

ПУТИ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН ДЛЯ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Р.Х. Муслимов

Казанский федеральный университет, Казань, Россия

Эффективность горизонтальных скважин оценивается в основном увеличением текущих отборов нефти по сравнению с обычными вертикальными скважинами и реже увеличением КИН. Несмотря на длительный период использования горизонтальных скважин в Республике Татарстан, эффективность их сравнительно невысокая: дебиты горизонтальных скважин в 1,5-2,2 раза превышают дебиты вертикальных. В работе показаны геологические условия эффективного применения горизонтальных скважин и их ограничение для разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений. Особое внимание уделено анализу состояния и повышению эффективности применения горизонтальных скважин при разработке месторождений с внедрением различных систем заводнения. Наиболее высокие технико-экономические показатели разработки месторождений горизонтальных скважин получаются при их системном применении с внедрением при наиболее полном учете опыта эксплуатации нефтяных месторождений вертикальных скважин с соблюдением наработанных десятилетиями принципов рациональной разработки месторождений с заводнением.

Ключевые слова: горизонтальные, многозабойные, вертикальные скважины, геологические, балансовые, начальные, извлекаемые запасы, дебиты, накопленная добыча, коэффициент извлечения нефти

DOI: 10.18599/grs.18.3.1

Для цитирования: Муслимов Р.Х. Пути повышения эффективности использования горизонтальных скважин для разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений. *Георесурсы*. 2016. Т. 18. № 3. Ч. 1. С.146-153. DOI: 10.18599/grs.18.3.1

В последней четверти прошлого столетия бурение горизонтальных скважин (ГС) в мире развивалось невиданными темпами. Позднее этот бум пришел и в РФ. Появились различные виды и конструкции горизонтальных, многозабойных (МЗС), разветвленно-горизонтальных скважин (РГС), а позднее и бурение боковых стволов в ранее пробуренных (старых) скважинах (БС). Эффективность ГС оценивается в основном увеличением текущих отборов нефти по сравнению с обычными вертикальными скважинами (ВС) и реже увеличением КИН. Разброс данных по увеличению дебитов ГС по сравнению с дебитами ВС в целом по миру весьма высок: от 2-5 до 10 и даже (в отдельных случаях) до 20 раз. Такой разброс (особенно в области высоких значений более 3-5 раз) объясняется в основном разнообразием геологических условий применения горизонтального бурения (ГБ). Чем более сложные условия применения ГБ, тем относительный рост добычи нефти ГС будет выше, чем ВС, вплоть до отсутствия альтернативы применению ГС. К последним можно отнести залежи с нефтяной оторочкой небольшой мощности между газовой шапкой в кровле, подстилающийся активной водоносной частью. Примером является месторождение Тролл в Северном море. Также сюда следует отнести залежи тяжелых, высоковязких (ВВ), сверхвязких нефтей (СВН), а также залежи в плотных (ранее не учитываемых в госбалансе) коллекторах. Добыча нефти в указанных геологических условиях с применением ВС, как правило, нерентабельна. В ряде случаев без ГБ обойтись не возможно (бурение под населенные пункты, заповедные, труднодоступные территории, водные объекты).

В РТ за последнюю четверть века накоплен большой опыт. На 01.01.2011 г. в Республике Татарстан пробурено 531 горизонтальных и 82 разветленно-горизонтальных скважин (Хакимзянов и др., 2011).

В ПАО «Татнефть» в эксплуатации находятся 464 горизонтальных скважин, в том числе 79 разветленно-горизонтальных скважин. Накопленная добыча нефти составляет 7119 тыс. т, в т.ч. по ГС – 6901 тыс. т, по РГС – 1028 тыс.т., в т.ч. из карбонатных коллекторов 4580 тыс.т., из терригенных 2538 тыс.т. В среднем, на одну пробуренную скважину добыто 13,1 тыс. т нефти, в т.ч. из карбонатных коллекторов – 11,3 тыс.т, из терригенных – 18,7 тыс.т. Средний дебит нефти составляет 7,9 т/сут; по карбонатным и терригенным коллекторам – 6,1 и 10,5 т/сут, соответственно.

Несмотря на длительный период использования ГС в РТ эффективность их сравнительно невысокая: дебиты ГС в 1,5-2,2 раза превышают дебиты ВС. Для этого есть ряд объективных причин:

1. Неоднородность объекта, определяющая эффективность разработки в целом, в ГС существенно выше. Высокая неоднородность приводит к низкому охвату залежи нефтевытеснением (в процентах к вскрытой длине пласта) и ускорению процесса обводнения скважины в условиях эксплуатации ГС без специального оборудования, разделяющего интервалы с различной проницаемостью.

2. Ухудшение фильтрационных свойств пласта из-за длительного воздействия буровых растворов при бурении, а также в процессе эксплуатации ГС больше, чем ВС.

3. Изменения напряженного состояния пород в ГС ока-

№	Показатели	Значения		Разница значений
		По горизонтальным скважинам	По вертикальным скважинам	
1	Выручка от реализации, т.руб	325698	266811	58887
2	Налог НДС, т.руб	105283	86248	19035
3	Коммерческие расходы, т.руб	16669	13655	3014
4	Условно-переменные затраты, т.руб	8159	6684	1475
5	Себестоимость товарной продукции, т.руб	236063	163459	72604
6	Прибыль от реализации, т.руб	89635	103352	-13717
7	Налог на прибыль, т.руб	21512	24804	-3292
8	Прибыль, остающаяся на предприятии, т.руб	68123	78548	-10425
9	Поток денежной наличности (NPV)	-27073	58882	-85955
10	Индекс доходности	0,95	2,04	-1,09
11	Период окупаемости, лет	1,05	0,49	0,56

Табл. 1. Экономические показатели для участка №7.

зывают более существенное влияние на изменение коллекторских свойств пород, чем в ВС.

4. При эксплуатации залежи ГС с применением заводнения направления фильтрационных потоков, обеспечивающие необходимую пластовую энергию и более высокий охват залежи заводнением, требуют более серьезного подхода. В таком случае нагнетательные скважины также должны быть горизонтальными (Закиров и др., 2009).

5. При применении ГС необходимо решать целый ряд вопросов технико-технологического характера (оптимизация длины горизонтального участка, определение необходимой точки входа в пласт, профиль ГС и положение в залежи, разобщение для раздельной эксплуатации участков с различной геологической характеристикой).

Все это требует более точного значения особенностей геологического строения объекта, особенно в межскважинном пространстве.

Анализ технико-экономической эффективности бурения ГС на 7 участках второго блока кизеловской залежи Бавлинского месторождения, проведенный Г.Ф. Юльметовой показал:

1. Отсутствие технологического эффекта от бурения ГС в условиях разработки залежи на естественном, природном режиме (2 участка).

2. На участках с применением заводнения технологические показатели ГС (дебиты нефти, продуктивность) лучше чем в ВС, но не намного (в 1,1-1,5 раза). Экономические показатели по сравнению с разбуриванием залежи системой ВС с расстоянием между скважинами 400 м (бурение двух ВС вместо одной ГС с длиной горизонтального ствола 400 м – признанной в РТ оптимальной) существенно хуже (Табл. 1).

Исходя из изложенного, для корректного определения экономической эффективности системы разработки с применением ГС необходимо ее сравнивать с системой ВС, учитывая, что ГС уменьшает бурение ВС на 1-2 и т.д. скважин.

Накопленный опыт бурения ГС позволяет утверждать, что в большинстве случаев для повышения эффективности бурения ГС необходимо создавать системы разработки с применением ГС, а не ограничиваться бурением одиночных ГС или МЗС. В этом случае мы получим синергетический эффект от бурения ГС. Однако в большинстве случаев фактически при проектировании и реализации бурения ГС отмечается несистемный подход. Дело в том,

что ГС и РГС в условиях платформенных месторождений с их низкой энергетикой сами по себе не решают вопросы повышения эффективности выработки запасов. Они являются лишь элементами системы разработки, органически вписываемыми в эту систему. Здесь также, как и в системах разработки с ВС, нужно соблюдать баланс закачки и отбора, оптимизировать плотность сетки скважин (ПСС) и давлений нагнетания и отбора, обеспечивать контроль и регулирование процессов

разработки, регулировать направления и формы потоков жидкости в пласте.

Свое развитие горизонтальное бурение получило на крупнейшем в Западной Сибири Федоровском нефтегазовом месторождении, с целью вовлечения в разработку трудноизвлекаемых запасов нефтегазовой залежи пластов АС4-8, особенностью которой является наличие подошвенной воды и газовой шапки, а также незначительная толщина (до 8-12 м) нефтяной оторочки пласта (Рис. 1) (Муслимов, 2005).

Учитывая обнадеживающие результаты работы первых ГС и низкую эффективность ВС (малые дебиты и высокая обводненность продукции), в 1994 г. Тюменским филиалом СургутНИПИнефть была составлена ТСП нефтегазовой залежи пласта АС4-8 Федоровского месторождения с применением горизонтальных скважин. Технологической схемой предусмотрено бурение 1931 скважины, в том числе добывающих 1175, из них 1003 ГС, и 756 нагнетательных. Бурение такого количества ГС на одной залежи не имело аналогов в мировой практике (Рис 2).

Затем в процессе проектирования проектный фонд был увеличен до 2511 скважин, из которых 1003 горизонтальные.

При горизонтальном разбуривании залежи предусматривается вовлечение в разработку 522,4 млн. т нефти, или 86,8% от утвержденных запасов, дополнительно вовлекается 100,8 млн. т нефти (16,8% от утвержденных запасов). Согласно гидродинамическим расчетам КИН увеличивается в два раза. При этом исходили из того, что депрессии при использовании ГС намного ниже по сравнению с ВС, а величины непроницаемых прослоев у ГНК и ВНК, сдерживающих поступление газа и подошвенной воды на забой скважины, снижаются, соответственно, до 2 и 1 м.

Для проектных ГС была принята средняя длина горизонтальной части ствола 550 м. Эта величина обоснована детальными технико-экономическими расчетами, однако авторы подчеркивают, что фактическая длина горизонтальной части должна обосновываться для каждой ГС по условиям ее проводки. Основным положением, которым руководствовались авторы проектного документа, является то, что бурение каждой конкретной ГС следует проводить по индивидуальной технологической схеме, в которой необходимо определять конкретное геологическое строение пласта по траектории ГС.

В соответствии с ТСП предусмотрено строительство

60-65 скважин ежегодно. Наибольшее распространение получили проектные профили ГС, состоящие из участков: вертикального, набора кривизны с большим и средним радиусами искривления и горизонтального. Среднее смещение до точки входа в пласт составляет 550 м, с пространственным искривлением по азимуту 65-70°.

На Федоровском месторождении ОАО «Сургутнефтегаз» решал основные технико-технологические вопросы разработки залежи системой ГС: конструкции ГС, бурение ГС (направление ствола и входа в пласт, профиля и обеспечения заданного интервала горизонтального участка), устьевого и подземного оборудования, оптимальной длины, горизонтального участка, расстояний горизонтального участка (ГУ) от ГНК и ВНК и др. Все эти вопросы, в конечном счете, нашли свое удовлетворительное решение.

На максимуме годовой добычи, достигнутой половиной проектного фонда было отобрано 28,7% НИЗ (темп отбора 3,7% от НИЗ) при весьма высокой обводненности, около 85%.

Анализ эффективности разработки нефтяной оторочки на объекте АС4-8 проводился в последнее время Ю.Н. Авраменко.

На Восточно-Моховой площади, с которой начался эксперимент по разработке залежи ГС на максимуме годовой добычи (темп отбора 6,05 от НИЗ) при отборе 32,5% НИЗ обводненность составила 80,7%.

Анализируя полученные результаты можно сделать вывод, что практически во всех геологических условиях характеристики вытеснения по ГС лучше, чем по ВС – выше дебит нефти, меньше добывается воды и прорывного газа. Исключение составляет нефть контактная с газом, где по ГС в начальной стадии эксплуатации газовый фактор выше, чем по ВС.

При сравнении характеристик разработки с применением ВС и с применением ГС на севере Восточно-Моховой площади видно, что на начальной стадии разработки характеристики вытеснения на участке с применением ГС более благоприятные. Раньше началась стабилизация обводненности. Если на участке с применением ВС обводненность стабилизировалась на уровне 85%, то на участке с применением ГС на уровне 70%, то есть доля нефти в добываемой жидкости при одинаковом КИН в 2 раза больше.

При одинаковой степени прокачки (отношение накопленной добычи жидкости в пластовых условиях к балансовым запасам нефти) выше текущей КИН, ниже накопленные водонефтяной (ВНФ) и газонефтяной факторы (ГНФ).

Сравнение показателей эксплуатации ВС и ГС показано в таблице 2.

Сравнение показателей эксплуатации ГС и ВС показывает, что практически одинаковая добыча нефти

	ГС	ВС
количество скважин, шт.	215	93
отработанное время на 1 скв., скв. – годы	1,5	4,2
накопленная добыча нефти на 1 скв., тыс. т	14,9	16,0
средний дебит нефти, т/сут	29,8	10,8
средний дебит жидкости, т/сут	103,0	94,0
накопленный водонефтяной фактор, т/т	2,45	6,97
коэффициент продуктивности, 10 т/сут. МПа	11,0	5,5
длина ствола скважины, м	2800	2150
длина горизонтального участка, м	521	—

Табл. 2. Сравнительная характеристика в эксплуатации ГС и ВС.

(13,9 тыс.т на 1 ГС и 16,0 тыс.т на 1 ВС) получена за 1,5 года работы ГС и 4,2 года работы ВС, а ГС в 2,8 раза отобрали воды меньше, чем ВС (ГС – 2,4 т воды на 1 т нефти, ВС – 7,0 т воды на 1 т нефти).

Добыча прорывного газа из газовой шапки по ГС больше, чем по ВС (ГС – 982 м³ на тонну нефти, ВС – 862 м³ на тонну нефти).

Средние дебиты за период эксплуатации составили: нефти – ГС – 27,8 т/сут, ВС – 10,8т/сут (по ГС в 2,5 раза больше), жидкости – ГС – 103,0 т/сут, ВС – 94,0 т/сут (по ГС в 1,1 раза больше), коэффициент продуктивности по ГС в 2 раза больше, чем по ВС.

Фактические показатели выработки запасов на 2012 г. по ГС лучше – отобрано 59,7% от НИЗ, по ВС 9,2% от НИЗ. Максимальная добыча по ГС фондом 231 скважина в 4,22 раза выше, чем ВС, средний дебит 22,7 т/сут. При ВС фонд скважин 119, средний дебит составляет 10,4 т/сут (Рис. 3).

По расчетам при эксплуатации залежи до предельной обводненности 98% в соответствии с реализуемой системой КИН может составить 0,27 при проектном 0,31. При этом показатели опытного участка, разрабатываемого ВС намного хуже. При накопленной добыче 56,8% НИЗ об-

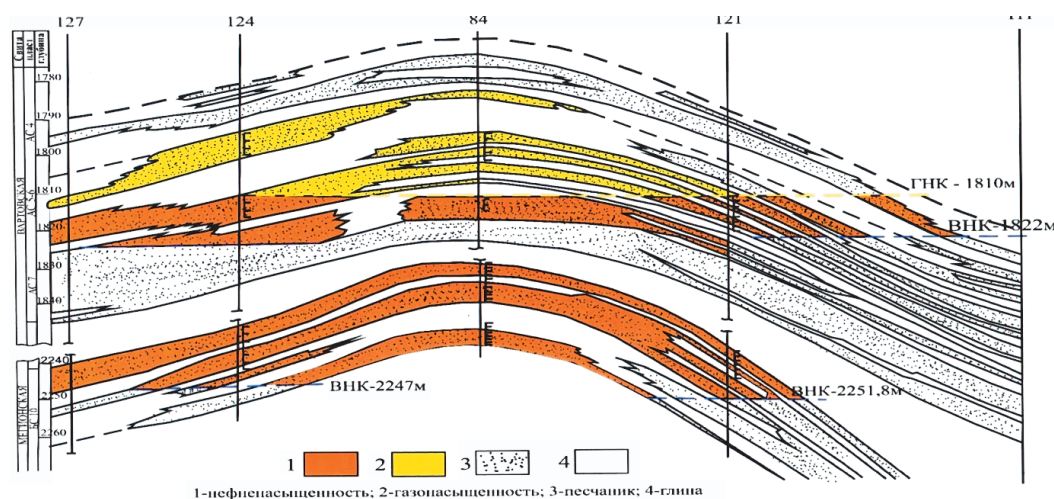


Рис. 1. Геологический профиль продуктивных отложений пластов АС4-8 Федоровского нефтегазового месторождения.

водненность составила 92,7%, текущий КИН – 0,142 при дебите нефти – 7,4 т/сут. Очевидно проектный КИН 0,25 здесь также не будет достигнут.

Для достижения проектного КИН, а возможно и его превышения на современной стадии разработки Восточно-Моховой впадины необходимо изменить саму систему разработки, создав блочную компоновку, позволяющую наиболее полно использовать возможности циклического заводнения с изменением направления фильтрационных потоков жидкости в пласте, в ее классических вариантах – собрания нефти в зонах стягивания контуров с последующей длительной их отработкой до обводненности 98-99%. при этом внутри блоков нагнетательные скважины следует перевести в добывающие с бурением БС. Такие же меры очевидно следует принять и по Федоровскому месторождению в целом. Это по опыту РТ для базовой технологии внутриконтурного заводнения.

Опыт Федоровского месторождения показывает, что в сложнейших геологических условиях нефтегазового объекта АС4-8 (небольшая нефтяная оторочка, залегающая между газовой шапкой и подстилающей водой, неблагоприятное отношение вязкости нефти к вязкости воды – 13,6, высокая неоднородность и расчлененность пластов) применение традиционных систем разработки вертикальными скважинами не может обеспечить достаточные текущие уровни добычи и более или менее приемлемую нефтеотдачу. Применение систем разработки горизонтальными скважинами существенно повышает текущую добычу и конечную нефтеотдачу.

Однако, при применении систем разработки с ГС необходимо учесть, что базовые принципы разработки, отработанные годами с применением традиционных ВС остаются неизменными. Это касается углубленного изучения детального геологического строения, выделения эксплуатационных объектов, оценки влияния плотности сетки скважин на текущую добычу и нефтеотдачу, установление режима работы (оптимальные и минимально допустимые значения пластовых и забойных давлений), контроля и регулирования процессов разработки. К этим вопросам при использовании ГС приходится уделять гораздо больше внимания, чем при эксплуатации залежей ВС (особенно это касается изучения деталей геологического строения, режимов работы скважин, контроля и регулирования процессов разработки).

О необходимости системного подхода к разработке месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти свидетельствует опыт разработки кизеловской залежи Бавлинского месторождения.

Основной особенностью залежей верхнетурнейского подъяруса является их исключительная неоднородность и низкая продуктивность. По этой причине проведенная в течение почти 30 лет пробная эксплуатация и пробная закачка воды при достаточно больших расстояниях между добывающими и нагнетательными скважинами не дали положительных результатов. Поэтому из-за нерентабельности разработки запасы этих залежей были переведены в категорию забалансовых.

В 1962 г. ТатНИПИнефть составил технологическую схему разработки залежей нижнего карбона в целом, в соответствии с которой осуществлялась совместная разработка залежей бобриковского горизонта и турнейского яруса. Однако, практика совместной разработки залежей нефти, приуроченных к коллекторам различных типов не оправдала себя, поэтому в проекте 1987 г. карбонатные отложения турнейского яруса выделены в самостоятельный объект разработки.

По решению ЦКР на первоочередных разбуриваемых участках разработки кизеловского горизонта проводились опытные работы по выяснению влияния плотности сетки скважин на эффективность разработки сложнопостроенных коллекторов, насыщенных нефтью повышенной вязкости, а также отработка систем воздействия на пласт.

В процессе опытных работ по одному из участков установлено, что применение каверн-накопителей, организация заводнения, закачка соляной кислоты обеспечивают повышение нефтеизвлечения на 15-20% (абсолютных). Результаты работ по заводнению карбонатных коллекторов пористостью 8-11% на другом участке с освоением под закачку группы скважин оказались достаточно обнадеживающими. Ожидаемый коэффициент нефтеизвлечения по участку составляет 0,30 при проектном 0,2. Разбуривание и разработка одного из участков показали, что плотность сетки 4 га/скв обеспечивает достаточно высокие темпы годовых отборов даже на естественном режиме.

По последнему проектному документу 1994 г. принято:

- по кизеловскому горизонту – разбуривание комбинированной сеткой горизонтальных (8-9 скважин в год) и вертикальных скважин с организацией трехрядной системы заводнения, создание в вертикальных скважинах искусственных каверн-накопителей нефти (ИКНН), опробование новых технологий разработки карбонатных коллекторов с закачкой ПАА и ПДС в порядке опытно-промышленных работ (ОПР);
- проведение на всех объектах разработки нестационарного заводнения.

Исследование закономерностей геологического строения карбонатного продуктивного горизонта и обобщение результатов ОПР позволило определить основ-

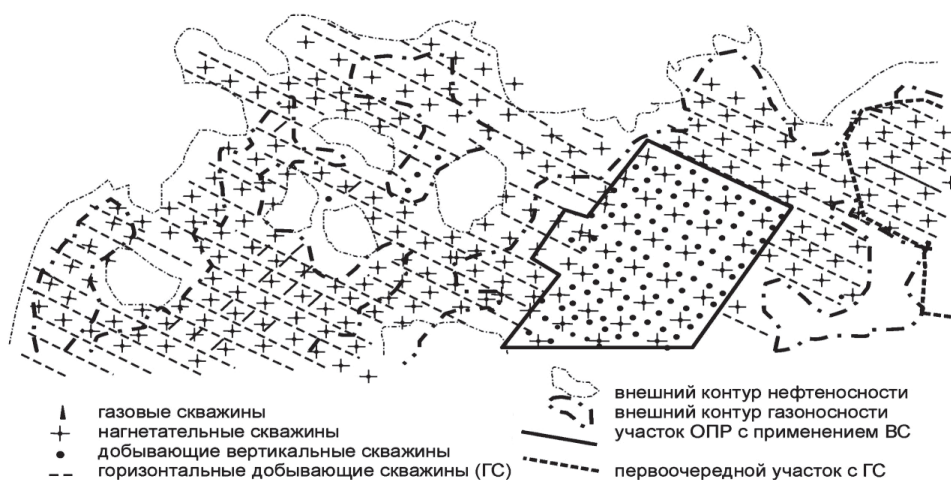


Рис. 2. Федоровское месторождение. Схема размещения ГС по пласту АС4-8 (фрагмент).

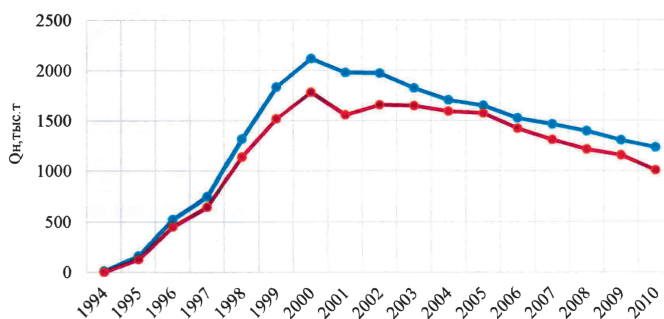


Рис. 3. Динамика добычи нефти показателей разработки севера Восточно-Моховой площади Федоровского месторождения. – Добыча нефти, всего, тыс.т. – В т.ч. горизонтальными скважинами, тыс. т.

ные пути совершенствования разработки слабопроницаемых неоднородных пластов, обеспечивающие их рентабельную разработку.

Объектом является кизеловская залежь Бавлинского месторождения, разработка части которой предусматривается в основном горизонтальными скважинами.

Общая толщина объекта разработки в целом по месторождению составляет 21,4 м, по блокам средние значения изменяются в пределах от 20,6 м до 23,3. Общая нефтенасыщенная толщина соответственно равна 18,6 м при изменении средних значений по блокам в пределах от 16,0 м до 20,5 м. Средняя эффективность нефтенасыщенной толщины по участкам колеблется от 5,3 м до 8,5 м и в среднем по месторождению составляет 7,0 м. Доля коллекторов в разрезе объекта изменяется в пределах от 0,268 доли до 0,435 д.ед и в среднем 0,369 д.ед. Расчлененность разреза невысокая и в среднем не превышает 1,548 д.ед, при этом в отдельных скважинах по данным ГИС выделяются до 8 прослоев продуктивных коллекторов. Толщина плотных прослоев карбонатов между прослоями коллекторов пластов ВС и НС изменяется в пределах от 0,4 м до 15,2 м и в среднем составляет 5,5 м (Рис. 4) (Хисамов и др., 2013).

На месторождении по существу применяется вертикально-латеральная система разработки (Закиров и др., 2009).

Наиболее разбуренным как вертикальными (ВС), так и горизонтальными скважинами (ГС) на кизеловском объек-

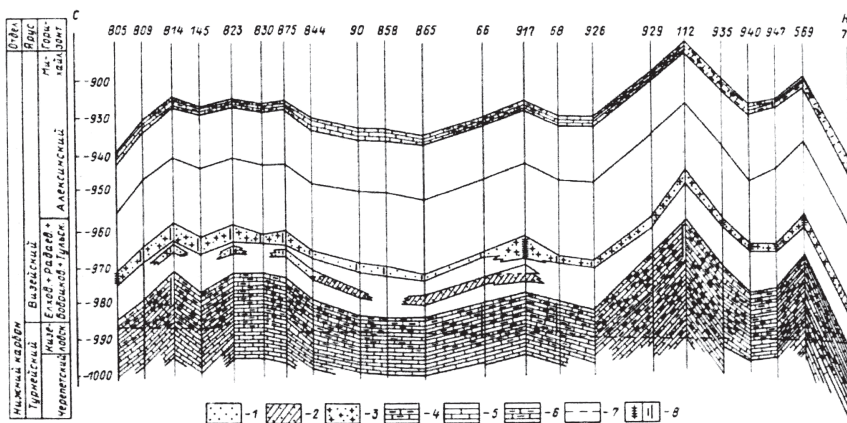


Рис. 4. Геолого-промысловый профиль по линии скв. 805-73 по отложениям нижнего карбона Бавлинского месторождения. Терригенные породы, коллектора: 1 – нефтенасыщенные; 2 – водонасыщенные; 3 – заводненные. Карбонатные породы. Коллектора: 4 – нефтенасыщенные; 5 – водонасыщенные; 6 – плотные породы; 7 – ВНК; 8 – интервалы перфораций нагнетательных/добывающих скважин.

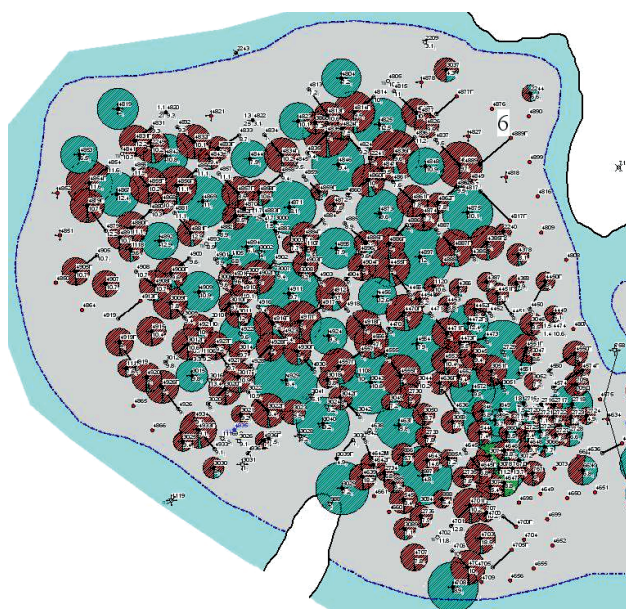


Рис. 5. Карта разработки 6 блока (Коробковский участок) (Подалов и др., 2016).

те является 6 блок, на долю которого приходится 53% ГС, пробуренных на месторождении (Рис. 5).

Залежь нефти Коробковского участка массивного типа. Кизеловский горизонт турнейского яруса сложен известняками. Разработка данного участка Бавлинского месторождения была начата в 1976 г.

Общая толщина кизеловского горизонта составляет в среднем 21,4 м, эффективная средняя нефтенасыщенная толщина 5,8 м, коэффициент расчлененности составляет 1,4 доли ед. Нефти характеризуются средней вязкостью – 20,8 мПа*с, плотностью – 872,5 кг/м³ в пластовых условиях, давлением насыщения – 3,3 Мпа. По содержанию серы нефть является сернистой.

В 2002 г. институтом ТатНИПИнефть в сотрудничестве со специалистами геологической службы НГДУ «Бавлынефть» предложена новая комплексная технология разработки карбонатных коллекторов (Хисамов и др., 2013; Подалов и др., 2016).

Технология включает в себя площадную девятиточечную систему расположения скважин с горизонтальными и вертикальными стволами и нагнетательной скважиной в центре элемента. Расстояние от нагнетательной до горизонтальной добывающей 450 м, до вертикальной угловой добывающей 635 м (Рис. 5).

В нагнетательных скважинах рекомендуется проведение непродольного вертикального сейсмического профилирования 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

Показатели	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Дебит нефти ВС, т/сут	2,3	2,1	2,3	3,2	3,4	3,7	3,9	3,7	3,4	3,8	3,4
Дебит нефти ГС, т/сут	6,7	3,8	5,9	6,8	8,3	8,4	8,1	7,7	7,3	7,0	6,8
Обводненность ВС, %	14,2	19,1	17,7	14,9	10,2	9,5	10,4	12,5	15,4	16,3	17,1
Обводненность ГС, %	6,0	6,5	7,9	5,3	6,7	4,2	4,6	6,7	7,6	6,3	3,9
Действующий фонд ГС	1	4	9	15	24	27	36	46	57	65	73
Действующий фонд ВС	46	51	61	73	76	76	77	85	94	102	105
Рпл, МПа	7,6	7,4	7,5	7,9	8,1	7,8	8,04	7,1	6,8	7,5	7,4

пластовой воды, как вытесняющего агента, должна быть чередующейся.

После уточнения геологического строения разбуриваемого элемента проводят бурение ВС и ГС равноудаленно от нагнетательных скважин. Горизонтальный ствол, также как и перфорацию в добывающих скважинах, проводят в кровельной части продуктивного пласта. Этим достигается равномерный охват пласта фильтрационным потоком снизу

Табл. 3.

вверх. Отбор продукции скважин, как и закачку воды, осуществляют в циклическом режиме.

С 2002 г. разбуривание и эксплуатация Коробковского участка осуществляется по принятой технологии (Подалов и др., 2016).

На 01.01.2016 г. в промышленной эксплуатации находится 172 добывающих (71 – ГС) и 40 нагнетательных (1 – ГС) скважин, из которых 8 находятся в постоянной работе от кустовой насосной станции (КНС – 12), остальные нагнетательные скважины работают от скважин дающих техническую воду в циклическом режиме.

В 2015 г. добыча нефти по рассматриваемому объекту составила 293,6 тыс.т, темп отбора от начальных извлекаемых запасов – 6,9%, жидкости добыто 343,6 тыс.т при обводненности добываемой продукции 14,6%. С целью поддержания пластового давления закачено 72 тыс.м³ воды.

Динамика дебитов, обводненности и действующего фонда вертикальных и горизонтальных скважин приведена в таблице 3 и рисунке 6. Дебиты нефти и обводненность ВС и ГС приведены на рисунке 7 (Подалов и др., 2016).

Обращает внимание несоответствие между темпами отбора нефти и обводненностью продукции. При весьма большой выработанности залежи (76,6% от НИЗ) обводненность составляет всего 14,6%, что противоречит опыту разработки месторождений (особенно нефтей с повышенной вязкостью (Рис. 8) (Муслимов, 2014). При такой низкой обводненности текущий КИН составил 0,153 при проектном 0,2. При этом темпы разработки весьма высокие 6,9% в год от НИЗ (против обычных для месторождений в карбонатных пластах РТ 0,5-1, реже 2% в год). При чем такая нефтеотдача достигнута на начальном этапе разработки, когда залежь даже не вышла на максимум годовой добычи.

В чем же дело? Такие показатели возможны либо за счет занижения балансовых запасов, либо за счет занижения проектного КИН при применяемой новой технологии разработки, либо за счет того и другого. Очевидно на рассматриваемой залежи мы имеем дело с третьим случаем. Что касается занижения балансовых запасов. Здесь мы имеем дело с карбонатным массивом, в котором существующая практика определения так называемых балансовых запасов несовершенна. Они определяются только по искусственно выделенным, так называемым проницаемым пропласткам. Рассчитанная по принятой методике доля коллекторов в нашем случае составляет около 45%. Но в разработке участвует весь карбонатный массив. С

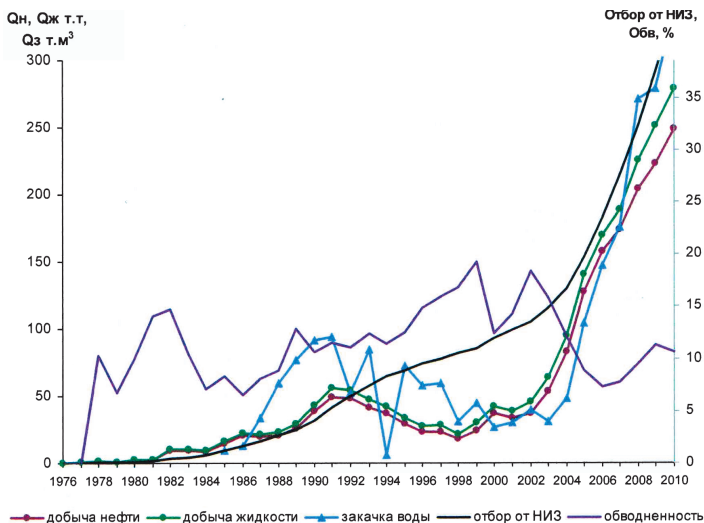


Рис. 6. График разработки кизеловского горизонта.

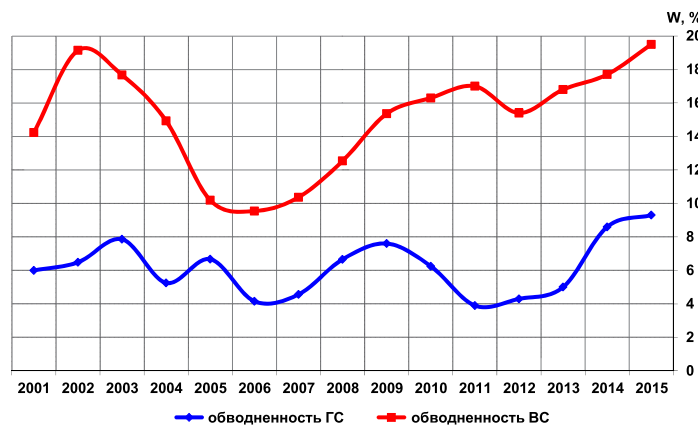
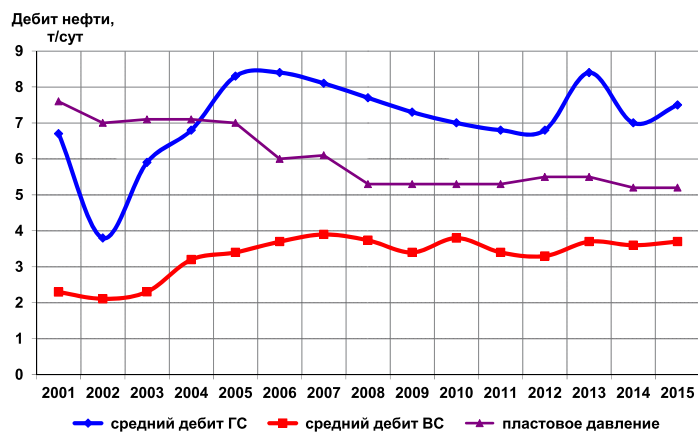


Рис. 7. Распределение дебитов и обводненности горизонтальных и вертикальных скважин б блока (Подалов и др., 2016).

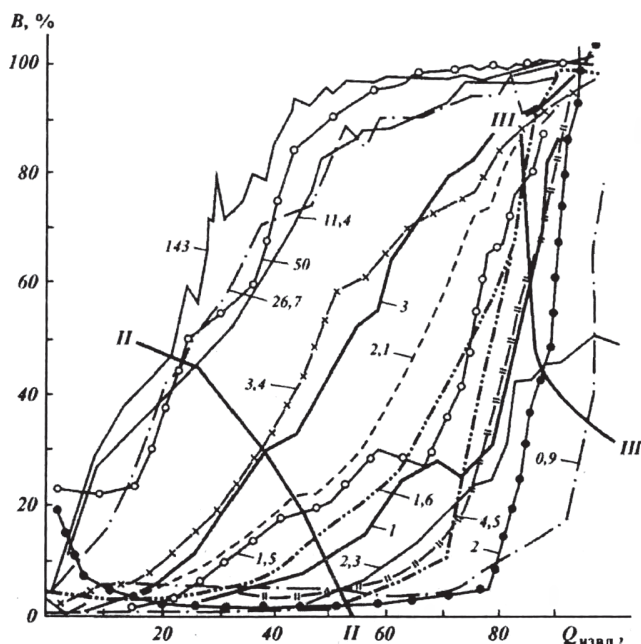


Рис. 8. Динамика обводнения продукции в процессе разработки эксплуатационных объектов с различной вязкостью пластовой нефти (М.М. Иванова и др.).

учетом этого запасы здесь занижены вдвое.

Последние исследования специалистов Казанского федерального университета (В.П. Морозов и др.) по верхнетурнейским отложениям восточного борта Мелекесской впадины показали наличие нефти почти по всей нефтенасыщенной части разреза.

Согласно многим современным представлениям о нефтегазоносных бассейнах (Морариу, Аверьянова, 2013; Прищепа, Аверьянова, 2013), в них можно выделить следующие типы пород:

- породы-коллекторы (традиционные);
- нефтематеринские породы (нетрадиционные);
- плотные породы или полуколлекторы.

Если традиционные породы-коллекторы обычно локализируются в пределах антиклинальных структур, то нетрадиционные породы-коллекторы не подчиняются этому. Важными особенностями залежей нефти и газа в сланцевых (shale reservoir) и в плотных (tight reservoir) коллекторах (резервуарах), отличающие их от традиционных залежей, являются:

- залежи непрерывного типа;
- не контролируются структурным фактором;
- контролируются стратиграфическим и литологическим факторами.

Поэтому распространенность нетрадиционных пород-коллекторов, контролируемая лишь литолого-стратиграфическим фактором, имеет весьма широкую площадную распространенность.

Результатом проведенной В.П. Морозовым и др. работы стало обоснование наличия среди изученных разрезов плотных нефтенасыщенных карбонатных пород, обладающих потенциальной промышленной нефтеносностью.

Таким образом, изученные по керновому материалу разрезы нижнего и среднего карбона показывают, что среди карбонатных пород по степени нефтенасыщенности можно выделить:

- нефтенасыщенные породы;

- плотные без признаков нефти породы;
- плотные нефтенасыщенные породы, промежуточные между ними (полуколлекторы).

В.П. Морозовым на площади 8,5 тыс. км² на Восточном борту Мелекесской впадины было определено в плотных пластах наличие 8,5 млрд.т нефти. Таким образом, геологические запасы в карбонатном массиве существенно выше так называемых балансовых запасов. А согласно нашим исследованиям, так называемые плотные разделы как карбонатных, так и в терригенных залежах принимают активное участие в процессах фильтрации и нефтевытеснения (Муслимов, 2014). Поэтому ряд специалистов настойчиво предлагают перейти от учета так называемых «балансовых» к геологическим запасам (Закиров и др., 2009; Муслимов, 2005; 2014). Тогда устранится нестыковка между большими отборами от учетных на балансе запасов и малой обводненностью залежи на Коробковском участке. Аналогичная картина наблюдается повсеместно в РТ.

Второй аспект касается эффективности технологии разработки на участке с применением ГС. Проведенные расчеты добычи нефти до конца разработки, до обводненности 98% показали возможность достижения КИН 0,369, т.е. НИЗ будет больше принятых на баланс в 1,84 раза. С учетом необходимой корректировки запасов (с переходом на геологические) и это значение НИЗ должно быть увеличено не менее чем в два раза.

Но на этом не исчерпывается возможная эффективность принятой технологии. Она может быть усовершенствована и получить дальнейшее развитие.

Реальная основа принятой технологии заключается в применении ГС и вертикально-латерального циклического заводнения. Как обосновано в публикациях С.Н. Закирова (Zakirov, Zakirov, 1996; Закиров, Закиров, 1996) доказано, что если бурится горизонтальная добывающая скважина, то она должна дополняться горизонтальной нагнетательной скважиной. Кроме того, со временем при отборе 80% и более от реальных запасов нефти, о которых сказано выше, необходимо использовать такой мощный рычаг как изменение направления фильтрационных потоков жидкости в пласте, изменив расположение добывающих и нагнетательных скважин, перейдя на блоковую систему разработки, позволяющую концентрировать остаточную нефть в определенных, уже наметившихся зонах и обеспечивая ее отбор с применением классических схем нестационарного заводнения. При этом КИН по нашей оценке составит 0,45 к ныне принятым балансовым запасам (или 0,361 к скорректированным геологическим запасам. Последние требуют специального подсчета по рекомендованным специалистами Казанского федерального университета методам.

Литература

Закиров С.Н., Закиров Э.С. Новый подход к разработке нефтегазовых залежей. М: Изв. ИРЦ Газпром. 1996.
 Закиров С.Н., Индрупский И.М., Закиров Э.С. и др. Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа. Ч. 2. М-Ижевск: Институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика». 2009. 484 с.
 Иванова М.М., Дементьев Л.Ф., Чоловский И.П. Нефтегазопромысловая геология и геологические основы разработки месторождений нефти и газа. М: Недра. 1985.

Муслимов Р.Х. Нефтеотдача; прошлое, настоящее, будущее (оптимизация добычи, максимизация КИН). Казань: ФЭН. 2014. 750 с.

Муслимов Р.Х. Современные методы повышения нефтеизвлечения: проектирование, оптимизация и оценка эффективности. Казань: ФЭн. 2005. 688 с.

Подалов В.Б., Яртиев А.Ф., Морозов П.Г. Эффективность бурения скважин на Коробковском участке Бавлинского месторождения. *Георесурсы*. 2016. Т. 18. № 2. С. 111-114. DOI: 10.18599/grs.18.2.7

Хакимянов И.Н., Хисамов Р.С., Ибатуллин Р.Р., Фазлыев Р.Т., Никифоров А.И. Наука и практика применения разветвленных и многозбойных скважин при разработке нефтяных месторождений. Под ред. Хисамова Р.С. Казань: ФЭн. 2011. 320 с.

Хисамов Р.С., Ибатуллин Р.Р., Хакимянов И.Н., Киямова Д.Т. Поиск альтернативных вариантов по повышению эффективности эксплуатации скважин с горизонтальным окончанием

на Коробковском участке Бавлинского месторождения с использованием геолого-технической модели. *Георесурсы*. 2013. № 4(54). С. 36-44.

Zakirov, S.N., Zakirov, E.S. Pseudo Horizontal Wells: Alternative to Horizontal and Vertical Wells. *2nd International Conference on Horizontal Well Technology. Calgary, Canada*. SPE-37085-MS. 1996.

Сведения об авторе

Ренат Халиуллович Муслимов – доктор геол.-мин. наук, профессор кафедры геологии нефти и газа, Казанский федеральный университет

Россия, 420008, Казань, ул. Кремлевская, 4/5

Тел: +7 (843) 233-73-84, e-mail: davkaeva@mail.ru

Статья поступила в редакцию 01.06.2016

Ways to Improve the Efficiency of Horizontal Wells for the Development of Oil and Gas Field

R.Kh. Muslimov

Kazan Federal University, Kazan, Russia

Abstract. The effectiveness of horizontal wells is tested mainly for increase of oil withdrawal in comparison with usual vertical wells and more rarely for increase of oil recovery factor. In spite of long time application of horizontal wells in Tatarstan Republic, Russia, its efficiency is comparatively low: flow rates of horizontal wells are in 1,5-2,2 times higher than flow rates of vertical wells. The article deals with geological conditions for the effective application of horizontal wells and their limitation for the development of oil and gas fields. Particular attention is paid to the state analysis and the efficiency improvement of horizontal wells operation during field development with introduction of various water flooding systems. The highest technical and economic indicators of field development with horizontal wells are obtained by their systematic use taking into account the experience of developing oil fields with vertical wells, compliance with principles accumulated for decades of the rational field development by means of flooding.

Keywords: horizontal, multi-branched, vertical wells, geological, commercial, initial recoverable reserves, production rates, cumulative production, oil recovery factor

References

Ivanova M.M., Dement'ev L.F., Cholovskiy I.P. *Neftgazopromyslovaya geologiya i geologicheskie osnovy razrabotki mestorozhdeniy nefiti i gaza* [Oil and gas geology and geological basis for the development of oil and gas]. Moscow: Nedra Publ. 1985. (In Russ.)

Khakimzyanov I.N., Khisamov R.S. et al. *Nauka i praktika primeneniya razvetvlenykh i mnogozaboynykh skvazhin pri razrabotke neftyanykh mestorozhdeniy* [Science and practice of branched and multilateral wells for oil field development]. 2011. 320 p. (In Russ.)

Khisamov R.S., Ibatullin R.R., Khakinzyanov I.N., Kiiamova D.T. Search for alternatives to improve the efficiency of wells operation

with horizontal end at Korobkovsky and Bavlinsky fields using geotechnical model. *Georesursy = Georesources*. 2013. No. 4(54). Pp. 36-44.

Muslimov R.Kh. *Nefteotdacha; proshloe, nastoyashee, budeshee (optimizatsiya dobychi, maksimizatsiya KIN)* [Oil recovery: past, present, future]. 2 Ed. Kazan: Fen Publ. 2014. 750 p. (In Russ.)

Muslimov R.Kh. *Sovremennye metody povysheniya nefteizvlecheniya: proektirovanie, optimizatsiya i otsenka effektivnosti* [Modern methods of enhanced oil recovery: design, optimization and effectiveness evaluation]. Kazan: Fen Publ. 2005. 688 p. (In Russ.)

Podavalov V.B., Yartiev A.F., Morozov P.G. The Efficiency of Drilling Wells in the Korobkovsky Area of Bavlinsky Field. *Georesursy = Georesources*. 2016. V. 18. No. 2. Pp. 111-114. DOI: 10.18599/grs.18.2.7

Zakirov S.N., Zakirov E.S. *Novyy podkhod k razrabotke neftegazovykh zalezhey* [A new approach to the development of oil and gas deposits]. Moscow: Izv. IRTs Gazprom. 1996. (In Russ.)

Zakirov S.N., Indrupskiy I.M., Zakirov E.S., Zakirov I.S. et al. *Novye printsipy i tekhnologii razrabotki mestorozhdeniy nefiti i gaza* [The new principles and technologies to develop oil and gas fields]. Part 2. Moscow-Izhevsk: Institut kompyuternykh issledovaniy. 2009. 484 p. (In Russ.)

Zakirov, S.N., Zakirov, E.S. Pseudo Horizontal Wells: Alternative to Horizontal and Vertical Wells. *2nd International Conference on Horizontal Well Technology. Calgary, Canada*. SPE-37085-MS. 1996.

For citation: R.Kh. Muslimov. Ways to Improve the Efficiency of Horizontal Wells for the Development of Oil and Gas Field. *Georesursy = Georesources*. 2016. V. 18. No. 3. Part 1. Pp. 146-153. DOI: 10.18599/grs.18.3.1

Information about author

Renat Kh. Muslimov – Doctor of Science (Geol. and Min.), Professor, Department of Oil and Gas Geology, Kazan Federal University

Russia, 420008, Kazan, Kremlevskaya str., 4/5

Phone: +7 (843) 233-73-84, e-mail: davkaeva@mail.ru

Manuscript received June 1, 2016