

УДК 622.276

А.Н. Делев<sup>1</sup>, А.Н. Ахметов<sup>1</sup>, Р.З. Мухаметшин<sup>1</sup>, Б.Р. Шарипов<sup>2</sup><sup>1</sup>Казанский (Приволжский) федеральный университет, г. Казань<sup>2</sup>ОАО «РН-Няганьнефтегаз», г. Нягань

e-mail: delevan@rambler.ru

## Совершенствование системы разработки сложнопостроенных залежей нефти и технологии их эксплуатации

В статье представлены результаты исследований по оптимизации системы разработки и повышению эффективности выработки запасов высоковязкой нефти на многоэтажных месторождениях (на примере Мелекесской впадины) с использованием технологии одновременно-раздельной эксплуатации. Для этого рассмотрено и детально изучено сложное строение месторождений, осложненных эрозионными врезами; проведена переиндексация пластов терригенной толщи нижнего карбона, выделены два типа строения радаевско-бобриковской части разреза: нормальный и эрозионный, которые резко отличаются по фильтрационно-емкостным свойствам и по литологической характеристике. Также показано, что ошибки, допускаемые при детальной корреляции продуктивных пластов, приводят к неадекватности геологической (а затем и гидродинамической) модели реальным условиям залегания пластов. Изложены геолого-технические критерии применимости технологии ОРЭ на объектах нижнего и среднего карбона, произведен расчёт предполагаемой технологической эффективности от её внедрения.

**Ключевые слова:** пласты песчаников, эрозионные врезы, детальная корреляция, карбонатная толща, одновременно-раздельная эксплуатация, высоковязкая нефть.

Природные особенности объектов эксплуатации (строение пласта, условия залегания нефти и ее вязкостная характеристика, физико-литологические свойства пород-коллекторов и др.) оказывают непосредственное влияние на процесс и конечные результаты разработки.

Сложность детальной корреляции увеличивается при значительных колебаниях толщины пластов-коллекторов и разделяющих их слоев, при наличии внутрiformационных размывов, при резкой литолого-фациальной изменчивости пород, когда пласты-коллекторы имеют прерывистое строение по площади распространения, а непроницаемые разделы между ними на ряде участков замещаются по простиранию породами-коллекторами.

На многих месторождениях Татарстана наиболее часто возникают затруднения при корреляции и индексации пластов, связанных с терригенной толщиной нижнего карбона (ТТНК).

Во-первых, важной характеристикой является частое переслаивание всех разностей пород, фациальная неоднородность и невыдержанность пластов-коллекторов в пространстве обусловили существенную трудность расчленения и корреляции разрезов нижней, радаевско-бобриковской части.

Во-вторых, основной особенностью геологического строения продуктивных отложений является резко увеличенная толщина отложений в зонах так называемых эрозионных врезов.

Вопросы индексации пластов в эрозионной части разреза подробно освещены в работах (Мухаметшин, 1981, 2006; Мухаметшин и др., 1985) (в этой части они индексируются как пласты зоны  $ВВ_0$ ), а в так называемых нормальных разрезах бобриковского (радаевско-бобриковского) горизонта на месторождениях республики выделяется группа пластов  $ВВ_1$ , которая имеет одно-, двучленное, реже трехчленное строение, с пластами, индексируемыми сверху вниз как  $ВВ_1^3$ ,  $ВВ_1^2$  и  $ВВ_1^1$  (схема индексации

предложена в 1982 г. И.С. Гутманом). Зоны слияния пластов зоны  $ВВ_1$  многочисленны и отмечаются на всей рассматриваемой территории.

Детальное изучение терригенных пород, компенсационно заполняющих эрозионные ложбины, показало, что они имеют признаки осадков водных потоков, или палеорек (Мухаметшин, 1981, 2006; Мухаметшин и др., 1985). С разрезами эрозионного типа связано как наибольшее число пластов (до 4-5 и более), так и их максимальная суммарная эффективная толщина (до 33-37 м и даже более). Вскрытые в рукавообразных зонах дополнительные алевропесчаные тела принято относить к пластам группы  $ВВ_0$ . Из принципа индексации пластов в эрозионных врезях (сверху вниз –  $ВВ_0^1$ ,  $ВВ_0^2$  и т. д.) ясно, что возможное число пластов этой группы зависит от глубины размыва турнейского карбонатного ложа, достигающей 50-60 м и более (Мухаметшин и др., 1985; Мухаметшин, 2006). Исследования показывают, что на рассматриваемой территории отмечается наложение визейских врезов на турнейские, что и обусловило глубокий размыв карбонатных образований (Мухаметшин, 1981). Каждое скопление нефти в ловушках, осложненных эрозионными врезами, представляет собой как бы систему простых (элементарных) залежей: верхняя, в зоне развития пластов  $ВВ_1$  является обычно пластовой сводовой, литологически осложненной, а нижние (в зоне пластов  $ВВ_0$ ) – рукавообразными, с выклинивающимися к берегам палеореки пластами (Рис. 1).

О важной роли детальной корреляции при подсчете запасов и составлении проектных документов на разработку нефтяных месторождений писали еще более 30 лет тому назад выдающиеся отечественные геологи (Халимов, Иванова, 1980). От соответствия или адекватности, корреляции реальным пластовым условиям во многом зависит и точность подсчета запасов углеводородного сырья, а вместе с тем и прогнозные показатели разработки эксплуатационных объектов (Мухаметшин, 2013).

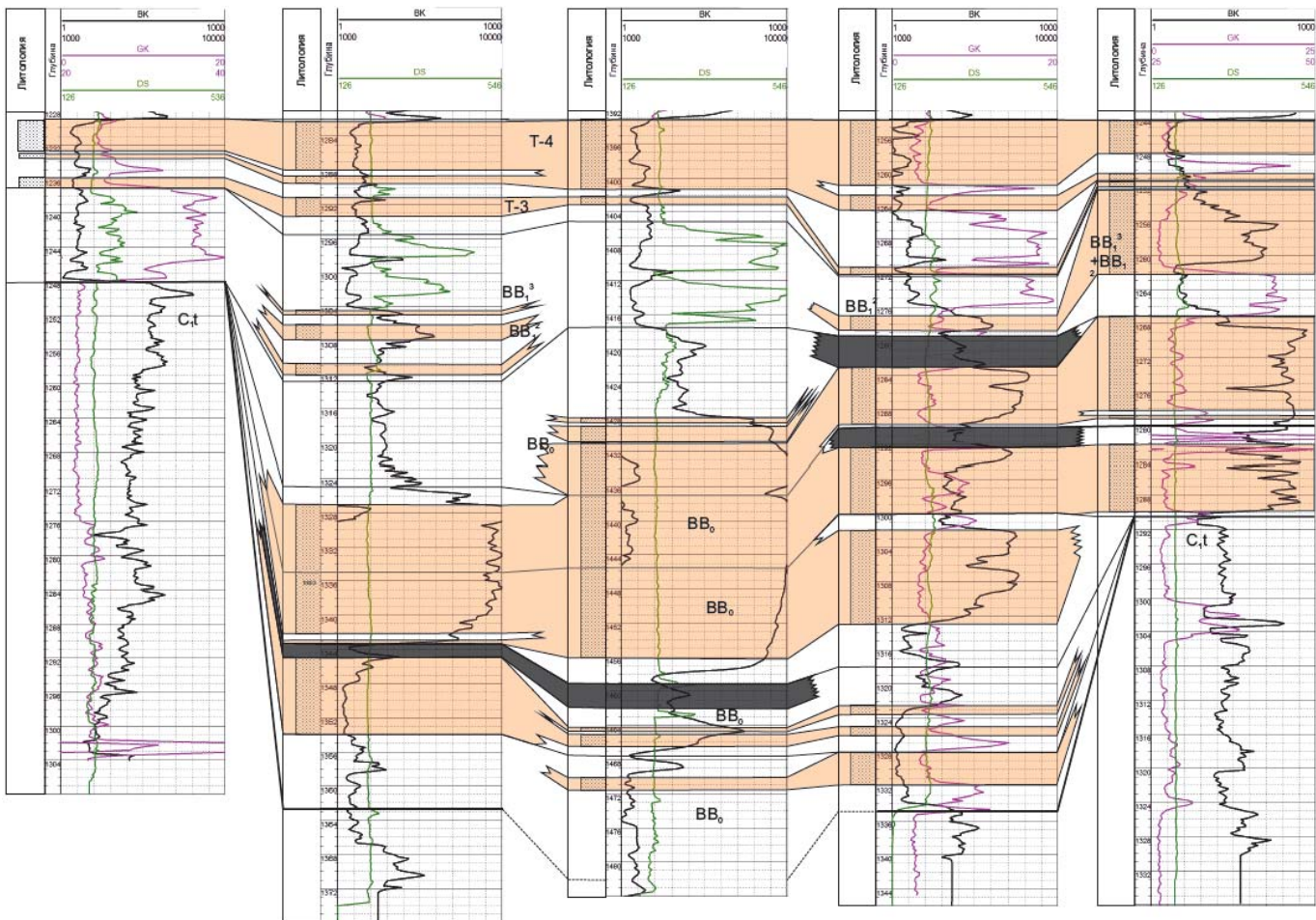


Рис. 1. Схема корреляции продуктивных пластов нижнего карбона по скважинам месторождения II Мелекесской впадины: (заливка коричневая – пласты тулльского и бобриковского горизонта, черная – угли и углистые сланцы).

На практике при подсчете запасов очень часто появляющиеся в разрезах скважин дополнительные пласты из зоны  $BB_0$  в эрозионных врезках индексируются как обычные пласты бобриковско-радаевской толщи вне эрозионных врезок – это  $BB_1^3$ ,  $BB_1^2$  и  $BB_1^1$  (обозначения могут быть иными). Этим достигается сокращение количества подсчетных объектов в терригенной толще – с пяти-семи до двух-трех, и соответственно уменьшается объем работ по подсчету запасов. Этим самым так называемые специалисты достигают двух целей: во-первых, избегают тщательной детализации при составлении схемы корреляции пластов; во-вторых, число пластов, по которым строятся соответствующие карты, искусственно занижается, что уменьшает объем работ по подсчету запасов. Однако это приводит к неадекватности геологической модели реальным условиям залегания пластов, а затем искажения реальной картины автоматически переходят в гидродинамическую модель (Мухаметшин, 2013). Следовательно, вопросам детальной корреляции разрезов скважин и геометризации пластов в эрозионных врезках должно уделяться самое пристальное внимание.

Обычно для выработки запасов залежей нефти в ТТНК проектируют системы с поддержанием пластового давления единой сеткой скважин для пластов, тогда как коллекторские свойства пластов в пластовых сводовых и рукавообразных ловуш-

ках весьма разнятся. Во врезочных пластах часты слабосцементированные разности среднезернистых песчаников с аномально высокими значениями проницаемости (газопроницаемость образцов таких пород порой достигает 3-4 и даже 8 мкм<sup>2</sup>) и пористости, то есть суперколлекторы (Мухаметшин, 2006).

На примере многопластового месторождения I рассмотрим возможности применения технологии ОРЭ для оптимизации разработки.

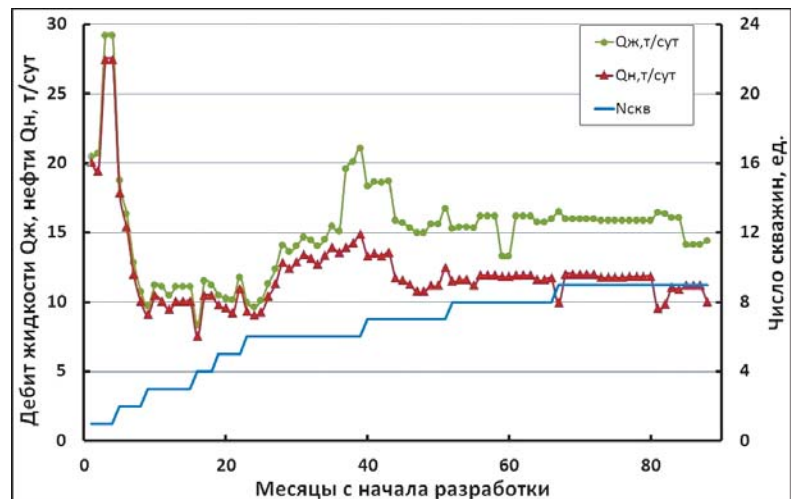


Рис. 2. Динамика средних дебитов скважин по жидкости и нефти, эксплуатирующих пласты группы  $BB_0$



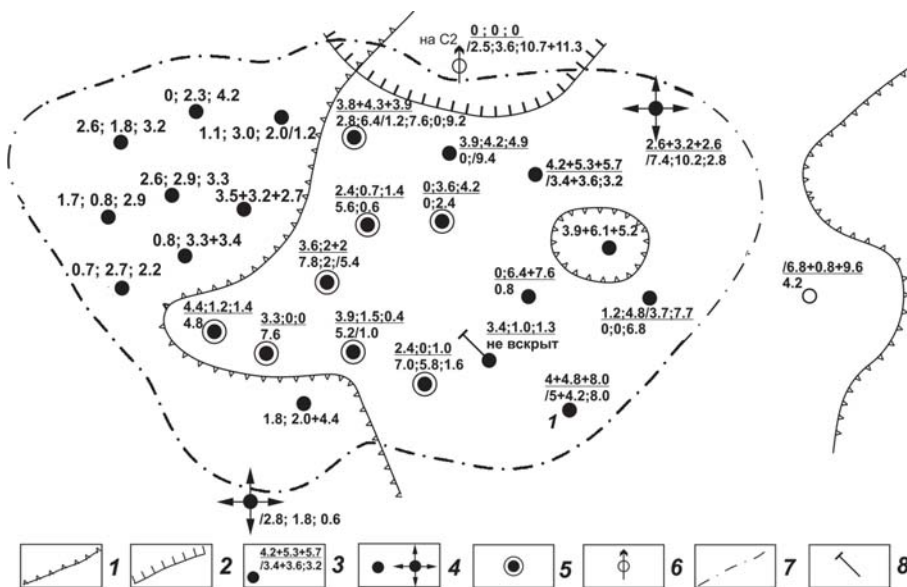


Рис. 3. Схема расположения эрозионного вреза и рекомендованных для ОПЭ скважин. 1 – границы врезной зоны; 2 – зона отсутствия пластов ВВ; 3 – скважина (цифры – толщины пластов групп ВВ<sub>1</sub> и ВВ<sub>0</sub> в верхней и нижней строках соответственно, «+» – слияние пластов, «/» – разделитель между нефте- и водонасыщенными пластами); 4 – добывающая и нагнетательная скважины; 5 – скважины, рекомендованные для внедрения оборудования ОПЭ; 6 – скважина, переведенная на вышележащий эксплуатационный объект; 7 – внешний контур нефтеносности; 8 – горизонтальный ствол.

В тектоническом плане месторождение I приурочено к восточному борту Мелекесской впадины, где основным объектом разработки является терригенная толща нижнего карбона. В результате детальной корреляции радаевско-бобринской части разреза ТТНК выделены зоны с резко увеличенной толщиной, которые были определены как эрозионные врезы. В результате в нижнекаменноугольной толще месторождения выделены два типа разреза: нормальный и эрозионный.

С позиций выделения эксплуатационных объектов следует отметить, что пласты групп ВВ<sub>1</sub> и ВВ<sub>0</sub> разнятся между собой как по генезису отложений, так и по фильтрационно-емкостным свойствам (ФЕС) пород, а также имеют различное геологическое строение, что было описано выше (Рис. 1). Кроме того, существует еще один аспект, сильно влияющий на выбор системы разработки залежей, осложненных эрозионными врезками – как правило, пласты ВВ<sub>0</sub> подстилаются водой, что позволяет (Мухаметшин, 2006) выработать заключенные в них запасы на естественном режиме. Это подтверждается и динамикой пластового давления в скважинах, эксплуатирующих пласты ВВ<sub>0</sub> (Рис. 2), тогда как при выработке запасов нефти из «нормальных», но малой толщины пластов зоны ВВ<sub>1</sub> давление быстро падает, что делает необходимым проведение мероприятий по поддержанию пластового давления. Следовательно, необходимо разукрупнение объектов ТТНК, осложненных эрозионными врезками. И в данном случае это возможно с применением технологии ОПЭ.

При выборе скважин-кандидатов для применения оборудования ОПЭ необходимо, как известно (Гарифов, 2010), принимать во внимание следующие горно-геологические условия:

1. Вскрытие скважиной двух и более самостоятельных объектов разработки (нефтенасыщенных пластов).
2. Достаточные извлекаемые запасы нефти, относящи-

еся к данной скважине, в приобщаемом пласте; данное условие является критерием экономической эффективности внедрения оборудования для ОПЭ.

3. Достаточный потенциальный дебит по нефти из приобщаемого пласта для того, чтобы окупить затраты по установке и обслуживанию оборудования для ОПЭ.

4. Кривизна в зоне установки насоса не должна превышать 40°, или интенсивность набора кривизны не должна превышать 2° на 10 м.

5. Эксплуатационная колонна должна иметь постоянный диаметр до глубины нижнего объекта разработки, без сужений и дополнительных (технических) колонн не допускаются разрывы сплошности цементного кольца на глубине расположения разделяемых объектов.

6. Расстояние между объектами разработки должно быть достаточным для установки пакера, что составляет на сегодняшний день не менее трех метров от подошвы верхнего пласта до кровли нижнего.

На основе анализа разрезов скважин, насыщения пластов, толщины коллекторов и непроницаемых разделов между пластами на данном месторождении I предложен для внедрения оборудования ОПЭ ряд скважин (Рис. 3), по двум из которых информация приведена ниже.

**В скважине 1** предлагается совместно разрабатывать пласты ВВ<sub>1</sub><sup>3</sup> и ВВ<sub>0</sub><sup>1</sup>. Пласт ВВ<sub>1</sub><sup>3</sup> перфорирован в интервале глубин 1439-1441 м (абс. отметка минус 1207-1209 м, 20 отв. ПС-105) в августе 2003 г. Получен дебит жидкости 5,8 т/сут с обводненностью продукции 2% при депрессии 10 МПа. Забойное давление составляло 3,0 МПа, пластовое – 13,0 МПа. На июль 2012 г. дебит скважины по жидкости составляет 6,9 т/сут с обводненностью продукции 30,5%. Необходимо провести дополнительную перфорацию напротив пласта ВВ<sub>0</sub><sup>1</sup> в интервале глубин 1455,5-1458,5 м. Предположительно, из пласта ВВ<sub>0</sub><sup>1</sup> будет получен дебит жидкости 3 т/сут при депрессии 3,4 Мпа. Раздел между совместно разрабатываемыми пластами, представленный неколлекторами, будет составлять 9 м.

**В скважине 2** предлагается совместно разрабатывать пласты ВВ<sub>1</sub><sup>3</sup>, ВВ<sub>1</sub><sup>2</sup>, ВВ<sub>1</sub><sup>1</sup> (слияние пластов в один) и пласт ВВ<sub>0</sub><sup>2</sup>. Раздел между совместно разрабатываемыми пластами будет составлять 8,5 м, из которых 5,5 м представлено неколлекторами. Пласт ВВ<sub>1</sub><sup>3</sup> перфорирован в интервале глубин 1359-1362 м (абс. отметка минус 1211,2-1214,2 м, 30 отв. ПК-103) в 1987 году. Получен дебит жидкости 4,1 т/сут с обводненностью продукции 1,6% при депрессии 1,5 МПа. Забойное давление составляло 12,1 МПа, пластовое – 13,6 МПа. На июль 2012 г. дебит скважины по жидкости составляет 33,4 т/сут с обводненностью продукции 55,5%. Необходимо провести дополнительную перфорацию напротив пласта ВВ<sub>0</sub><sup>2</sup> в интервале глубин 1375,5-1379,5 м с отступлением от ВНК на 2 м. Предположительно, из пласта ВВ<sub>0</sub><sup>2</sup> будет получен дебит нефти 2,2 т/сут при депрессии 3,4 МПа. Также предлагается провести допол-

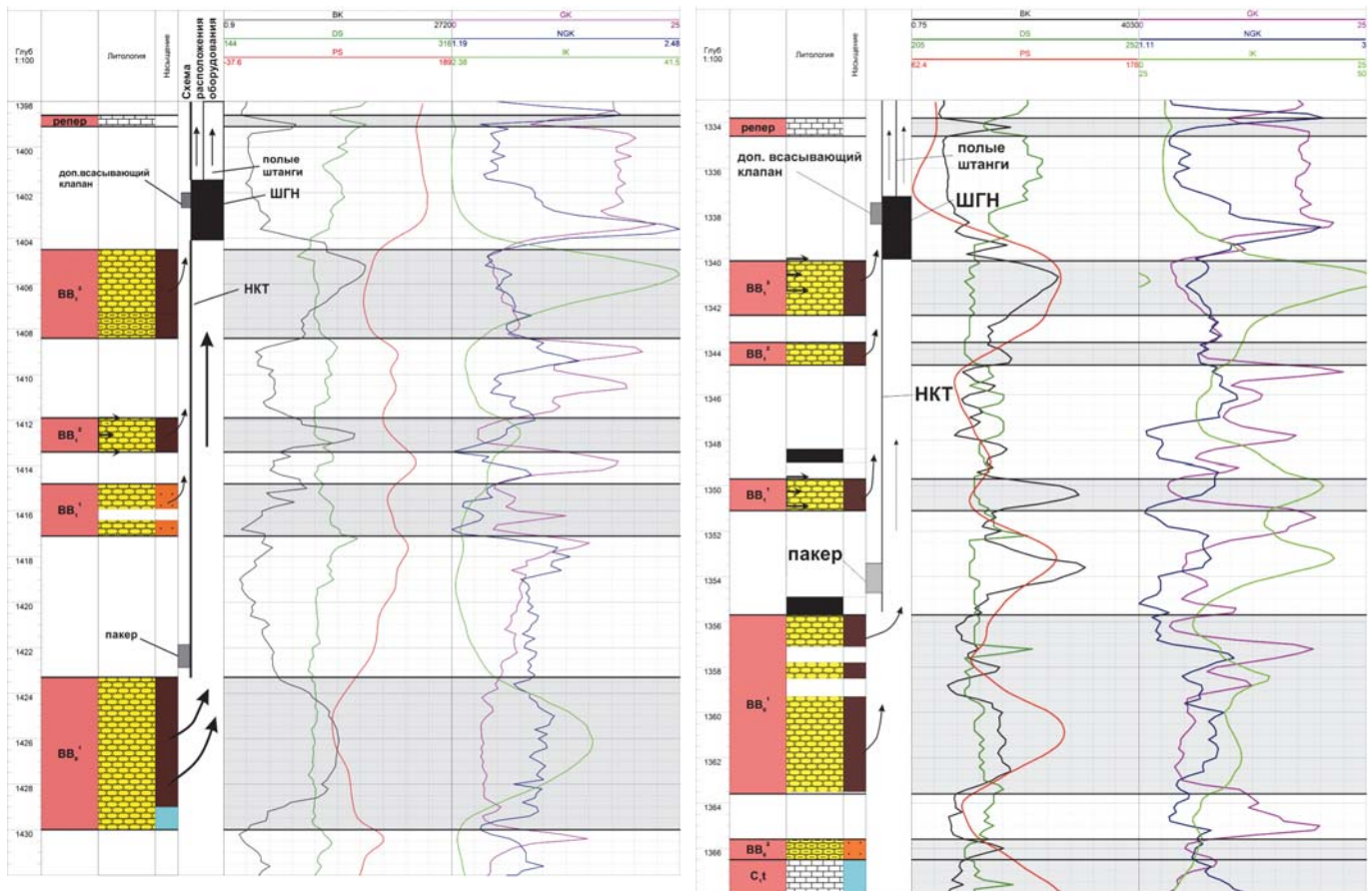


Рис. 4. Схема размещения оборудования ОРЭ в скважинах 1 и 2.

нительную перфорацию в интервале глубин 1354,5-1359 м.

В качестве оборудования ОРЭ для пластов радаевско-бобриковского возраста была выбрана насосная установка с полыми штангами (УНПШ), произведенная ЗАО «ЭЛКАМ-нефтемаш». Выбор объясняется возможностью данной установки производить раздельный подъем и учет продукции разных пластов при спуске в скважину всего лишь одной колонны НКТ и использовании одного станка-качалки. Эта особенность определяет снижение эксплуатационных затрат и, как следствие, уменьшается срок окупаемости внедрения технологии. Схема размещения оборудования ОРЭ представлена на рисунке 4.

Вторым по величине запасов является эксплуатационный объект, представленный карбонатными пластами среднего карбона, однако они в силу невысокой продуктивности скважин слабо охвачены выработкой запасов.

Башкирский ярус в пределах месторождения II сложен известняками светло-серыми, брекчевидными, кавернозными, стилолитизированными. Залежи нефти массивно-

пластового типа. Продуктивные пласты верейского горизонта (их в разрезе три) представлены известняками пористыми, переслаивающимися пачками глинистых алевролитов и аргиллитов; залежь нефти типично пластового сводового типа. Различие типов залежей и коллекторов, ФЕС в карбонатных отложениях среднего карбона не благоприятствует объединению их в единый эксплуатационный объект.

Для залежей нефти в верейско-башкирских отложениях характерны высокие вязкость нефти (60-250 мПа\*с и выше) и степень микро- и объемной неоднородности коллекторов; низкая плотность извлекаемых запасов, из-за чего размещение самостоятельных эксплуатационных сеток скважин на каждый из двух объектов нерентабельно. Насыщение сложнопостроенных пластов высоковязкой нефтью обуславливает согласно регламенту необходимость уплотнения сетки скважин до 6-9 га/скв. Разработка же карбонатных пластов общим фильтром приводит к потерям нефти при выработке запасов (Муслимов, Абдулмазитов, 1989) (Табл.),

Отложения	Кол-во скважин	Средний дебит по жидкости за весь срок эксплуатации, т/сут	Ожидаемый коэффициент нефтеотдачи, %
Верейский горизонт	28	2,7	16,7
Башкирский ярус	20	3,3	9,7
Верей-башкирские отложения (совместная разработка)	6	3,6	8,4

Табл. Сопоставление технологических показателей в условиях совместной и раздельной эксплуатации скважин верейско-башкирских отложений (по Муслимову Р.Х., Абдулмазитову Р.Г., 1989).

что в итоге приводит к существенному снижению конечной нефтеотдачи. Последнее подтверждается данными гидродинамического моделирования (Низаев и др., 2010).

Из таблицы видно, что в случае совместной эксплуатации верейско-башкирских отложений дебит скважин несколько возрастает,



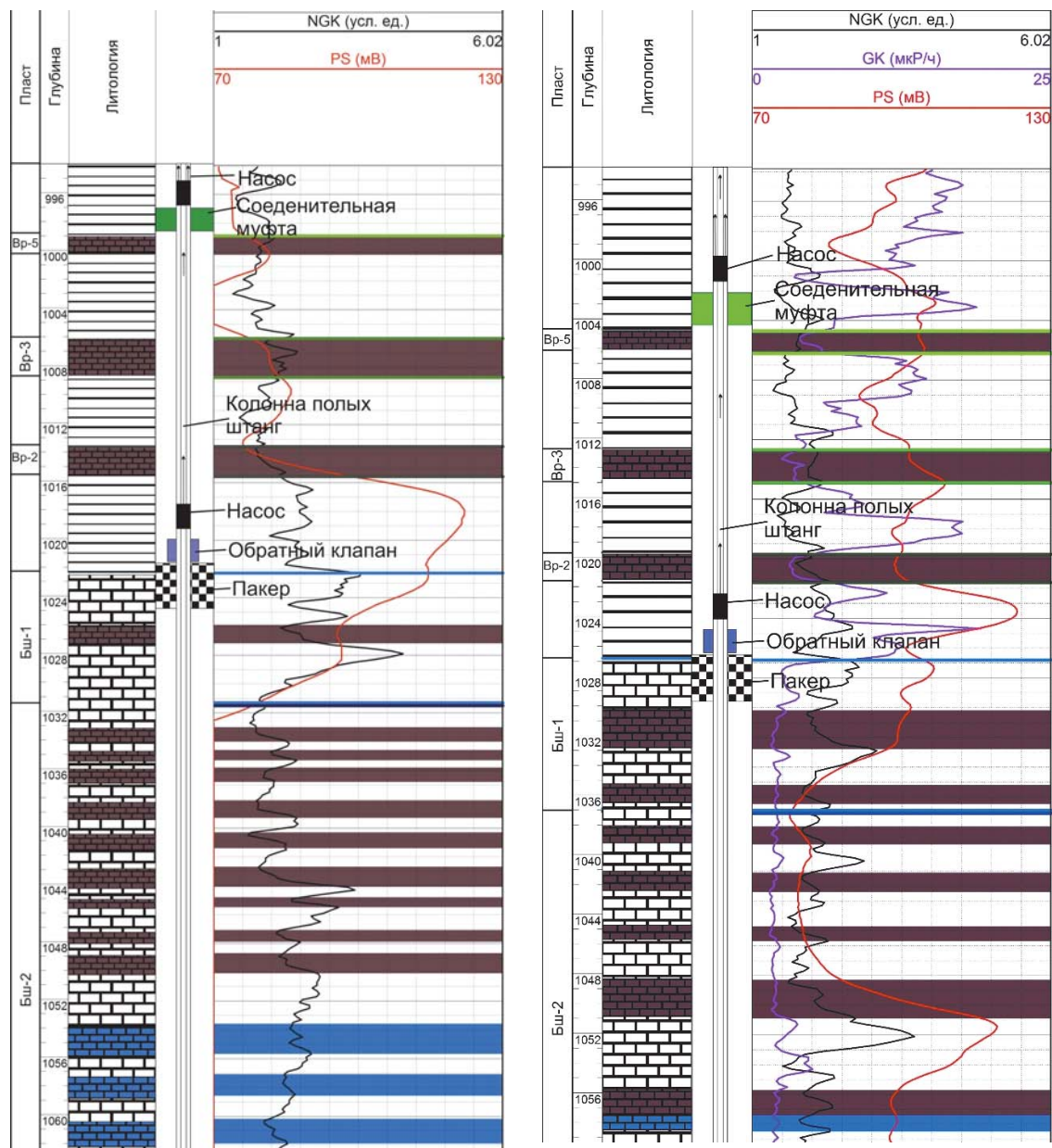


Рис. 5. Схема размещения оборудования ОРЭ в скважинах 3 и 4.

но рост дебита не равен суммарному дебиту при индивидуальном воздействии на коллекторы. Если при раздельной эксплуатации дебит верейского горизонта составляет 2,7 т/сут, по башкирскому ярусу – 3,3 т/сут, то при их совместной эксплуатации всего 3,6 т/сут, или 60% от суммарного дебита.

При совместной эксплуатации пластов происходит также снижение нефтеотдачи. Раздельная эксплуатация верейского горизонта и башкирского яруса обеспечивает получение коэффициента нефтеотдачи соответственно 16,7% и 9,7%. При совместной разработке ожидаемый коэффициент нефтеотдачи составит 8,4%. По предварительным оценкам (Муслимов, Абдулмзитов, 1989), около 30% запасов остаются не вовлеченными при совместной эксплуатации.

Принимая во внимание особенности разрезов пробуренных скважин, толщины коллекторов и непроницаемых разделов между объектами, насыщение пластов и прогнозные дебиты, были предложены 8 скважин для внедрения технологии ОРЭ.

Интервалы спуска оборудования для ОРЭ схематично представлены на примере скважин 3 и 4 (Рис. 5).

Реализация технологий ОРЭ способствует оптимизации системы разработки на всех этапах эксплуатации многоэтажных месторождений с резко различающимися ФЕС эксплуатационных объектов, что повышает эффективность освоения месторождений углеводородного сырья при минимальных затратах средств и времени.

## Литература

Гарифов К.М. История и современное состояние техники и технологии ОРЭ пластов в ОАО «Татнефть». *Инженерная практика*. 2010. №1. С. 19-29.

Муслимов Р.Х., Абдулмзитов Р.Г. Совершенствование технологии разработки малоэффективных нефтяных месторождений Татарии. Казань: Татарское книжное изд-во. 1989. 136 с.

Мухаметшин Р.З., Булыгина Н.Ф., Горюнова С.М. Корреляция продуктивных пластов терригенной толщи нижнего карбона в зонах эрозионных врезов. *Тр. ТамНИПИнефть*. Вып. 56. Бугульма. 1985.

Мухаметшин Р.З. Нужен ли регламент на инновационное проектирование разработки нефтяных месторождений. *Нефть. Газ*.

Новации. №2. 2013. С.70-86.

Мухаметшин Р.З. Палеоврезы и их роль в освоении трудноизвлекаемых запасов нефти. М.: Геоинформмарк. 2006.

Мухаметшин Р.З. Условия образования нижекаменноугольных эрозионных врезов Татарии и влияние их на нефтеносность. *Нефтегазовая геология и геофизика*. № 3. М.: ВНИИОЭНГ. 1981.

Низаев Р.Х., Рамазанов Р.Г., Шакирова Р.Т. и др. Расчеты технологических показателей одновременнораздельной эксплуатации залежей башкирского яруса с применением геологического и гидродинамического моделирования. *Нефтяное хозяйство*. 2010. № 7. С. 29-31.

Халимов Э.М., Иванова М.М. Детальная корреляция продуктивных пластов и ее значение при разработке месторождений нефти и газа. *Нефтегазовая геология и геофизика*. № 1. М.: ВНИИОЭНГ. 1980.

### Сведения об авторах

Алексей Николаевич Делев – аспирант кафедры геологии нефти и газа

Азат Наилевич Ахметов – аспирант кафедры геологии нефти и газа

Рустам Закиевич Мухаметшин – доктор геолого-минералогических наук, доцент кафедры геологии нефти и газа, эксперт Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых РФ.

Казанский (Приволжский) федеральный университет, Институт геологии и нефтегазовых технологий  
420008, Казань, ул. Кремлевская, 4/5  
Тел: +7 (843) 233-79-82

Булат Рифгатович Шарипов – ведущий специалист сектора управления проектами, ОАО «РН-Няганьнефтегаз»

628183, Ханты-Мансийский автономный округ-Югра, Нягань, ул. Сибирская, д. 10, корп. 1. Тел: +7 (34672) 9-22-22.

## Development Improvement and Exploitation Technologies of Complex Oil Deposits

A.N. Delev<sup>1</sup>, A.N. Akhmetov<sup>1</sup>, R.Z. Mukhametshin<sup>1</sup>, B.R. Sharipov<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Kazan (Volga region) Federal University, Kazan, Russia

<sup>2</sup>JSC «RN-Nyaganneftegaz», Russia, Nyagan

e-mail: delevan@rambler.ru

**Abstract.** The article presents the results on optimizing the development system and increasing the efficiency of heavy oil reserves in multi-level deposits (on the example of Melekessky depression) by using the technology of dual completion. Complex structure of deposits complicated by erosional incision was studied in detail. Reindexation of terrigenous strata of the Lower Carboniferous was carried out. Two types of structure of Radaevskian-Bobrikovskian part of the section were allocated: normal and erosional, which differ sharply by the reservoir properties and lithological parameters. It is also shown that mistakes made at detailed correlation of productive layers can lead to incorrect geological (and hydrodynamic) model of actual layer occurrence. Geological and technical criteria are set out for the applicability of dual completion on the objects of the Lower and Middle Carboniferous. Calculation of expected technological efficiency by implementation of this technology was produced.

**Keywords:** sandstone, erosion incisions, detailed correlation, carbonate stratum, dual completion, heavy oil.

### References

Garifov K.M. Istorija i sovremennoe sostojanie tehniki i tehnologij ORJe plastov v ОАО «Tatneft'» [History and current state of technics and technology of dual completion of strata in JSC «Tatneft'»]. *Inzhenernaja praktika* [Engineering practice]. 2010. №1. Pp. 19-29.

Muslimov R.Kh., Abdulmazitov R.G. Sovershenstvovanie tehnologii razrabotki maloeffektivnykh neftjanykh mestorozhdenij Tatarii [Improvement of the oil reservoir engineering of inefficient oil fields of Tatarstan]. Kazan: Tatarsk. kn. isdat. 1989. 136 p.

Mukhametshin R.Z., Bulygina N.F., Goryunova S.M. Korrelyatsiya produktivnykh plastov terrigennoj tolschi nizhnego karbona v zonakh erozionnykh vrezov [Correlation of productive strata of the Lower Carboniferous terrigenous rock in the zones of erosional channels]. *Tr. TatNIPIneft* [Proc. TatNIPIneft]. Vol. 56. Bugulma. 1985.

Mukhametshin R.Z. Whether it is necessary the regulation on the innovative design of the oil deposits development. *Neft. Gaz. Novacii* [Oil. Gas. Innovations]. №2. 2013. p. 70-86. (in Russian)

Mukhametshin R.Z. Paleochannels and their role in the development of the reserves difficult to recover. Moscow: Geoinformmark. 2006.

Mukhametshin R.Z. Usloviya obrazovaniya nizhnekamennougol'nykh erozionnykh vrezov Tatarii i vliyanie ikh na neftenosnost [Terms of Carboniferous erosive channels formation in Tatarstan and its influence on the oil bearing]. *Neftgazovaya geologiya i geofizika* [Petroleum Geology and Geophysics]. № 3. Moscow: VNIIOENG. 1981.

Nizaev R.Kh., Ramazanov R.G., Shakirova R.T., et. al. Raschetnyye tekhnologicheskie pokazately odnovernennorazdel'noy ekspluatatsii zalezhey bashkirskogo yarusa s primeneniem geologicheskogo i gidrodinamicheskogo modelirovaniya [The calculations of technological parameters of dual completion Bashkirian deposits using geological and hydrodynamic modeling]. *Neftyanoe hozyaistvo* [Oil Industry]. 2010. № 7. p. 29-31. (in Russian)

Halimov E.M., Ivanova M.M. Detal'naya korrelyatsiya produktivnykh plastov i ee znachenie pri razrabotke mestorozhdeniy nefti i gaza [Detailed correlation of productive strata and its importance in the development of oil and gas fields]. *Neftgazovaya geologiya i geofizika* [Petroleum Geology and Geophysics]. Moscow: VNIIOENG. № 1. 1980.

### Information about authors

Alexey N. Delev – PhD student of the Oil and Gas Geology Department

Azat N. Akhmetov – PhD student of the Oil and Gas Geology Department

Rustam Z. Mukhametshin – Doctor of Science, Associate professor of the Oil and Gas Geology Department, Expert of the State Committee for Mineral Reserves of Russia.

Kazan (Volga region) Federal University

420008, Kazan, Kremlevskaya str., 4/5

Tel: +7 (843) 233-79-82

Bulat R. Sharipov – Leading specialist of project management sector, JSC «RN-Nyaganneftegaz»

628183, Russia, Khanty-Mansi Autonomous Okrug-Yugra, Nyagan, Siberian str., 10, h.1. Phone: +7 (34672) 9-22-22.