

УДК 622.276.5(571.5)

С.В. Буракова, Д.В. Изюмченко, И.И. Минаков, В.А. Истомин, Е.Л. Кумейко

Проблемы освоения тонких нефтяных оторочек газоконденсатных залежей Восточной Сибири (на примере ботубинской залежи Чайнинского НГКМ)

Ключевые слова: газоконденсатные залежи, нефтяные оторочки, коэффициент извлечения нефти (КИН), вытесняющие агенты, методы извлечения нефти.

Keywords: gas condensate deposits, oil rims, oil recovery factor (ORF), displacement agent, reservoir-producing methods.

Многие газоконденсатные залежи месторождений Восточной Сибири, освоение которых начнется в ближайшие годы, характеризуются наличием нефтяной оторочки – нефтяной части газонефтяной или газоконденсатно-нефтяной залежи, размеры и геологические запасы которой существенно меньше ее газовой (газоконденсатной) части. По условиям залегания выделяют: сплошные нефтяные (т.е. подстилающие газоконденсатную область залежи) и кольцевые, или окаймляющие (нефть залегает в виде узкого кольца или цепочки фрагментов кольца), оторочки.

Нефтяные оторочки могут иметь разное происхождение. Конденсационные оторочки формируются в пластовых условиях за счет ретроградной конденсации из сжатых газов части растворенных жидких углеводородов. Остаточные нефтяные оторочки образуются в результате обратного испарения. Выделяются также оторочки смешанного типа.

Основные типы газоконденсатных залежей представлены на рис. 1.

Нефтегазовые и нефтегазоконденсатные залежи с тонкими нефтяными оторочками относятся к залежам углеводородов с трудноизвлекаемыми запасами нефти. Как известно, при традиционной схеме разработки газоконденсатной залежи на режиме истощения коэффициент извлечения нефти (КИН) по таким объектам находится в лучшем случае на уровне ~ 10 %. В то же время при освоении нефтяных оторочек традиционные технологии поддержания пластового давления методом заводнения оказываются малоэффективными. Поэтому усилия исследователей в настоящее время направлены на поиск инновационных решений, обеспечивающих более высокие КИН.

Проблемам разработки залежей с нефтяными оторочками посвящено много научных публикаций [1–13]. Эффективность разработки газовых и газоконденсатных месторождений с нефтяными оторочками зависит от многих факторов: степени разведанности запасов нефти и газа; типа залежи; соотношения геологических запасов нефти и газа, их абсолютных значений; содержания конденсата в пластовом газе; уровня технической оснащенности нефтегазодобывающей промышленности;

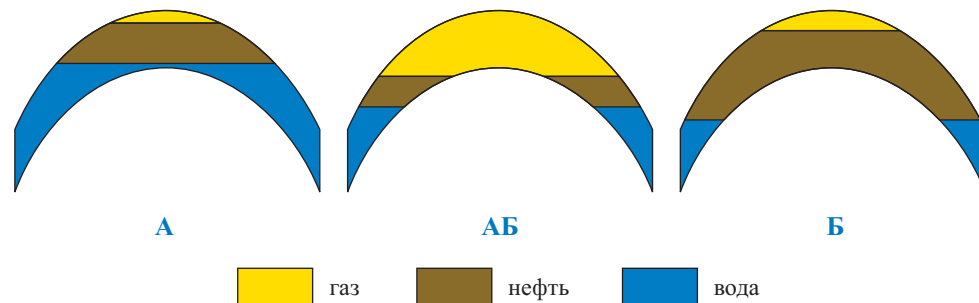


Рис. 1. Основные типы газоконденсатных залежей с оторочками:
А – массивная (с подстилающей оторочкой или нефтяная с газовой шапкой);
АБ – пластовая (с кольцевой оторочкой); Б – пластовая
(с подстилающей оторочкой и газовой шапкой)

техничко-экономической политики в области нефтегазодобычи и др. При этом основное влияние на КИН оказывают высота этажа газоносности и соотношение объема газонасыщенной части к объему нефтенасыщенной части залежи. Чем больше это соотношение, тем ниже получаемый КИН [1].

Особенности геологического строения таких залежей обуславливают различные осложнения в ходе разработки, связанные с локальной и общей деформацией водонефтяных и газонефтяных контактов (ВНК, ГНК), потерей значительных объемов нефти в обводненных и газонасыщенных зонах пластов и даже частичным или полным расформированием запасов залежи. В итоге КИН нефтяных оторочек оказывается крайне низким.

Основные проблемы разработки нефтегазовых залежей (и газовых залежей с нефтяными оторочками) сводятся к следующему [2]:

- практически неуправляемое подтягивание газовых конусов к добывающим нефтяным скважинам и их загазовывание;
- существенные перемещения ГНК вниз и защемление нефти (расширение газовой шапки) при отборах нефти;
- смещение оторочки вверх и, как следствие, ее размазывание при добыче газа из шапки;
- выпадение конденсата при добыче газа.

По характеру воздействия на нефтяную оторочку в ходе ее освоения выделяют четыре группы воздействий:

- 1) отделение оторочки от газовой шапки (барьерные методы);
- 2) переформирование оторочки (смещение или испарение);
- 3) удержание оторочки в динамическом равновесии;
- 4) вытеснение нефти из оторочки.

По мнению многих специалистов, условием достижения высокого КИН является создание в пласте разделительного слабопроницаемого экрана между нефтяной оторочкой и вышерасположенной газонасыщенной частью коллектора. При создании экрана на уровне ГНК становится возможной разработка нефтяной оторочки как аналога отдельной нефтяной залежи.

Технологические проблемы освоения тонких нефтяных оторочек газоконденсатных залежей Восточной Сибири рассмотрим на примере ботуобинской залежи Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ).

Продуктивными отложениями Чаяндинского НГКМ, открытого в 1980 г. на территории Ленского и Мирнинского улусов (районов) Республики Саха (Якутия), являются отложения ботуобинского, хамакинского и талахского горизонтов венда (рис. 2).

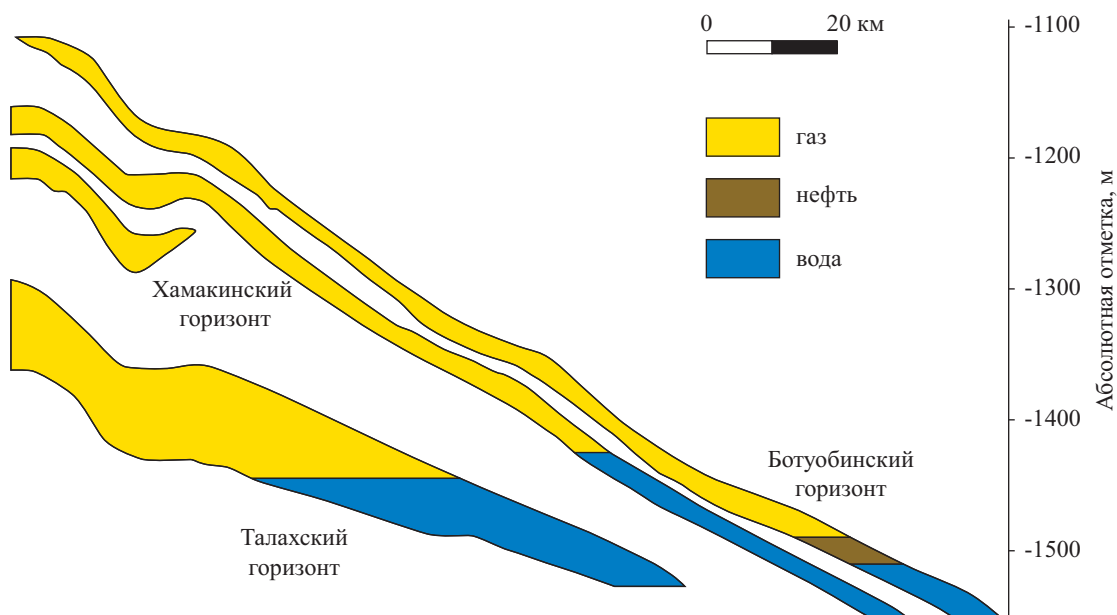


Рис. 2. Геологический разрез Чаяндинского НГКМ

По геологическому строению эти залежи углеводородов сложные, пластовые, литологически и тектонически экранированные, отличаются аномально низкими пластовыми давлениями ($12,0 \div 13,5$ МПа, что на $15 \div 30$ % ниже гидростатического) и пластовыми температурами ($9 \div 14$ °С). Пластовый газ ботубинского, хамакинского и талахского горизонтов содержит в значительных количествах этан, пропан, бутан, C_{5+} , а также неуглеводородные компоненты – азот (до 8 % об.) и гелий (до 0,65 % об.). Коллектор терригенный, характеризуется наличием солей (галитовых и калийных) и высокой анизотропией по проницаемости, причем имеются высокопроводящие пропластки (или трещины). Пластовая (внутриконтурная и законтурная) вода высокоминерализована (до $350 \div 400$ г/л). Важно подчеркнуть, что при существующих термобарических условиях ботубинская залежь была бы газогидратной, если бы не столь высокая минерализация пластовой воды.

Залежь ботубинского продуктивного горизонта Чайнинского НГКМ имеет небольшую толщину ($8 \div 12$ м) и является газоконденсатной с нефтяной оторочкой, тектонически и литологически экранированной. Геологические запасы нефтяной оторочки (северный и южный блоки залежи) – около 200 млн т (категории $C_1 + C_2$). Тип оторочки – подгазовая при отсутствии чисто нефтяной зоны. В рамках классификации по геометрической форме и расположению этот тип нефтяной оторочки представляет собой краевую, а точнее, краевую двухконтактную залежь [3]. Что касается ее генезиса, нефтяная оторочка ботубинской залежи Чайнинского НГКМ может относиться к оторочкам остаточного типа, образованным в результате обратного испарения углеводородов бензинокеросиновых и масляных фракций. Следует отметить, что у специалистов нет единого мнения относительно критериев диагностики генетического типа нефтяных оторочек газоконденсатных залежей. Не исключено, что нефтяная оторочка ботубинской залежи может быть отнесена к оторочкам смешанного генезиса, которые образуются в результате конденсации из газовой области залежи части жидких углеводородов.

Пластовая нефть ботубинской залежи относится к средним по плотности и газонасыщенности. Ее плотность составляет 830 кг/м³ в пластовых условиях, 878 кг/м³ – в стандарт-

ных. Низкая пластовая температура обуславливает повышенную вязкость пластовой нефти ($10,71$ мПа · с). По содержанию компонентов нефть характеризуется как смолистая ($15,84$ %), парафинистая ($2,48$ %) и сернистая ($0,81$ %) [1, 4].

Выделим основные факторы, которые следует учитывать при разработке нефтяной оторочки Чайнинского НГКМ: сложность геологического строения и низкий энергетический потенциал залежи (аномально низкое пластовое давление, низкая пластовая температура, ожидаемая невысокая продуктивность нефтегазовых скважин, наличие неуглеводородных компонентов пластового газа). Принципиальным моментом здесь является нецелесообразность применения в качестве рабочего агента пресной или слабоминерализованной воды для создания разделительного экрана, вытеснения нефти и поддержания пластового давления. Это связано с отсутствием необходимых объемов водных ресурсов (по прогнозным расчетам ФГУП «ВНИГНИ»), а также с возможностью гидратообразования. Дополнительными осложняющими факторами при разработке нефтяной оторочки являются: высокая анизотропия коллектора по проницаемости при наличии высокопроницаемых пропластков; малая толщина нефтяной оторочки при значительной площади распространения; наличие неактивной законтурной воды; повышенная вязкость пластовой нефти и значительное содержание асфальтосмолистых веществ; высокая минерализация пластовой воды и наличие солей в матрице коллектора.

Далее следует обратить внимание на высокие ($\sim 0,26$) КИН из нефтяной оторочки ботубинского горизонта, утвержденный Государственным комитетом по запасам. Он основан на результатах проведенных во ФГУП «ВНИГНИ» лабораторных экспериментов (выполненных с большими допущениями) на насыпных моделях (в ходе которых исследовалась принципиальная возможность создания непроницаемого экрана), а также на результатах моделирования разработки нефтяной оторочки северного блока ботубинского горизонта при условии полного отсечения непроницаемым барьером газонасыщенной части от нефтенасыщенной. В то же время статистические данные зарубежной и отечественной практики разработки нефтяных залежей и нефтяных оторочек указывают на более низкие фак-

тически достигаемые КИН: для нефтяных залежей они редко превышают 0,30, а для нефтяных оторочек находятся на уровне 0,05÷0,15. В связи с этим представляется необходимым проведение детальных уточняющих экспериментов на реальных ядрах продуктивных отложений Чаяндинского НГКМ, что возможно, например, в Опытно-экспериментальном центре ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Подчеркнем, что до настоящего времени барьерные технологии для обеспечения одновременного освоения тонкой нефтяной оторочки и газоконденсатной части нефтегазоконденсатных залежей рассматриваемого типа не прошли промышленной апробации. Таким образом, рациональные технологические решения как по выбору системы разработки нефтяной оторочки, так и по очередности и темпам освоения запасов углеводородного сырья Чаяндинского месторождения могут быть приняты только после проведения опытно-промышленных работ [5].

Обсудим вначале перспективы освоения нефтяной оторочки Чаяндинского НГКМ в случае невозможности установить эффективный разделительный экран между нефтяной и газоконденсатной частями залежи, т.е. когда нельзя рассматривать нефтяную оторочку как самостоятельную нефтяную залежь.

Известны различные способы разработки залежей с нефтяными оторочками: на истощение, с поддержанием пластового давления, с консервацией газовой части залежи или нефтяной оторочки и др.

На месторождениях с относительно небольшими запасами нефтяных оторочек зачастую принимается решение в пользу опережающей разработки газовой части. Например, на Оренбургском месторождении нефтяная оторочка, размещенная в крыльевой части складки, разрабатывалась после начала разработки газовой части, что привело к ее расформированию и безвозвратным потерям части запасов [6]. Как отмечается в некоторых работах (см., например, работу [7]), опережающая разработка газоконденсатной зоны залежи без отбора нефти обычно является неэффективной, поскольку приводит к наибольшим потерям нефти в пласте в результате ее миграции в газонасыщенную часть залежи. Что касается одновременной разработки нефтяной части залежи и газовой шапки, то эта схема может оказаться эффективной для залежей в высокопроницаемых коллекторах с явным преобладанием

нефтенасыщенного порового объема над газонасыщенным и активными пластовыми водами. В этом случае отбор газа позволяет преобразовать нефтегазоконденсатную залежь в нефтяную. Такому процессу также способствует и наличие в газоконденсатной зоне выпавшего ретроградного конденсата. При отсутствии указанных условий одновременная разработка нефтяной и газовой частей залежи, как и первоочередная разработка газовой шапки, приводят к серьезным рискам потери запасов нефти [5].

При невозможности создания разделительного экрана между нефтяной и газоконденсатными частями залежи первоочередной ввод в эксплуатацию нефтяной оторочки с временной консервацией газовой шапки принципиально позволяет получить большую величину КИН, чем другие возможные варианты. Однако режим разработки оторочки без поддержания пластового давления может быть эффективен только при наличии активной связи с законтурной водоносной областью (т.е. при реализации упруговодонапорного режима). Тогда при малой вязкости нефти, большом наклоне пластов и высокой проницаемости коллектора, т.е. условиях, благоприятных для гравитационного разделения нефти и газа, на малых депрессиях (малых отборах жидкости) возможен равномерный охват пластов вытеснением (режим расширения газовой шапки). При этом следует подчеркнуть, что разработка нефтяных оторочек на естественных режимах даже при благоприятных фильтрационно-емкостных свойствах пород-коллекторов занимает длительный период времени из-за необходимости вести разработку с небольшими депрессиями и малыми дебитами при уменьшающейся толщине оторочки. Однако длительная разработка нефтяной оторочки приводит к консервации запасов газовой части и, соответственно, ухудшению технико-экономических показателей.

Проведенный анализ показывает, что реализовывать режим разработки без поддержания пластового давления (естественный режим истощения) при освоении нефтяной оторочки ботубинской залежи Чаяндинского НГКМ нецелесообразно по следующим причинам.

1. Малый этаж нефтеносности и отсутствие пластов с крутыми углами падения (что могло бы теоретически обеспечить высокие коэффициенты нефтеотдачи при вытеснении нефти газом в сочетании с действием гравитационных сил).

2. Отсутствие обширной нефтяной зоны с хорошей гидродинамической связью с водонапорной областью, обеспечивающей преимущественное вытеснение нефти водой.

3. Наличие высокой анизотропии по проницаемости и предположительно высокопроявляющихся пропластков (суперколлекторов), а также небольшого этажа нефтеносности, что будет способствовать преждевременным прорывам газа к эксплуатационным нефтяным скважинам.

4. Наличие неактивных подошвенных вод.

5. Аномально низкое пластовое давление в залежи и, следовательно, ее низкий энергетический потенциал.

В связи с вышеизложенным для разработки газоконденсатных залежей с нефтяными оторочками необходимо проанализировать возможности методов искусственного поддержания пластового давления, включающих: законтурное и внутриконтурное заводнение, закачку газа в газоконденсатную шапку и комбинированное воздействие (сочетание законтурного и барьерного заводнения и др.). При этом в зависимости от ситуации возможны различные модификации этих методов (см., например, работу [3]).

Сразу подчеркнем, что при разработке нефтегазоконденсатных залежей применение методов разработки, основанных на нагнетании в пласт воды для поддержания давления и вытеснения нефти, имеет ряд существенных ограничений, а при плохих коллекторских свойствах пород пласта оно вообще исключается. Способы поддержания пластового давления при разработке нефтяных оторочек газоконденсатных залежей методами закачки газа в газовую шапку или нефтяную зону предполагают наличие значительного этажа нефтеносности, малой вязкости нефти или повышенного содержания конденсата [8].

В то же время такие методы воздействия, как раздельное нагнетание воды и газа или водогазовой смеси, для повышения нефтеотдачи залежей с нефтяными оторочками зачастую достаточно эффективны.

Однако вариант с заводнением, по данным работы [10], уступает варианту с закачкой газа по ряду технических и технологических условий. При заводнении возможен прорыв закачиваемой воды в газонасыщенную часть разреза, что отрицательно скажется на выработке запасов газа и усложнит весь технологический

процесс добычи газа и его первичную подготовку. Применение заводнения для разработки нефтяной оторочки потребует дополнительного обустройства для организации объектов поддержания пластового давления и обезвоживания нефти. В результате обводнения добываемой продукции потребуются перевод скважин на механизированную добычу нефти. Кроме того, как отмечается в работе [11], при вытеснении нефти водой из тонких подгазовых оторочек вязкой нефти (свыше 10 сП) высока вероятность получения очень низких КИН (на уровне нескольких процентов).

Эффект от одновременного нагнетания воды и газа в пласты (т.е. от вытеснения водогазовой смесью) связан с повышением охвата неоднородных пластов заводнением вследствие снижения относительной проводимости высокопроницаемых пропластков, занятых водогазовой смесью. Как экспериментально установлено [11], повышение степени дисперсности смеси воды и газа повышает эффективность вытеснения нефти в послепрорывный период. Существенным ограничением для водогазового воздействия является малая толщина нефтяной оторочки (согласно работе [9], рекомендуемая толщина пласта – более 25 м), а для полимерного заводнения – высокая минерализация пластовой воды.

В практике добычи нефти из нефтяных оторочек достаточно широкое распространение получила технология барьерного заводнения. Барьер воды, создаваемый над ГНК с использованием нагнетательных скважин, разобщает нефтяную оторочку и газовую (газоконденсатную) шапку. Это позволяет увеличить безгазовые критические дебиты нефти. Барьерное заводнение применяется в основном в случае краевых нефтяных оторочек. В случае с подошвенной оторочкой закачиваемая вода достаточно быстро поступает в нефтяную оторочку, вызывая ее расформирование [12]. В некоторых случаях получены положительные результаты применения барьерного заводнения для изоляции газовой шапки от нефтяной части залежи (например, на Быстринском месторождении, пласты АС₇, АС₈) [7].

Различают три вида барьерных методов:

- 1) создание жестких барьеров (с нулевой проницаемостью);
- 2) полужестких (с резко пониженной проницаемостью);
- 3) водяных (барьерное заводнение).

Разновидностью полужестких барьеров являются полимерные экраны, создающиеся на контакте «нефть – газ» в результате закачки в скважины (без гидроразрыва) растворов, первоначально обладающих невысокой вязкостью, которая со временем существенно возрастает, обеспечивая закупоривающее действие [2]. Эффективность создания барьера между нефтяной и газовой зонами при разработке месторождений с нефтяными оторочками вводом полимера низкой концентрации отмечают многие специалисты. Основное свойство полимеров состоит в загущении воды, что приводит к уменьшению соотношения вязкостей нефти и воды в пласте и сокращению условий прорыва воды, обусловленным различием вязкостей и неоднородностью пласта. Полимерный раствор предпочтительно поступает в высокопроницаемые слои. Далее за счет двух эффектов – повышения вязкости раствора и снижения проводимости среды – происходит существенное уменьшение динамической неоднородности потоков жидкости и, как следствие, повышение охвата пластов заводнением.

Достаточно высокая нефтеотдача может быть достигнута только в случае вытеснения нефти агентами, вязкость которых (μ_a) выше вязкости нефти (μ_n в 1,5÷2 и более раз). Максимальный эффект обеспечивается при условии $\mu_a / \mu_n \sim 3$. При вытеснении нефти традиционными агентами – водой или газом – наблюдается не только существенно меньшая по сравнению с применением двухфазных водогазовых смесей (вода – азот, вода – углеводородный газ) или водных растворов полиакриламида (ПАА) допрорывная нефтеотдача, но и крайне незначительный прирост добычи после прорыва агента. Методами физического моделирования (для условий, приближенных к условиям Чайнинского НГКМ) была установлена высокая эффективность вытеснения нефти водными растворами ПАА низкой концентрации и водометановой смесью при различных соотношениях жидкой и газовой фаз [11].

В то же время у методов создания полимерных экранов существуют определенные недостатки. Технически трудно избирательно закачать агенты в пласт таким образом, чтобы они распространялись только вдоль контакта «нефть – газ». Направленная закачка агентов (полимерного раствора) на большие расстояния вглубь пласта практически невозможна. Особенно это трудно сделать в пластах с поло-

гим залеганием, где протяженность контактной поверхности между газонасыщенной и нефтенасыщенной зонами значительна. Возможно и взаимодействие агентов вне контакта «нефть – газ», что приведет к негативному результату – закупорке продуктивной части пласта и снижению его проницаемости [2].

При освоении нефтяной оторочки ботубинской залежи Чайнинского НГКМ с учетом низких пластовых температур и наличия газового фактора необходимо специально разрабатывать мероприятия по предотвращению образования газовых гидратов. Например, в целях предупреждения возможного гидратообразования в качестве прослойки между оторочкой водного раствора полимера и углеводородным газом газовой шапки может применяться нагнетание инертного газа, например азота, который при пластовых давлениях на уровне 13 МПа и температурах выше 9 °С не образует газовых гидратов [13]. Однако указанная технология требует дальнейшего анализа и практической доработки.

Поскольку полимеры являются дорогостоящими реагентами, то для уменьшения затрат на увеличение нефтеотдачи существенный интерес представляют методы, основанные на использовании более дешевых и недефицитных химических продуктов. К таким методам прежде всего относится закачка пены, которая, как известно, резко снижает фазовую проницаемость нефти и газа. По этой технологии раствор поверхностно-активного вещества (ПАВ) закачивается на уровне ГНК, и пена образуется при фильтрации газа через ПАВ [2]. Таким образом, увеличение охвата залежи происходит не только за счет сближения вязкостей нефти и вытесняющего агента, но и за счет уменьшения степени неоднородности пласта по подвижности нефти. Применение пенных систем тем эффективнее, чем выше неоднородность пласта по проницаемости и соотношению вязкостей нефти и вытесняющего агента (воды или газа). При использовании этой технологии также следует учитывать риски, связанные с гидратообразованием.

В связи с вышеизложенным представляет интерес подход к разработке нефтегазовых залежей, заключающийся в создании на уровне ГНК неподвижного экрана и затем увеличивающегося в размерах жидкостного (водяного) барьера [12]. Назначением неподвижного экрана является предотвращение прорыва в зону

дренирования воды, закачиваемой в ходе создания жидкостного барьера; водяного экрана – разобщение газовой шапки и нефтяной оторочки (т.е. недопущение прорывов газа к скважине), а также поддержание пластового давления.

В качестве примера рассмотрим последовательность реализации этой технологии в случае вертикальной скважины [12]. До начала эксплуатации добывающей скважины в межтрубном пространстве на уровне ГНК устанавливается пакер. По затрубному пространству в область газоносности нагнетается гелеобразующий раствор, который, растекаясь вдоль ГНК, создает непроницаемый (слабопроницаемый) экран заданного размера по латерали. Затем (также по затрубью) в область газоносности начинается закачка воды для формирования жидкостного барьера. Спустя некоторое время с момента закачки воды приступают к добыче нефти из нефтяной оторочки. При этом закачка воды продолжается. Жидкостной барьер оттесняет газ все дальше от забоя скважины, предотвращая его прорыв к скважине.

В качестве альтернативы могли бы рассматриваться водные растворы силиката натрия (жидкое стекло), образующие в пласте силикатные гели, которые способствуют увеличению коэффициента охвата вытеснением за счет повышенной вязкости растворов и затрудняют прорывы газа или воды. Гели обладают селективными свойствами и регулируемым временем образования (загеливания). Однако и эта технология имеет ряд недостатков и ограничений: сложность избирательной закачки композиции вдоль контакта «нефть – газ» вглубь пласта на большие расстояния; довольно высокая стоимость химреагентов; сложность подготовки закачиваемых растворов; ограниченность водных ресурсов. Неблагоприятным фактором для использования рассматриваемой технологии является также высокая минерализация пластовых вод ботубинской залежи Чайдинского НГКМ.

Рассматривая методы воздействия на пласты газоконденсатных залежей с нефтяными оторочками, целесообразно также рассмотреть нагнетание агентов, обладающих физико-химическим сродством с пластовыми углеводородами. Такими агентами могут быть углеводородные растворители. Способы вытеснения нефти растворителями и получение при этом высоких КИН широко известны. Перспективным является применение растворителей, которые

могут быть получены на сырьевой базе газоконденсатной зоны. В работе [2] рассматривается метод вертикального смешивающегося вытеснения нефти закачкой оторочки растворителя (газоконденсата, широкой фракции легких углеводородов (ШФЛУ) над ГНК сверху вниз. При этом добыча нефти осуществлялась в нижней части оторочки, вблизи ВНК. Наряду с преимуществами (прорыв растворителя к добывающим скважинам не приводит к их остановке; нет проблемы образования газовых конусов, могут появляться только конденсатные; и т.д.), этот метод имеет и недостатки. Так, расположение интервала перфорации добывающих скважин вблизи ВНК может привести к быстрому появлению водяных конусов. При этом следует учитывать, что неблагоприятными факторами для использования этого метода являются небольшая толщина нефтяной оторочки ботубинской залежи и незначительное содержание в ней конденсата.

При разработке нефтяной оторочки высокая вероятность одновременного протекания процессов отложения солей и образования асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО). Для предупреждения и борьбы с такими осложнениями на нефтяных и газовых промыслах используются достаточно эффективные тепловые методы [3]. Их применение основано на увеличении температуры в призабойной зоне и стволе скважин. Оно вполне обоснованно при добыче высоковязких парафинистых и смолистых нефтей. Прогрев приводит к разжижению нефти, расплавлению парафина и смолистых веществ, осевших в процессе эксплуатации скважин на стенках, подъемных трубах и в призабойной зоне. Применение теплоносителей (в частности, горячей воды) для вытеснения парафинистой нефти повышенной вязкости дает хорошие результаты, однако в связи с потерями теплоты этот метод ограничен глубиной залегания пластов до 1500 м [9]. По всей вероятности, при разработке нефтяной оторочки ботубинской залежи приемлемо адресное применение тепловых методов (в частности, использование забойных нагревателей).

Каждому из вышеприведенных методов присущи свои преимущества и недостатки (таблица). Так, водогазовое воздействие или использование пенных систем наряду с достоинствами (повышение охвата неоднородных пластов вытеснением за счет улучшения соотношения подвижностей вытесняющего агента

**Преимущества и недостатки технологий с использованием вытесняющих агентов
(применительно к разработке нефтяных оторочек Чаюдинского НГКМ)**

Технологии (вытесняющие агенты)	Преимущества	Недостатки
Заводнение (вода)	Простота и относительно низкая стоимость реализации	Вероятность образования конусов и прорыва воды. Отсутствие необходимых объемов водных ресурсов. Неблагоприятное соотношение подвижностей вытесняющей и вытесняемой фаз (вода – нефть). Низкий прогнозный КИН. Возможность гидратообразования
Закачка газа (азот, углеводородный газ и др.)	Физико-химическое средство с пластовыми углеводородами (при вытеснении нефти углеводородным газом). Создание газовой прослойки (азот) для исключения гидратообразования	Неблагоприятное соотношение подвижностей вытесняющей и вытесняемой фаз (газ – нефть). Высокая вероятность образования газовых конусов
Закачка водных растворов полимеров (ПАА, гипан и др.)	Возможность получения высокого коэффициента охвата пласта вытеснением за счет повышенной вязкости растворов. Снижение риска прорывов газа или воды	Сложность избирательной закачки раствора вдоль контакта «нефть – газ» вглубь пласта на большие расстояния. Ограниченность водных ресурсов. Высокая стоимость хирреагентов и сложность подготовки полимерных растворов со стабильной реологической характеристикой (вязкостью). Вероятность снижения эффективности применения растворов полимеров и их устойчивости в условиях высокой минерализации пластовых вод
Водогазовое воздействие (ВГС: «вода – азот»)	Благоприятное соотношение подвижностей вытесняющей и вытесняемой фаз (ВГС – нефть). Повышение охвата неоднородных пластов вытеснением за счет снижения относительной проводимости высокопроницаемых пропластков. Возможность получения высокого КИН	Ограниченность водных ресурсов. Риск гидратообразования. Малая толщина нефтяной оторочки
Закачка горячей воды (или другого теплоносителя)	Эффективность при вытеснении тяжелой средневязкой асфальтосмолопарафинистой нефти	Ограничение по глубине залегания пластов (до 1500 м) в связи с потерями теплоты. Ограниченность водных ресурсов
Применение пенных систем	Повышение охвата неоднородных пластов вытеснением за счет улучшения соотношения подвижностей вытесняющего агента и нефти, а также снижения относительной проводимости высокопроницаемых пропластков. Возможность получения высокого КИН	Высокая вероятность прорыва газа к забою эксплуатационной скважины не через экран, а под экраном (особенно при небольшой толщине нефтяной оторочки)
Закачка растворителей (газоконденсат, ШФЛУ)	Возможность приготовления растворителей на собственной сырьевой базе газоконденсатной зоны. Возможность получения высокого КИН	Небольшая толщина нефтяной оторочки и незначительное содержание конденсата в залежи
Циклическая закачка вытесняющих агентов (нестационарные методы)	Возможность регулирования степени охвата пласта. Снижение риска прорывов вытесняющих нефть агентов	Наличие ограничений, обусловленных организационно-техническими причинами и аномально низким пластовым давлением в ботубинской залежи

и нефти, снижения относительной проводимости высокопроницаемых пропластков) имеют и значительные ограничения в случае небольшой толщины нефтяной оторочки. Применение закачки воды или водных растворов химерагентов затруднено в связи с ограниченностью водных ресурсов, вероятностью образования конусов и прорыва воды к забоям эксплуатационных скважин, а также возможностью гидратообразования в системах добычи и транспортировки продукции.

На основе проведенного анализа можно сделать следующие предварительные рекомендации, направленные на повышение коэффициента извлечения нефти при освоении нефтяных оторочек Чаяндинского месторождения.

1. В качестве наиболее перспективных вытесняющих агентов могут рассматриваться: газ (азот, углеводородный газ, дымовые газы и др.), водогазовые смеси (вода – азот, вода – углеводородный газ) или водные растворы полимеров (в частности, полиакриламида). С целью предупреждения гидратообразования предпочтительнее применение водогазовых смесей на базе азота, а также нагнетание азота для создания прослойки между оторочкой водного раствора полимера и углеводородным газом газовой шапки.

2. Растворы полимеров должны обладать высокой вытесняющей способностью, стабильной во времени вязкостью и устойчивостью (по отношению к солям кальция и магния)

в условиях высокой минерализации пластовой воды Чаяндинского НГКМ. В связи с этим наиболее перспективным представляется использование водных растворов гипана. Закачку загущенных водных растворов целесообразно проводить в комплексе с добавками ингибитора гидратообразования (хлорида кальция и др.).

3. Учитывая аномально низкую пластовую температуру, повышенную вязкость нефти и значительное содержание асфальтосмолистых и парафинистых веществ в нефти ботубинской залежи в качестве мер по предотвращению образования АСПО целесообразно применение тепловых методов (в частности, забойных скважинных нагревателей), а также ингибиторов парафиноотложения.

4. На определенных этапах разработки нефтяной оторочки может возникнуть необходимость сочетания вышеуказанных технологий извлечения нефти с циклическими методами воздействия, позволяющими регулировать степень охвата пласта и снижающими вероятность прорывов вытесняющих агентов.

Испытания перспективных технологий разработки нефтяной оторочки целесообразно осуществлять на этапе опытно-промышленных работ на выделенном опытном участке Чаяндинского НГКМ только после натурного моделирования технологий в лабораторных условиях и проведения детальных технико-экономических расчетов.

Список литературы

1. Косачук Г.П. Оценка коэффициента извлечения нефти нефтегазовых месторождений с нефтяной оторочкой / Г.П. Косачук, Ф.Р. Биалов // Газовая промышленность. – 2009. – Спец. вып. – С. 19–22.
2. Панфилов М.Б. Единая концепция разработки сложнопостроенных нефтегазовых месторождений: обз. инф. / М.Б. Панфилов. – М.: ИРЦ Газпром, 1994. – 96 с. – (Серия «Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений»).
3. Пономарев А.И. Повышение эффективности разработки залежей углеводородов в низкопроницаемых и слоисто-неоднородных коллекторах / А.И. Пономарев. – Новосибирск: Издательство СО РАН, 2007. – 236 с.
4. Парфенова Н.М. Физико-химическая характеристика флюидов Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения / Н.М. Парфенова, Л.С. Косякова и др. // Актуальные проблемы и перспективы освоения месторождений углеводородов: материалы II Междунар. науч.-практич. конфер. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2012.
5. Люгай Д.В. Особенности освоения и проектирования разработки Чаяндинского НГКМ / Д.В. Люгай // Газовая промышленность. – 2010. – № 1 (спец. вып.). – С. 56–58.
6. Ибрагимов И.И. Обоснование рациональных технологических параметров разработки горизонтальными скважинами нефтяных оторочек газоконденсатных залежей: дисс. ... канд. техн. наук. – М.: РГУНГ, 2009.

7. Желтов Ю.В. Разработка нефтегазоконденсатных залежей с поддержанием пластового давления закачкой воды / Ю.В. Желтов, В.М. Рыжик, В.Н. Мартос // Физико-геологические факторы при разработке нефтяных и нефтегазоконденсатных месторождений: труды ИГиРГИ. – М.: Недра, 1969. – С. 190–197.
8. Полстянов Д.Е. Разработка газовых и газоконденсатных месторождений с нефтяной оторочкой // Вузовская наука – Северо-Кавказскому региону: материалы XI региональной науч.-техн. конфер. – Т. 1: Естественные и точные науки. Технические и прикладные науки. – Ставрополь: СевКавГТУ, 2007. – 278 с.
9. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов / М.Л. Сургучев. – М.: Недра, 1986. – 305 с.
10. Пантелеев А.С. Опыт промышленной эксплуатации и перспективы освоения нефтяных оторочек Оренбургского ГКМ / А.С. Пантелеев, Е.С. Гришин, И.Н. Малиновский // Геология нефти и газа. – 1990. – № 2. – С. 4.
11. Рассохин А.С. Экспериментальное обоснование методов подготовки агентов для вытеснения вязкой нефти: автореф. дисс. ... канд. техн. наук / Рассохин Андрей Сергеевич. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2009.
12. Закиров С.Н. Разработка газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений / С.Н. Закиров. – М.: Струна, 1998. – 628 с.
13. Изюмченко Д.В. Особенности проектирования разработки Чайядинского гелийсодержащего месторождения с нефтяной оторочкой промышленного значения / Д.В. Изюмченко, С.В. Буракова и др. // Актуальные проблемы и перспективы освоения месторождений углеводородов: материалы II Междунар. науч.-практич. конфер. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2012.