС)	массивный (НС)
Площадь нефтеносности, тыс.м ²	273930	48360
Средняя общая толщина, м	20,64	21,78
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	5,78	6,87
Пористость, д.ед.	11,0	11,6
Средняя нефтенасыщенность, д.ед.	0,634	0,662
Проницаемость, мкм ²	12,94	12,0
Коэффициент песчаности, д.ед.	0,51	–
Коэффициент расчлененности, д.ед.	1,0	–
Пластовая температура, °С	26,0	26,0
Начальное пластовое давление, МПа	12,4	12,4
Вязкость нефти в пластовых условиях, МПа•с	20,8	20,8
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	872,5	872,5
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м ³	893,0	893,0
Объемный коэффициент нефти, д.ед.	1,0523	1,0523
Содержание в нефти, % :серы	3,4	3,4
парафина	1,78	1,78
Давление насыщения нефти газом, МПа	3,27	3,27
Рабочий газовый фактор (по данным НГДУ «БН»), м ³ /т	12,0	12,0
Вязкость воды в пластовых условиях, МПа•с	1,68	1,68
Плотность воды в пластовых условиях, т/м ³	1,16	1,16
Средняя продуктивность, •10м ³ /(сут•МПа)	0,071	0,235
Коэффициент нефтеизвлечения, д.ед.	0,20	0,200
в т.ч. по запасам категории В+C ₁ /C ₂	0,20/–	0,200/–
Начальные баланс. запасы газа, млн.м ³	1901	430
в т.ч. по запасам категории В+C ₁ /C ₂	1901	430

Табл. 1. Геолого-физические характеристики эксплуатационных объектов.

Опытный участок район скв. №	Плотность сетки скв. (S), га/скв.	Коэф. нефтеизвл. (Кни), д.ед.
831	9.7	0.32
859	8.8	0.38
897	13.7	0.29
1222	14.9	0.24
2715	6.4	0.31

Табл. 2. Коэффициенты расчетного конечного нефтеизвлечения по опытным участкам.

Исследование парной зависимости конечного нефтеизвлечения от плотности сетки скважин выполнено методами регрессионного анализа. Определялись статистические характеристики параметров и функций, находились коэффициенты из целого набора уравнений. Коэффициенты уравнений определялись методом наименьших квадратов и по условию минимизации суммы произведений отклонений полученных значений S и Кни от линии регрессии («единое уравнение»).

Наиболее точно полученные экспериментальные значения описываются зависимостью вида:

$$0,546 \cdot e^{-0,0178 \cdot S^{1,5}}$$

с коэффициентом детерминации 0,85; погрешностью уравнения – 3.2%.

Анализ этой зависимости показывает, что с увеличением удельной площади, приходящейся на скважину, нефтеизвлечение уменьшается. Если при плотности сетки скважин 15 га/скв. нефтеизвлечение равно 19,4%, то при 10 га/скв. – 31.1%. Влияние плотности сетки скважин в различных интервалах изменения не одинакова (Табл. 3).

Наибольший прирост в нефтеизвлечения на 1 га 2,3–2,7% (абсолютных) приходится на интервал изменения плотности сетки скважин 5–15 га. В интервале значений плотности сетки скважин менее 5 и 15–25 га прирост в нефтеизвлечении при уплотнении на 1 га составляет 1,7–2,0%.

Вокруг линии регрессии имеется некоторый разброс точек. При индексе детерминации равном 0,85, т.е. 71% изменчивости Кни «объясняется» плотностью сетки скважин. Кроме переменной плотности сетки скважин S, на величину Кни влияют и другие неучтенные факторы, такие как геологическое строение, свойства насыщающих пласт флюидов, режимы работы залежей и т.д.

Выявлено, что особенностью заводнения карбонатных коллекторов является подтягивание подошвенной воды на определенных участках залежи, а затем продвижение ее по пласту. На многих участках вытеснение нефти происходит только за счет подтягивания воды с подошвы пласта. В этом случае скважины работают с большим процентом обводненности.

Интервал изменения УПС, га/скв.	Прирост в нефтеизвлечении, %	
	абсолютный	на 1 га
0 – 5	9.9	2.0
5 – 10	13.6	2.7
10 – 15	11.7	2.3
15 – 20	8.3	1.7
20 – 25	5.2	1.0

Табл. 3. Прирост в нефтеизвлечении на различных интервалах изменения плотности сетки скважин.

Исследование парной зависимости конечного нефтеизвлечения от плотности сетки скважин выполнено методами регрессионного анализа. Определялись статистические характеристики параметров и функций, находились коэффициенты из целого набора уравнений. Коэффициенты уравнений определялись методом наименьших квадратов и по условию минимизации суммы произведений отклонений полученных значений S и Кни от линии регрессии («единое уравнение»).

Из анализа опытно-промышленных работ установлено: - организация заводнения на залежах в карбонатных коллекторах положительно сказывается на работе участка, возрастают дебиты скважин и нефтеизвлечение. В пласте происходит смена направления фильтрационных потоков;

- внедрение технологии, предусматривающей заводнение, применение ИКНН и закачку соляной кислоты позволяет получить ожидаемое нефтеизвлечение до 38,0%;

- применение рядной системы заводнения с плотностью сетки скважин 8 га/скв позволяет достичь нефтеизвлечение 32,0%;

- наиболее высокий ожидаемый Кни наблюдается на участках с плотностью сетки до 300x300 м;

- организация закачки воды в карбонатные коллектора и одновременное проведение мероприятий по стимуляции призабойной зоны добывающих скважин позволяют поддерживать дебиты на постоянном уровне и даже обеспечить их рост.

Для повышения эффективности разработки был предложен способ разработки нефтяной залежи в карбонатных коллекторах, который включает комплекс геолого-технологических мероприятий: циклическое заводнение, проведение обработок призабойной зоны добывающих скважин. Кроме того, в добывающих скважинах, имеющих повышенное пластовое давление и малые дебиты, проводят обработку пласта по стимуляции притока, а в скважинах с большими скоростями нарастания обводненности продуктивный пласт гидрофобизируют, при этом обработку по стимуляции притока производят в цикле закачки, гидрофобизацию в цикле простоя нагнетательной скважины. Как показали расчеты, за счет увеличения охвата пласта заводнением нефтеизвлечение повышается на 9 % (абсолютных).

Основные показатели разработки	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006 (5мес)
	факт	факт	факт	факт	факт	факт	факт
Добыча нефти за год, тыс.т	36.9	33.3	37.4	53.8	83.4	128.0	61.761
Добыча жидкости за год, тыс.т	42.1	38.9	45.8	63.9	94.896	140.51	66.951
Обводненность, %	12.4	14.4	18.3	15.8	12.1	8.9	7.8
Закачка воды за год (технол.), тыс.м ³	26.6	30.4	39.8	31.3	48.1	104.2	82.6
Соотношение закачки к отбору в пластовых условиях, %	54.9	68.4	76.9	43.0	44.0	63.8	
Соотношение закачки к отбору в пластовых условиях, с начала разраб. %	126.3	122.6	119.5	112.8	101.9	96.3	
Среднеарифметическое пластовое давление в зоне отбора, МПа	8.2	7.2	7.0	7.1	6.8	6.9	
Среднеарифметическое давление на устье нагнетательных скважин, МПа	7.0	6.0	6.0	5.8	6.2	7.0	
Среднеарифметическое забойное давление в зоне отбора, МПа	4.2	4.5	4.3	4.2	4.1	4.0	
Средний дебит по нефти, т/сут	2.7	2.3	2.2	2.6	3.2	4.2	4.9
Средний дебит по жидкости, т/сут	3.1	2.7	2.7	3.0	3.6	4.5	5.3
Средняя прием. нагнет.скв, м ³ /сут	128.4	107.1	160.3	80.3	54.2	50	78
Темп отбора от НИЗ, %	0.9	0.8	0.9	1.3	2.0	3.0	
Темп отбора от ТИЗ, %	1.0	0.9	1.0	1.5	2.2	2.8	
Отобрано от НИЗ, %	11.9	12.7	13.6	14.9	16.8	19.8	
Отобрано от НБЗ, %	2.4	2.5	2.7	3.0	3.4	4.0	
Водонефтяной фактор, д.ед.	0.137	0.139	0.144	0.148	0.147	0.139	
Текущий КИН, д.ед.	0.024	0.025	0.027	0.030	0.034	0.040	
Проектный КИН, д.ед.	0.220						
Действующий добывающий фонд скв	40	47	53	67	89	99	94
Бездейст. добывающий фонд скв	–	–	5	3	1	1	2
Действ. фонд нагнетательных скв.	2	2	2	5	6	6	13
Бездейств. фонд нагнетательных скв.	–	–	–	1	–	–	3 (2осв)

Табл. 4. Информация по текущему состоянию объекта комплексной программы опытно-промышленных работ по ПНП, ОПЗ, ВИР и ГТМ. Объект: кизеловский горизонт, б блок (Коробковский участок), м-е Бавлинское, НГДУ «Бавлынефть».

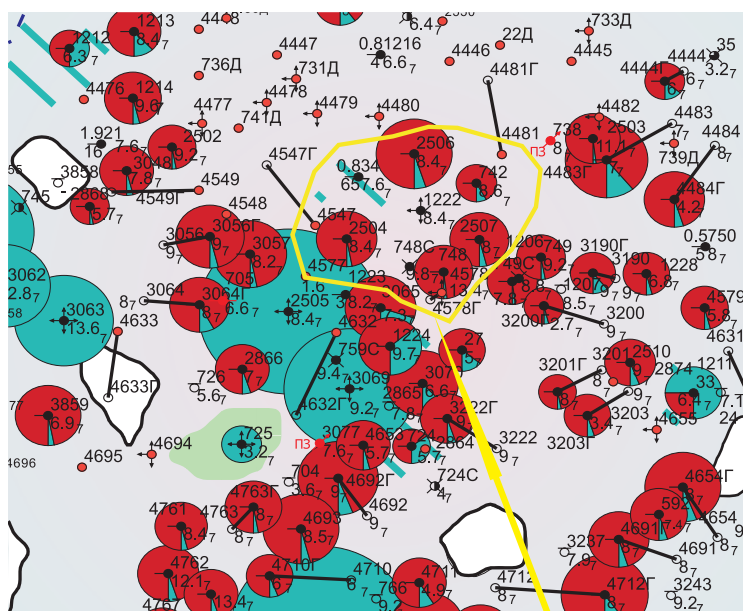


Рис. 1. Бавлинское месторождение. Бавлинская площадь (2-й блок). Объект разработки: турнейский ярус. Карта текущих отборов по состоянию на 01.01.2006 г.

Опытный участок в районе скв. 1222
кол-во добыв. скважин - 7
кол-во нагнет. скважин - 1
плотн. сетки (S) га/скв. - 14,9

Основным условием получения рентабельного дебита из карбонатных коллекторов является обработка призабойной зоны (ОПЗ) скважины соляной кислотой. Большим шагом вперед в этом направлении были искусственные каверны-накопители (ИКНН). Однако, по данным ряда работ, продолжительность эффективности ИКНН от нескольких месяцев до 1,5 лет. В дальнейшем дебит скважины в силу ряда причин снижается, и восстановить его до первоначального уровня при повторных обработках не удается.

В последние годы проблему повышения эффективности разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами решают за счет внедрения комплексных технологий разработки. Одним из важнейших элементов этих технологий является широкое использование горизонтальных и разветвленно-горизонтальных скважин. При бурении скважин особое внимание уделяется технологиям, внедрение которых обеспечивает максимальное сохранение коллекторских свойств продуктивного горизонта. Одной из таких технологий является бурение на депрессии.

В настоящее время кизеловский эксплуатационный объект Бавлинского месторождения эксплуатируется согласно последнему проекту разработки 1994 г. Центральной комиссией утверждено:

- бурение комбинированной сетки скважин из горизонтальных и вертикальных скважин с организацией трехрядной системы заводнения, создание на вертикальных скважинах ИКНН, опробование новых технологий разработки карбонатных коллекторов с закачкой ПАА и ПДС в порядке ОПР; внедрение нестационарного заводнения.

Проектные скважины на кизеловском горизонте были запроектированы по сетке 300x300 м с заменой некоторой части вертикальных скважин на горизонтальные. Поддержание пластового давления проектировалось закачкой воды в нагнетательные ряды скважин, размещенных через три ряда добывающих. Направление горизонтальных стволов запроектировано веерообразно от куста.

В процессе разбуривания 6 блока кизеловской залежи (Коробковский участок) выявилось, что при проектом расположении скважин на некоторых участках со-

здается ситуация невозможности соблюдения принципа бурения горизонтального ствола «от известного к неизвестному», так как на некоторых кустах практически все скважины горизонтальные. Кроме того, при таком разбуривании создается значительная экологическая нагрузка на куст. В этой связи в 2002 г. институтом ТагНИ-Пинефть в сотрудничестве со специалистами геологической службы НГДУ «Бавлынефть» было составлено дополнение к проекту. В этом проектом документе на практически не разбуренной кизеловской залежи 6 блока, контур которой значительно расширился в результате пересчета запасов, предложена новая комплексная технология разработки. Технология включает в себя:

- площадную девяти точечную систему расположения скважин с горизонтальными и вертикальными стволами и нагнетательной скважиной в центре элемента. Разбуривание месторождения проводится в определенном порядке с куста, попутно изучается геологическое строение разбуриваемого элемента. Бурение горизонтальных скважин проводится на участках с достаточно изученной геологической характеристикой;
- опережающую закачку воды в пласт;
- в первую очередь осуществляется бурение водозаборных скважин для нужд ППД, а затем, после изучения геологических особенностей элемента, бурение нагнетательных скважин. По результатам их бурения изучается геологическое строение, строятся структурные карты, карты общих и нефтенасыщенных толщин. Производят замеры приемистости пласта. Замеряют пластовое давление. В нагнетательных скважинах рекомендуется проведение НВСП (непродольное вертикальное сейсмическое профилирование) на предмет исследования трещиноватости. Определяют давление смыкания трещин. Производят расчеты требуемого объема закачки воды из условия сохранения начального пластового давления после отбора жидкости из пласта;
- в нагнетательных скважинах перфорируется подошвенная часть пласта. Производится опережающая циклическая закачка воды, тем самым подготавливая пласт к отбору нефти. Закачка пластовой воды, как вытесняющего

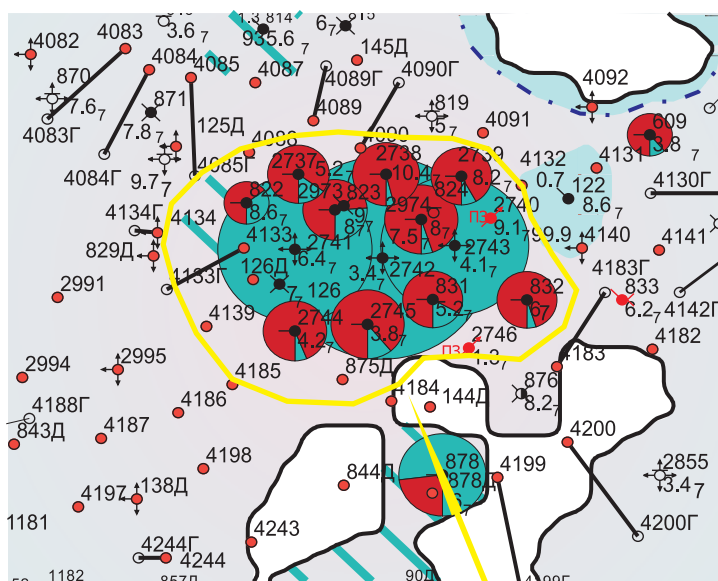


Рис. 2. Бавлинское месторождение. Бавлинская площадь (1-й блок). Объект разработки: турнейский ярус. Карта текущих отборов по состоянию на 01.01.2006 г.

Опытный участок в районе скв. 831
кол-во добыв. скважин - 11
кол-во нагнет. скважин - 3
плотн. сетки (S) га/скв. - 9,7



Геологический отдел НГДУ «Бавлынефть»

Геологический отдел образовался вместе с образованием укрупнённого Бавлинского нефтепромысла треста «Татарнефть» в 1949 году.

На фото: Сотникова Гульшат Мусагитовна – геолог, Мухаметвалеев Ильнур Мухаметзакиевич – начальник отдела, Валеева Гузель Ахметовна – геолог, Ханнанов Рустэм Гусманович – главный геолог, Гиниятуллина Зульфия Макмуновна – геолог, Гаврилов Валентин Сафронович – ведущий геолог.

агента, должна быть чередующейся. Бурение водозаборных и нагнетательных скважин с одного куста позволяет сократить расходы на магистральные водоводы высокого давления и перекачивать воду без ее охлаждения, т.е. использовать преимущества изотермического заводнения. Возможно использование железосодержащих пластовых вод;

- после уточнения геологического строения разбуриваемого элемента проводят бурение наклонно-направленных и горизонтальных добывающих скважин. Горизонтальный ствол, также как и перфорацию в наклонно-направленных добывающих скважинах необходимо проводить в кровельной части продуктивного пласта. Этим достигается равномерный охват пласта фильтрационным потоком снизу вверх;

- применение системы последовательного соляно-кислотного воздействия на пласт по мере снижения продуктивности скважин;

- применение потокоотклоняющих технологий – КДС и ДКМ.

В настоящее время разбуривание и эксплуатация Коробковского участка осуществляется по принятой технологии. За период с 2003 по 05.2006 гг. пробурено 41 скважина, из которых - 25 скважин добывающих, 13 – нагнетательных и 3 водозаборных. Из числа новых добывающих скважин 21 составляют горизонтальные (ГС), одна многозабойная (МЗГС) и 3 вертикальные. Оборудование горизонтальной части ствола – это открытый ствол, протяженность которого в среднем равна 351 м. Начальный дебит горизонтальных скважин по нефти составил в среднем 7,8 т/сут, вертикальных 3,1 т/сут.

В последние годы, начиная с 1998, бурение скважин ведется по двухэтапной технологии с предварительным спуском 168 мм колонны в кровельную часть турнейских отложений и последующим вскрытием продуктивной толщи долотами малого диаметра 139,7 мм на водных растворах неионогенных ПАВ (МЛ-81Б, неонол). За счет применения легких безглинистых растворов и высоких механических скоростей бурения вскрытие продуктивных пластов велось в режиме равновесия, а на неразрабатываемых участках с начальным пластовым давлением и в режиме притока. Вскрытие пластов в условиях депрессии создает предпосылки для сохранения естественного состояния вскрываемых продуктивных пород. На Коробковском участке на депрессии пробурены 8 горизонтальные и три вертикальные скважины, на равновесии - 3 горизонтальные.

Практически до середины 2003 г. горизонтальные скважины работали без поддержания пластового давления и

только в последние годы были освоены 13 нагнетательных скважин. Анализ работы участков с нагнетательными скважинами показал, что организация заводнения положительно сказывается на динамике работы добывающих скважин, дебиты на отдельных скважинах (№№ 3049, 4556, 4455; 3049, 2730) увеличились в 1,5–1,7 раза.

По мере снижения первоначального дебита проводят различные методы воздействия на призабойную зону пласта. Одним из самых эффективных методов, применяемых в НГДУ «Бавлынефть», является метод кислотно-имплозионного воздействия (КИВ). Технология позволяет одновременно создавать волновые колебания, химическое воздействие и производить очистку ПЗП. Прирост дебита после проведения метода КИВ в среднем на 1 скважину составил 2,7 т/сут.

По состоянию на 1.01.06. в промышленной или пробной эксплуатации на кизеловском горизонте рассматриваемого блока перебували 95 скважин. С начала разработки добыто 844,1 тыс. т нефти, что составляет 19,8% от НИЗ. Жидкости добыто 961,2 тыс. т, водонефтяной фактор – 0,14.

В 2005 г. добыча нефти составила 128,0 тыс. т (выросла в сравнении с 2002 г. в 3,4 раза). Жидкости добыто 140,507 тыс. т, среднегодовая обводненность продукции – 8,9%, что в полтора раза меньше обводненности в 2003 г. Годовой темп отбора составил 3,0 % от НИЗ. Средний дебит скважин по нефти на участке – 4,2 т/сут, что также почти в 2 раза выше дебита 2003 г. Дебит жидкости – 4,5 т/сут (Табл. 4).

Таким образом, внедрение комплексной технологии при разработке залежи в карбонатных коллекторах показывает обнадеживающие результаты.

*Альфис Мансурович
Хуррямов*

Начальник технологического отдела по разработке нефтяных и газовых месторождений НГДУ «Бавлынефть».



*Владимир Григорьевич
Кузнецов*

Заместитель начальника ЦДНГ-1 по геологии.

