

Г. А. МАКСИМОВИЧ, В. И. БЫКОВ

Пермский государственный университет им. А. М. Горького

## **ОБ ОДНОЙ ФОРМЕ ИЗОЛЯЦИИ НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ В КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ**

На ряде месторождений Урало-Поволжья в карбонатных коллекторах установлено явление изоляции вторичным кальцитом нефтяных залежей с подошвенной части.

На Осинском месторождении Пермской области продуктивными являются известняки и доломиты башкиро-визейской карбонатной толщи. Нефть находится в порах и кавернах. Трещиноватость развита слабо. Характерны вертикальные трещины размером от долей миллиметра до 2,0–3,0 мм (скв. № 12, интервал 1042,9–1046,9 м). Трещины закрытые, выполнены кальцитом, реже глинистым веществом. По керну и радиокаротажу увеличения глинистости к подошвенной части пласта не наблюдается.

В приподошвенной части нефтяной залежи коллекторские свойства пород в ряде скважин ухудшаются: пористость становится ниже 8–10%. Они наиболее низкие на границе с подстилающими водами. Об этом свидетельствует и снижение механической скорости бурения с 20–30 до 2 м/час, так как поры, каверны и трещины заполнены вторичным кальцитом и твердыми битумами.

Значения коэффициента светопоглощения ( $K_{сп}$ ) нефти имеют незначительную (в 1,5 раза) тенденцию к увеличению при приближении к подошве залежи.  $K_{сп}$  нефти находится в прямой зависимости от количества присутствующих в ней окрашенных смолисто-асфальтовых веществ. Они легко изменяют свои физико-химические свойства при контактировании с подземными водами. В залежах, имеющих нормальный контакт с пластовыми или подошвенными водами, значения  $K_{сп}$  в зоне водонефтяного контакта (ВНК) возрастают в 2–5 раз. Появление битумов в зоне контакта связано с геохимическим преобразованием нефти под воздействием вод.

Образование аккумулятивных заполнителей в виде вторичного кальцита, а также битумов в зоне ВНК происходило после формирования нефтяной залежи. Полной изоляции Осинской нефтяной залежи от подошвенных вод не существует. На отдельных участках плотный прослой в подошве залежи не прослеживается. В скважинах № 11 и 14 в период пробной эксплуатации появилась вода в количестве 4–8%.

Осинское месторождение не единственное в Пермской области, где в залежах нефти, приуроченных к карбонатным коллекторам, наблюдается ухудшение коллекторских свойств по направлению к подошве. Изучение истории эксплуатации, гидрогеологических условий и петрографического описания керна позволило авторам установить, что подобное явление широко развито на Краснокамском, Северокамском, Ярино-Каменноложском месторождениях.

На Краснокамском месторождении изолированность залежей с подошвы хорошо подтверждается результатами разработки трех продуктивных пластов московского и одного – башкирского ярусов. Нижняя залежь массивная, остальные – пластовые сводовые. Глубина залегания залежей около 1000 м. Начальный статический уровень водоносного горизонта определен на абсолютной отметке 35 м, что подтверждает напорность вод. Дебиты воды достигали 25–30 м<sup>3</sup>/сут при понижении уровня на 200–250 м. За 30 лет эксплуатации пластовое давление в залежи снизилось с 90 до 3–8 ат. Однако содержание воды в нефти составляет, как и в первоначальный период, от следов до 5% и в среднем не превышает 2. Залежь разобщена от водоносного горизонта. По керну отмечалась вторичная кальцитизация пор во многих интервалах разреза. Она достигает максимума в подошвенной части залежи.

Четыре залежи Северокамского месторождения в тех же отложениях, что и краснокамские, разрабатываются около 20 лет. Три верхние залежи пластовые сводовые, нижняя – массивная. Глубина залегания подошвы залежей неодинакова. Генерация залежей была разновременной. Они, как и краснокамские, характеризуются режимом растворенного газа. Наиболее продуктивные скважины расположены в своде структуры. За время эксплуатации содержание воды осталось неизменным – от долей до 3%. В отдельных приконтурных скважинах оно достигает 20–30%. Связь с водоносным горизонтом сильно затруднена.

Аналогичные особенности в строении и разработке наблюдаются для залежей московского и башкирского ярусов Полазненского месторождения. Содержание воды в добываемой нефти увеличивается после применения заводнения. На Ярино-Каменноложском месторождении быстро снижаются первоначально высокие дебиты скважин башкирско-намюрской и турнейской залежей. Активного воздействия пластовых и подошвенных вод на залежи не происходит. Содержание воды в добываемой нефти не превышает 1,7%. Лишь в скв. № 91 Ярино оно составляет 16%. Коллекторы нефти и газа образованы за счет вторичных процессов [1]. Трещиноватость развита слабо. Аккумуляция вторичного кальцита в порах и кавернах усиливается к подошвенной части пласта.

Результаты испытания, пробной и промышленной эксплуатации скважин, данные литолого-петрографического изучения керна и промыслово-геофизические исследования карбонатных коллекторов Таныпского, Красноярского, Быркинского, Шумовского, Асюльского, Куединского и Павловского месторождений указывают на вторичную кальцитизацию в приконтурной зоне. Степень изоляции залежей от пластовых и подошвенных вод различная.

Изоляция нефтяных залежей от подземных вод вторичной кальцитизацией отмечена на Яблоневском, Мухановском, Покровском, Зольный овраг, Якушкинеком, Тарханском,

Красноярском и других месторождениях Среднего Поволжья [2, 3]. На Алакаевском, Кулешовском, Дерюжевском и Сосновском месторождениях Куйбышевской области залежи имеют одностороннюю, затрудненную связь с водоносными горизонтами.

На Красноярском (Оренбургская область), Шугуровском и Бавлинском (ТатАССР) месторождениях связь залежей с водоносными горизонтами проявляется активно [4]. Вторичная кальцитизация в подошвенной части залежи остается на уровне ее проявления в вышележащих интервалах разреза.

По степени изоляции подошвы нефтяных залежей вторичной кальцитизацией можно выделить четыре категории (см. таблицу). Из них первые две – полная и значительная –

Классификация нефтяных залежей по степени изоляции  
(по Г. А. Максимовичу и В. П. Быкову, 1967).

Показатели	Категории изолированности			
	I (полная)	II (значительная)	III (малая)	IV (незначительная)
Заполнение вторичным кальцитом, %	100–95	95–50	50–10	10
Колич. скважин, в которых изолирующий слой прослеживается по каротажу, %	100–95	95–50	50–10	10
Степень гидродинамич. связи с водонапорной системой	Отсутствует	Весьма затруднена. Возможна односторонняя связь	Затруднена	Активная
Площадь водо-нефтяной зоны залежи, где проявляется связь, %	0	0–30	30–90	90
Колич. воды в добываемой жидкости, %	0–2	2–5, в отд. скв. 30–50	5	Зависит от условий разработки
Режим залежи	Упругий в начале разработки, затем – растворенного газа.		Упругий; водонапорный с затрудн. связью	Упругий; водонапорный
Примеры месторождений	Краснокамское – ср. карбон.	Осинское – ср. и н. карбон.	Ярино-Каменноложское – турнейский ярус.	Мазунинское – башкирский ярус

встречаются наиболее часто. Проявление вторичной кальцитизации мы рассматриваем для напорных вод без применения заводнения продуктивных пластов. При малоактивных водоносных горизонтах степень изолированности по гидродинамическим и промысловым данным определяется менее четко. К сожалению, часто при проектировании разработки нефтяных залежей в карбонатных коллекторах отсутствие гидродинамической связи принимается за ненапорность водоносных горизонтов. Изолированность залежи вторичным

кальцитом при этом не учитывается. Данные по Яблоневскому, Покровскому и Краснокамскому месторождениям показывают, что изолированность залежи может иметь место при наличии напорных вод ниже кальцитового слоя.

Изоляция нефтяной залежи вторичным кальцитом создает в ней своеобразные условия. Изолирующий слой обеспечивает более полную сохранность залежи от окисляющего влияния подземных вод, он как бы «консервирует» ее. Прямым следствием изолированности является развитие в процессе разработки залежи режима растворенного газа.

В полностью изолированных залежах отсутствуют водонефтяной контакт [2]. Вскрытие продуктивного пласта может производиться до их подошвы. При подсчете запасов нефти за подошву залежи следует принимать верхнюю границу изолирующего слоя.

Выбор вида поддержания пластового давления при проектировании разработки залежи в карбонатных коллекторах должен производиться с учетом степени ее изоляции. Л

#### ИТЕРАТУРА

1. Максимович Г. А., Быков В. Н., Зуев А. С. Палеокарстовые коллекторы нефти турнейского яруса Ярино-Каменноложского месторождения. Тр. Пермского филиала «Гипрвостокнефти», вып. 1. Пермь, 1965.

2. Аширов К. Б. Геологическая обстановка формирования нефтяных и нефтегазовых месторождений Среднего Поволжья. Тр. «Гипрвостокнефти», вып. VIII. Изд-во «Недра», 1965.

3. Аширов К. Б. и др. Влияние плотности сетки и системы размещения скважин на нефтеотдачу неоднородных пластов и методы ее повышения. Тр. Пермского филиала «Гипрвостокнефти», вып. 1. Пермь, 1965.

4. Кинзикеев А. Р. Состояние и задачи изучения нефтеносности Урало-Поволжья. Тр. Межобластного координационного совета по карбонатам, вып. II Бугульма, 1963

УДК 553.982:552.54 (470.5)

Геологические и геофизические исследования  
и нефтяной промышленности

Г. А. МАКСИМОВИЧ, В. Н. БЫКОВ

Пермский государственный университет им. А. М. Горького

ОБ ОДНОЙ ФОРМЕ ИЗОЛЯЦИИ НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ  
В КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ

На ряде месторождений Урало-Поволжья в карбонатных коллекторах установлено явление изоляции вторичным кальцитом нефтяных залежей с подошвенной части.

На *Осинском* месторождении Пермской области продуктивными являются известняки и доломиты башкиро-визейской карбонатной толщи. Нефть находится в порах и кавернах. Трещиноватость развита слабо. Характерны вертикальные трещины размером от долей миллиметра до 2,0—3,0 мм (св. № 12, интервал 1042,9—1046,9 м). Трещины закрытые, выложены кальцитом, реже глинистым веществом. По керну и радиокартажу увеличения глинистости к подошвенной части пласта не наблюдается.

В приподшвенной части нефтяной залежи коллекторские свойства пород в ряде скважин ухудшаются: пористость становится ниже 8—10%. Они наиболее низкие на границе с подстилающими водами. Об этом свидетельствует и снижение механической скорости бурения с 20—30 до 2 м/час, так как поры, каверны и трещины заполнены вторичным кальцитом и твердыми битумами.

Значения коэффициента светопропускания ( $K_{св}$ ) нефти имеют незначительную (в 1,5 раза) тенденцию к увеличению при приближении к подошве залежи.  $K_{св}$  нефти находится в прямой зависимости от количества присутствующих в ней окрашенных смолисто-асфальтовых веществ. Они легко изменяют свои физико-химические свойства при контактировании с подземными водами. В залежах, имеющих нормальный контакт с пластовыми или подошвенными водами, значения  $K_{св}$  в зоне водонефтяного контакта (ВНК) возрастают в 2—5 раз. Появление битумов в зоне контакта связано с геохимическим преобразованием нефти под воздействием вод.

Образование аккумулятивных заполнителей в виде вторичного кальцита, а также битумов в зоне ВНК происходило после формирования нефтяной залежи.

Полной изоляции *Осинской* нефтяной залежи от подошвенных вод не существует. На отдельных участках плотный прослой в подошве залежи не прослеживается. В скважинах № 11 и 14 в период пробной эксплуатации появилась вода в количестве 4—8%.

*Осинское* месторождение не единственное в Пермской области, где в залежах нефти, приуроченных к карбонатным коллекторам, наблюдается ухудшение коллекторских свойств по направлению к подошве. Изучение истории эксплуатации, гидрогеологических условий и петрографического описания керна позволило авторам установить, что подобное явление широко развито на Краснокамском, Северкамском, Ярино-Каченинском месторождениях.

На *Краснокамском* месторождении изолированность залежей с подошвы хорошо подтверждается результатами разработки трех продуктивных пластов московского и одного — башкирского ярусов. Нижняя залежь массивная, остальные — пластовые сводовые. Глубина залегания залежей около 1000 м. Начальный статический уровень водоносного горизонта определен на абсолютной отметке 35 м, что подтверждает испорченность вод. Дебиты воды достигали 25—30 м<sup>3</sup>/сут при понижении уровня на 200—250 м. За 30 лет эксплуатации пластовое давление в залежи снизилось с 90 до 3—8 ат. Однако содержание воды в нефти составляет, как и в первоначальный период, от следов до 5% и в среднем не превышает 2%. Залежь разобщена от водоносного горизонта. По керну отмечалась вторичная кальцитизация пор во многих интервалах разреза. Она достигает максимума в подошвенной части залежи.

Четыре залежи *Северкамского* месторождения в тех же отложениях, что и краснокамские, разрабатываются около 20 лет. Три верхние залежи пластовые сводовые, нижняя — массивная. Глубина залегания подошвы залежей неодинакова. Генеральная залежь была разновременной. Они, как и краснокамские, характеризуются режимом растворенного газа. Наиболее продуктивные скважины расположены в своде структуры. За время эксплуатации содержание воды осталось незначительным — от долей до 3%. В отдельных приконтурных скважинах оно достигает 20—30%. Связь с водоносным горизонтом сильно затруднена.

Аналогичные особенности в строении и разработке наблюдаются для залежей московского и башкирского ярусов Подлазненского месторождения. Содержание воды в добываемой нефти увеличивается после применения заводнения.

На Ярино-Каменоложском месторождении быстро снижаются первоначально высокие дебиты скважин башкирско-нагорской и турнейской залежей. Активного воздействия пластовых и подошвенных вод на залежи не происходит. Содержание воды в добываемой нефти не превышает 1,7%. Лишь в скв. № 91 Ярино оно составляет 16%. Коллекторы нефти и газа образованы за счет вторичных процессов [1]. Трещиноватость развита слабо. Аккумуляция вторичного кальция в порах и нагрянах усиливается к подошвенной части пласта.

Результаты испытания, пробной и промышленной эксплуатации скважин, данные литолого-петрографического изучения зерна и промыслово-геофизические исследования карбонатных коллекторов Талицкого, Красноярского, Быркинского, Шумовского, Асольского, Куединского и Павловского месторождений указывают на вторичную кальцификацию в приконтурной зоне. Степень изоляции залежей от пластовых и подошвенных вод различна.

Изоляция нефтяных залежей от подземных вод вторичной кальцификацией отмечена на Яблоневском, Мухомовском, Покровском, Зольный овраг, Якушинском, Тарханском, Краснопреском и других месторождениях Среднего Поволжья [2, 3]. На Алакаевском, Куединском, Дерюжеском и Сосновском месторождениях Куйбышевской области залежи имеют одностороннюю, затрудненную связь с водоносными горизонтами.

На Красноярском (Оренбургская область), Шугуровском и Бавлянском (Татарская АССР) месторождениях связь залежей с водоносными горизонтами проявляется активно [4]. Вторичная кальцификация в подошвенной части залежи остается на уровне ее проявления в вышележащих интервалах разреза.

По степени изоляции подошвы нефтяных залежей вторичной кальцификацией можно выделить четыре категории (см. таблицу). Из них первые две — полная и значительная —

Классификация нефтяных залежей по степени изоляции  
(по Г. А. Максимовичу и В. Н. Быкову, 1967).

Показатели	Категории изолированности			
	I (полная)	II (значительная)	III (малая)	IV (незначительная)
Заполнение вторичным кальцием, %	100—95	95—50	50—10	10
Колич. скважин, в которых изолирующий слой прослеживается по каротажу, %	100—95	95—50	50—10	10
Степень гидродинамич. связи с подонапорной системой	Отсутствует	Весьма затруднена. Возможна односторонняя связь	Затруднена	Активная
Площадь водо-нефтяной зоны залежи, где проявляется связь, %	0	0—30	30—90	90
Колич. воды в добываемой жидкости, %	0—2	2—5, в отд. скв. 30—50	5	Зависит от условий разработки
Режим залежи	Упругий в начале разработки, затем — растворенного газа.		Упругий; водонапорный с затрудн. связью	Упругий; водонапорный
Примеры месторождений	Краснакамское — ср. карбон.	Осинское — ср. и в. карбон.	Ярино-Каменноложское — турнейский ярус.	Мазунинское — башкирский ярус



встречаются наиболее часто. Проявление вторичной кальцитизации мы рассматриваем для напорных вод без применения заводнения продуктивных пластов. При малоактивных водоносных горизонтах степень изолированности по гидродинамическим и промышленным данным определяется менее четко. К сожалению, часто при проектировании разработки нефтяных залежей в карбонатных коллекторах отсутствие гидродинамической связи принимается за ненапорность водоносных горизонтов. Изолированность залежи вторичным кальцитом при этом не учитывается. Данные по Ябловскому, Покровскому и Краснокамскому месторождениям показывают, что изолированность залежи может иметь место при наличии напорных вод ниже кальцитового слоя.

Изоляция нефтяной залежи вторичным кальцитом создает в ней своеобразные условия. Изолирующий слой обеспечивает более полную сохранность залежи от окисляющего влияния подземных вод, он как бы «консервирует» ее. Прямым следствием изолированности является развитие в процессе разработки залежи режима растворенного газа.

В полностью изолированных залежах отсутствуют водо-нефтяной контакт [2]. Вскрытие продуктивного пласта может производиться до их подошвы. При подсчете запасов нефти за подошву залежи следует принимать верхнюю границу изолирующего слоя.

Выбор вида поддержания пластового давления при проектировании разработки залежи в карбонатных коллекторах должен производиться с учетом степени ее изоляции.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Максимович Г. А., Быков В. Н., Зубов А. С. Палеокарстовые коллекторы нефти турнейского яруса Ярино-Каменноложского месторождения. Тр. Пермского филиала «Гипростокнефти», вып. 1. Пермь, 1965.
2. Аширов К. Б. Геологическая обстановка формирования нефтяных и нефтегазовых месторождений Среднего Поволжья. Тр. «Гипростокнефти», вып. VIII. Изд-во «Недра», 1965.
3. Аширов К. Б. и др. Влияние плотности сетки и системы размещения скважин на нефтеотдачу неоднородных пластов и методы ее повышения. Тр. Пермского филиала «Гипростокнефти», вып. 1. Пермь, 1965.
4. Кизинкеев А. Р. Состояние и задачи изучения нефтеносности Урало-Поволжья. Тр. Межобластного координационного совета по карбонатам, вып. II. Бузульма, 1963.

К 50-летию Октября

В ближайших номерах будут опубликованы статьи:  
С. У. Утебаев — Нефтяной Казахстан,  
А. Я. Кремс — Нефть и газ Севера.