

ИНТЕГРИРОВАННЫЙ ПОДХОД К РАЗРАБОТКЕ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ С ТОНКОЙ НЕФТЯНОЙ ОТОРОЧКОЙ В УСЛОВИЯХ ПРИСУТСТВИЯ ПОДОШВЕННОЙ ВОДЫ С ПРИМЕНЕНИЕМ МНОГОФУНКЦИОНАЛЬНЫХ СКВАЖИН

УДК 622.276

А.В. Поушев, ООО «НОВАТЭК НТЦ» (Тюмень, РФ), AVPoushev@novatek.ru

П.А. Кудрин, ООО «НОВАТЭК НТЦ»

А.В. Язьков, ООО «НОВАТЭК НТЦ»

Д.Г. Нероденко, ООО «НОВАТЭК НТЦ»

А.В. Язьков, ОАО «АРКТИКГАЗ» (Новый Уренгой, РФ)

Разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти (ТРИЗ), приуроченными к маломощным нефтяным оторочкам с подошвенной водой, является актуальной задачей для большого количества добывающих компаний во всем мире. Основная сложность при разработке таких запасов – практически неизбежное образование конусов газа и воды. В статье предложен подход к разработке подобных залежей, предусматривающий применение многофункциональных горизонтальных скважин со сложным заканчиванием, позволяющий эффективно использовать энергию газовой шапки и управлять рисками, связанными с прорывами подстилающей воды. Задачи проектирования разработки и обустройства нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ) решаются с использованием интегрированной модели системы «пласт – скважина – наземная инфраструктура», позволяющей согласовать решение задач подземной гидродинамики и транспортировки продукции в скважине и системе сбора, учитывая сложное взаимовлияние всех объектов проектирования «от пласта до сбора и транспортировки углеводородов». Представлены этапы создания интегрированной модели и примеры моделирования сложных инженерных операций, таких как приобщение газонасыщенного интервала в многофункциональных скважинах и организация внутрискважинного бескомпрессорного газлифта, переключение скважин из низконапорной сети сбора в сеть сбора высокого давления. Продемонстрированы результаты эксплуатации фактических многофункциональных скважин, полученные в рамках проведения опытно-промышленных работ.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: МНОГОФУНКЦИОНАЛЬНАЯ СКВАЖИНА, ИНТЕГРИРОВАННАЯ МОДЕЛЬ, НЕФТЯНАЯ ОТОРОЧКА, ГАЗОВАЯ ШАПКА, ВНУТРИСКВАЖИННЫЙ ГАЗЛИФТ.

В настоящее время практически все нефтегазовые компании в России столкнулись с проблемой ухудшения качества ресурсно-сырьевой базы, в структуре которой снижается доля «легкой» нефти, добываемой из коллекторов с большими толщинами и хорошими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС), и неуклонно растет доля ТРИЗ.

С истощением активно разрабатываемых «простых» запасов

нефтегазодобывающие компании вынуждены вовлекать в разработку ТРИЗ нефти, которые находятся в труднодоступных районах, с экстремальными климатическими условиями и в условиях отсутствия развитой инфраструктуры, залегают на больших глубинах в виде тонких нефтяных оторочек НГКМ.

Основной проблемой разработки таких ТРИЗ являются процессы образования водяных и газовых

конусов с последующими практически неизбежными прорывами газа и/или воды к забою добывающих скважин, что, в свою очередь, приводит к ухудшению технико-экономических и технологических показателей разработки и не позволяет достичь высоких утвержденных значений коэффициента извлечения нефти (КИН) [1].

Таким образом, экономически эффективная разработка нефтяных оторочек НГКМ, осложненных

Poushev A.V., Research and Development Center NOVATEK LLC (Tyumen, RF)

Kudrin P.A., Research and Development Center NOVATEK LLC

Yaz'kov A.V., Research and Development Center NOVATEK LLC

Nerodenko D.G., Research and Development Center NOVATEK LLC

Yaz'kov A.V., ARKTIKGAZ OJSC (Novy Urengoy, RF)

Integrated approach to the development of oil and gas condensate deposits with an oil leg in the presence of bottom water with the use of multifunctional wells

The development of fields with hard-to-recover oil deposits (HROD) confined to low-powered oil legs with bottom water is a topical issue for a great number of production companies all over the world. The main complexity in the development of such deposits lies in a practically unavoidable formation of gas and water cones. This work proposes an approach to the development of such fields that provides for the use of multifunctional horizontal wells with complex well completion that allows effectively using the gas cap's power and managing risks related to influxes of basement water. Design goals of the development and arrangement of an oil and gas condensate field (OGCF) in this work are solved with the use of an integrated model «Bed – Well – Aboveground Infrastructure» that allows coordinating the solving of goals of underground hydrodynamics and transportation of products in the well and the collection system, taking into account a complex interrelation of all design objects «from the bed to the collection and transportation of hydrocarbons». The integrated model's creation stages are presented, as well as simulated examples of complex engineering operations, such as commingling of a gas-saturated interval in multifunctional wells and organization of intrawell direct gas lift, switching wells from the low pressure collection system to the high pressure collection system. The results of operation of actual multifunctional wells obtained as part of industrial experiment works are presented.

KEY WORDS: MULTIFUNCTIONAL WELL, INTEGRATED MODEL, OIL LEG, GAS CAP, INTRAWELL GAS LIFT.

наличием подстилающей воды, в настоящее время является серьезным технологическим вызовом для нефтегазодобывающей отрасли и обуславливает необходимость совершенствования технологий и существующих традиционных подходов к разработке таких ТРИЗ.

МНОГОФУНКЦИОНАЛЬНЫЕ СКВАЖИНЫ

Под многофункциональной понимается горизонтальная скважина, первоначально пробуренная под газонефтяной контакт (ГНК) в целях добычи нефти из нефтяной оторочки, а также прорывного газа и конденсата из газовой шапки, с ростом обводненности переведенная в разряд газодобывающих вертикальных с отсечением обводнившегося горизонтального ствола и вскрытием верхней газонасыщенной части.

Компоновка заканчивания таких скважин предусматривает возможность как приобщения газонасыщенного интервала газовой шапки в процессе разработки для организации внутрискважинного бескомпрессорного газлифта, так

и отсечения обводнившейся горизонтальной секции скважины при достижении доли воды в продукции критического значения, при котором фонтанирование скважины невозможно. Принципиальная схема конструкции многофункциональной скважины представлена на рис. 1.

Таким образом, многофункциональность скважины заключается в изменении ее целевого назначения на различных этапах «жизни» (табл. 1) в зависимости



Рис. 1. Принципиальная схема конструкции многофункциональной скважины

от термодинамических процессов, протекающих в пласте, динамики обводнения и соотношения газа и нефти в добываемой продукции после прорыва конусов газа и/или воды к забою, темпов снижения пластового давления, продуктивности, изменения конъюнктуры рынка и целесообразности смещения акцента с добычи нефти в сторону добычи газа и наоборот:

- 1-й этап – на этом этапе эксплуатации многофункциональная скважина по своей сути является нефтяной, ее горизонтальный ствол размещается на 2–3 м ниже ГНК, и основной ее функцией на этом этапе «жизни» является добыча нефти из нефтяной оторочки;
- 2-й этап – с прорывом газа из газовой шапки к стволу скважины, сопровождающимся увеличением доли газа по отношению к нефти в составе добываемой продукции и устьевого давления, скважина условно переводится в разряд «нефтяных с высоким газовым фактором». Ее основная функция на этом этапе – добыча нефти из нефтяной оторочки, а также прорывного газа и конденсата из газовой шапки.

Таблица 1. Изменение целевого назначения многофункциональной скважины в различные периоды эксплуатации

Период эксплуатации	Тип скважины	Функция	Технологическая операция
1	Нефтяная	Добыча нефти из оторочки	Штуцирование скважин при $p_{\text{лин}} > 4$ МПа
2	Нефтяная с высоким газовым фактором	Добыча нефти из оторочки, прорывного газа и конденсата из газовой шапки	Перевод скважины из сети низкого в сеть высокого давления
			Приобщение вышележащего газонасыщенного интервала – организация внутрискважинного бескомпрессорного газлифта
3	Газовая	Добыча газа и конденсата из газовой шапки	Отсечение обводнившейся нефтяной части

С ростом обводненности, сопровождающимся увеличением потерь давления по стволу скважины, на данном этапе эксплуатации в скважине возможны приобщение вышележащего газонасыщенного интервала газовой шапки и организация внутрискважинного бескомпрессорного газлифта с контролируемым отбором газа в количестве, необходимом для обеспечения оптимальных условий фонтанирования;

- 3-й этап – с дальнейшим ростом обводненности и достижением критического значения доли воды в продукции, при котором фонтанирование невозможно, скважина переводится в разряд газодобывающих вертикальных с отсечением обводнившегося горизонтального ствола и дальнейшей эксплуатацией только вышележащего газонасыщенного интервала газовой шапки.

ПРИМЕР ПРАКТИЧЕСКОГО ПРИМЕНЕНИЯ МНОГОФУНКЦИОНАЛЬНЫХ СКВАЖИН

Рассмотрим практику применения многофункциональных скважин на примере НГКМ, которое расположено в Ямало-Ненецком АО Тюменской области и содержит три нефтегазоконденсатные залежи, подстилаемые водой (рис. 2).

Основные запасы газа месторождения приурочены к газоконденсатным шапкам пластов A_1 , A_2 и A_3 , эффективные газонасыщенные толщины которых в среднем составляют 15 м, а потенциальное

содержание C_{5+} в пластовом газе варьирует от 205 до 225 г/м³.

Основные запасы нефти приурочены к нефтяной оторочке пласта A_2 , эффективная нефтенасыщенная толщина которой в среднем не превышает 8 м.

Разработка запасов верхнего и нижнего газоконденсатных пластов A_1 и A_3 осуществляется на истощение с помощью собственного фонда горизонтальных скважин.

Ввод в эксплуатацию запасов газовой шапки пласта A_2 в целях поддержания полки стабильной добычи газа по мере истощения пластов A_1 и A_3 планируется одновременно с вводом в разработку запасов нефти нефтяной оторочки.

Для выработки запасов газовой шапки пласта A_2 планируется отдельный фонд газовых скважин, размещенных в зонах максимальных газонасыщенных толщин.

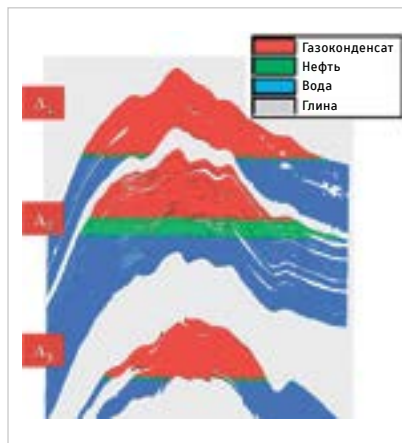


Рис. 2. Геологический разрез месторождения

В краевых же зонах пласта A_2 , где, с одной стороны, газонасыщенные толщины малы и составляют примерно несколько метров, а с другой – наблюдаются максимальные толщины нефтяной оторочки, планируется размещать многофункциональные горизонтальные скважины сложной конструкции (рис. 3) [2].

ОРГАНИЗАЦИЯ СИСТЕМЫ СБОРА ПРОДУКЦИИ МНОГОФУНКЦИОНАЛЬНЫХ СКВАЖИН

Сбор всего добываемого сырья как газовых, так и многофункциональных скважин месторождения реализован посредством трехтрубной системы сбора. Одна система предназначена для углеводородов с газоконденсатных скважин и направления их на установку комплексной подготовки газа (УКПГ). После подготовки товарные газ и конденсат поступают в систему внешнего транспорта.

Две другие – низконапорная (НН) и высоконапорная (ВН) – системы предназначены для сбора углеводородов, поступающих с многофункциональных скважин. Продукция многофункциональных скважин с низким устьевым давлением подается на установку подготовки нефти (УПН) по низконапорным шлейфам. Продукцией УПН после сепарации и подготовки сырья является товарная нефть, которая в дальнейшем подается в систему внешнего транспорта. В составе УПН спроек-

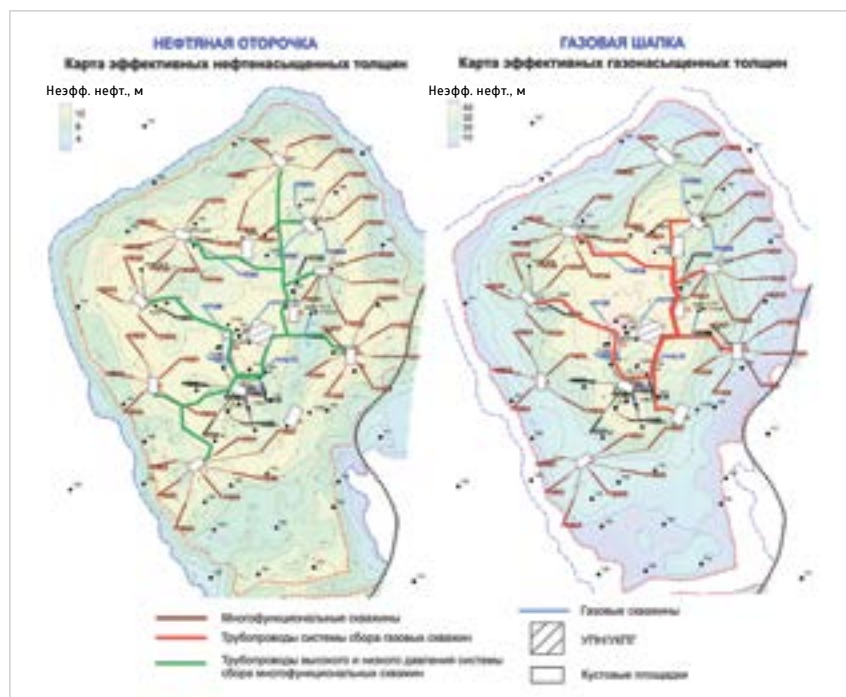


Рис. 3. Размещение горизонтальных газовых и многофункциональных скважин на картах эффективных газонасыщенных и нефтенасыщенных толщин пласта А₂

тирована компрессорная станция, предназначенная для компримирования попутного нефтяного газа (ПНГ) до давления, необходимого для процесса подготовки на УКПГ. После компримирования ПНГ с УПН направляется на УКПГ для совместной подготовки с пластовым газом.

Продукция скважин с высоким устьевым давлением по высоконапорным шлейфам будет подаваться на отдельный двухступенчатый сепаратор высокого давления. После первой ступени сепарации (10 МПа, 30 °С) высоконапорный газ под собственным давлением подается на УКПГ для

совместной подготовки с пластовым газом, а отсепарированные нефть и конденсат поступают на вторую ступень сепарации (2 МПа, 25 °С), после которой поставляются на УПН для дальнейшей подготовки и сдачи нефти в систему внешнего транспорта. Принципиальная схема трехтрубной системы сбора и транспорта продукции месторождения представлена на рис. 4, принципиальная схема объектов подготовки продукции газовых и многофункциональных скважин – на рис. 5.

Такая нетривиальная система сбора имеет ряд важных ограничений, в числе которых максимальная производительность УКПГ и УПН по газу, максимальная пропускная способность шлейфов низкого и высокого давления по жидкости, давление и температура на входе в УКПГ, УПН и на входе в системах внешнего транспорта, максимальное линейное давление в коллекторах низкого давления, мощность дожимной компрессорной станции (ДКС) и многие другие, которые необходимо принимать во внимание при проектировании разработки нефтяной залежи с газовой шапкой с применением многофункциональных скважин.

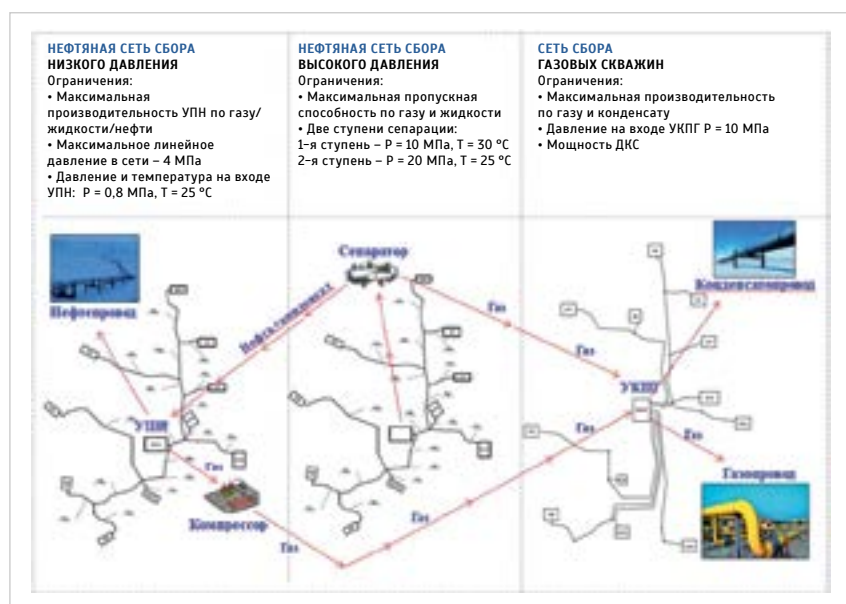


Рис. 4. Принципиальная схема расположения объектов сбора и транспорта продукции газовых и многофункциональных скважин

ПРЕДПОСЫЛКИ И ЭТАПЫ СОЗДАНИЯ ИНТЕГРИРОВАННОЙ МОДЕЛИ

Помимо вышеописанных ограничений сети сбора имеются также ограничения пласта, к которым относятся максимальная депрессия, утвержденные уровни добычи и коэффициент извлечения нефти (КИН), которых необходимо достичь, а также ограничения конструкции скважин, такие как минимальный дебит газа и скорость движения в насосно-компрессорных трубах (НКТ), необходимые для выноса продукции с забоя скважины.

Столь большое число ограничений, которые необходимо учесть при проектировании разработки и получении наиболее близких к

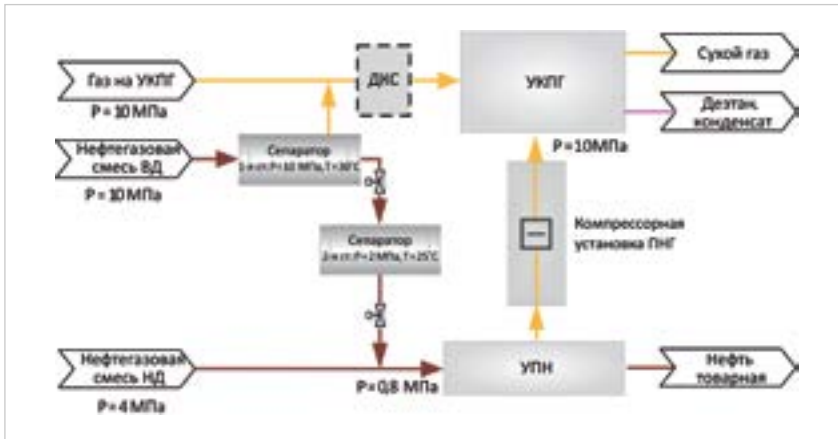


Рис. 5. Схема объектов для подготовки продукции газовых и многофункциональных скважин

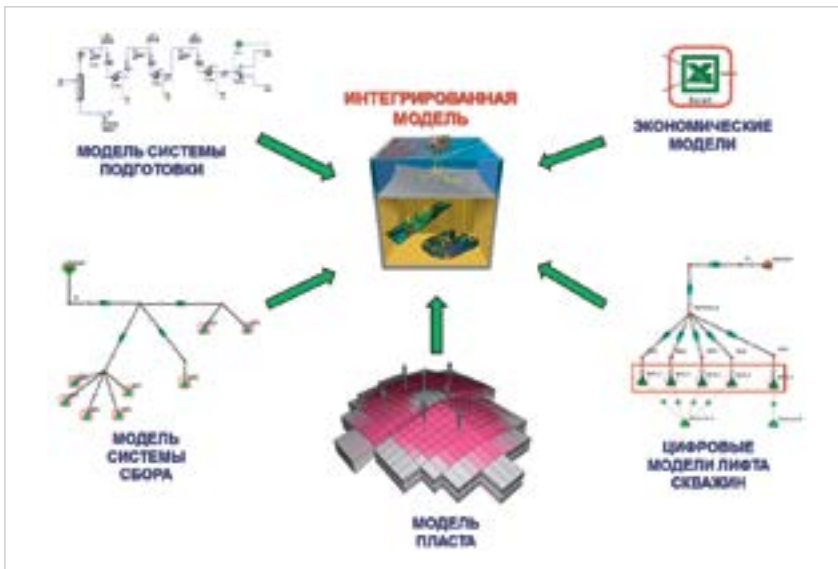


Рис. 6. Интегрированная модель «пласт – скважина – наземная инфраструктура»

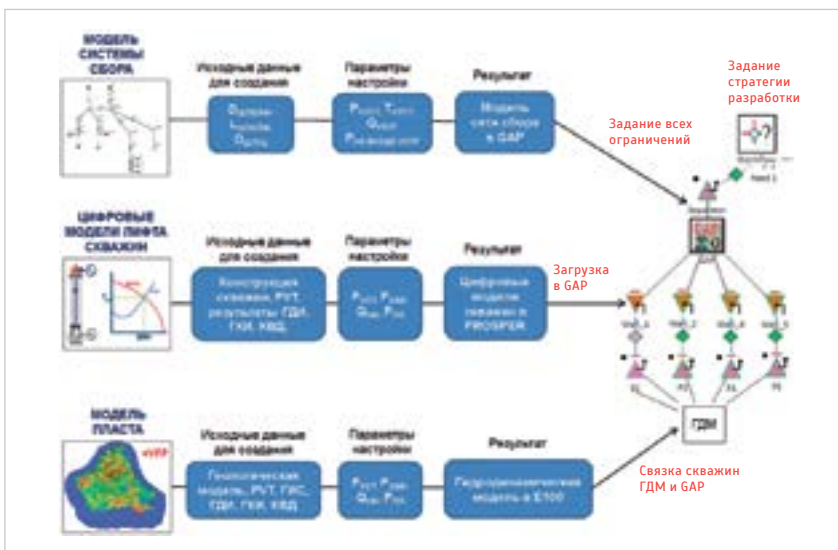


Рис. 7. Этапы создания интегрированной модели «пласт – скважина – наземная инфраструктура»

реальности результатов расчетов прогнозных вариантов, обуславливает необходимость создания комплексной интегрированной модели «пласт – скважина – наземная инфраструктура».

Интегрированная модель представляет собой единую среду, в которой подключаются и взаимодействуют в целях поиска единого общего решения цифровые модели скважин, модели объектов сбора, подготовки и внешнего транспорта углеводородов, гидродинамические модели пластов, экономические модели (рис. 6).

Интеграция всех вышеописанных компонентов системы «пласт – скважина – наземная инфраструктура» в единую среду позволяет получать отклик системы при изменении любых параметров и оказании управляющих воздействий, охватывая не только аспекты разработки и геологии, но и ограничения наземной инфраструктуры.

Интегрированная модель на основе многосценарных расчетов позволяет с высокой степенью точности прогнозировать производственные показатели, а значит, эффективно планировать, управлять, оперативно принимать оптимальные решения, учитывая взаимовлияние всех компонентов системы добычи «от пласта до сбора и транспортировки углеводородов» в рамках единой модели.

Процедура создания интегрированной модели разделена на несколько этапов (рис. 7):

1) этап создания модели сети сбора продукции. Модель трехтрубной системы сбора месторождения, включающая трубопроводы низкого и высокого давления, необходимые для сбора продукции газоконденсатных и многофункциональных скважин и направления их на установки комплексной подготовки газа и нефти, была построена с использованием ПО GPR и учитывает фактические и проектные штуцеры скважин, диаметры и длины



Рис. 8. Этапы эксплуатации многофункциональной скважины

трубопроводов, перепады высот и конфигурацию системы сбора. Адаптация модели сети сбора заключалась в выборе корреляции течения флюида по трубопроводам и ее настройки на фактические данные таким образом, чтобы расчетный перепад давления и температуры по трубопроводам от устья скважин до установок комплексной подготовки газа и нефти совпадал с фактическим перепадом, полученным при заданных фактических расходах флюидов;

2) этап создания цифровых моделей скважин. Цифровые модели как проектных, так и фактических газовых и многофункциональных скважин месторождения настроены на фактические замеры с использованием ПО Prosper. Исходными данными для создания цифровых моделей являлись фактические и проектные траектории и конструкции скважин, диаметры и глубины спуска НКТ, модели пластовых флюидов. Настройка цифровых моделей скважин заключалась в выборе корреляции течения флюида таким образом, чтобы расчетные перепады давления от забоя до устья скважин совпадали с фактическими, полученными по результатам газоконденсатных, газодинамических и гидродинамических исследований;

3) этап создания гидродинамической модели месторождения. Полномасштабная гидродинамическая модель пластов A_1 , A_2 и A_3 месторождения была построена в формате симулятора Eclipse

100 и настроена на результаты газодинамических и гидродинамических исследований, а также на фактическую историю работы с использованием флюидальной модели в формате Blackoil;

4) этап интеграции модели сети сбора, цифровых моделей скважин и гидродинамической модели. Для объединения цифровых моделей скважин, моделей объектов сбора углеводородов и гидродинамических моделей пластов в единую среду был выбран интегратор Resolve, позволяющий связать различные инженерные пакеты, предназначенные для расчета тех или иных параметров месторождения.

На этапе интеграции скважины в гидродинамической модели связываются со скважинами модели сети сбора на забое посредством цифровых моделей скважин. Всевозможные ограничения, такие как максимальная производительность УКПГ и УПН, шлейфов низкого и высокого давления по жидкости и по газу, давление и температура на входе в УКПГ и УПН, максимальные линейные давления и скорости в шлейфах и др., задаются в модели сети сбора в модуле GAP.

РЕАЛИЗАЦИЯ КОМПЛЕКСНОГО ПОДХОДА С ПРИМЕНЕНИЕМ МНОГОФУНКЦИОНАЛЬНЫХ СКВАЖИН В ИНТЕГРИРОВАННОЙ МОДЕЛИ

Эксплуатация многофункциональной скважины условно может быть разделена на три основных этапа (рис. 8), где $p_{лин}$ – линейное

давление в сети сбора низкого давления, $D_{шт}$ – диаметр штуцера на скважине, $Q_{макс}$ – максимальная производительность УПН по газу.

На первом этапе эксплуатации многофункциональная скважина по своей сути является нефтяной, и продукция скважины поставляется на УПН по шлейфам низкого давления. В случае присутствия непроницаемого глинистого барьера между стволом скважины и ГНК прорывов газа к забою не происходит, и скважина практически на всем протяжении эксплуатации работает в сеть низкого давления.

В случае прорыва газа газовой шапки к забою скважины, сопровождающегося ростом устьевого и линейных давлений, в рамках предлагаемого подхода предполагается производить штуцирование многофункциональных скважин. Штуцирование предусматривает изменение размеров штуцеров от максимального (41 мм) до минимального (8 мм) на тех скважинах, у которых линейное давление после штуцера превышает 4 МПа, при котором возможна безаварийная эксплуатация.

В определенный момент эксплуатации может возникнуть ситуация, когда скважина будет зажата минимальным штуцером 8 мм, но из-за прорыва газа к забою линейное давление после штуцера превысит допустимое по технике безопасности значение 4 МПа, и работа скважины в сеть низкого давления станет невозможной. В таком случае

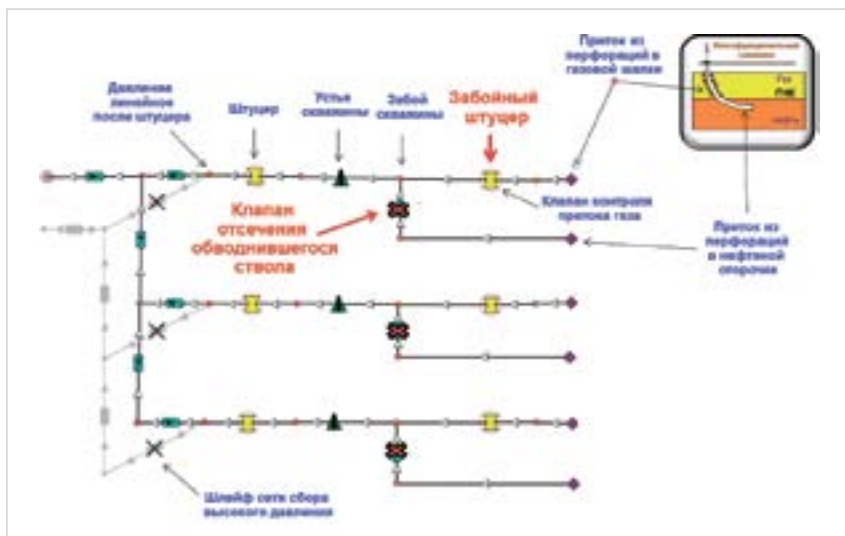


Рис. 9. Схема задания куста многофункциональных скважин в интегрированной модели

предполагается производить переключение многофункциональной скважины из сети низкого давления в сеть высокого давления в целях продолжения ее дальнейшей эксплуатации.

Еще одной причиной необходимости переключения многофункциональных скважин из сети низкого давления в сеть высокого давления может стать превышение максимальной допустимой производительности УПН по газу. Каждая УПН спроектирована под определенные объемы нефти и газа, которые она может подготовить. Если объем попутного и прорывного газа, поступающего на УПН вместе с нефтью и конденсатом от скважин по шлейфам низкого давления, превысит мак-

симально допустимый объем газа, который УПН может переработать, планируется производить переключение одной или нескольких многофункциональных скважин из сети сбора низкого давления в сеть высокого давления. В данном случае в целях предотвращения снижения дебитов нефти переводить в сеть высокого давления в первую очередь необходимо многофункциональные скважины, у которых давление на устье за счет прорыва газа достигает значения, равного или близкого значению рабочего давления в высоконапорных шлейфах сети сбора.

На рис. 9 представлен пример задания куста из трех многофункциональных скважин в интегрированной модели. Притоки флю-

идов из горизонтального ствола, расположенного под ГНК, и из вышележащего газонасыщенного приобщаемого интервала моделируются с помощью двух отдельных скважин, имеющих собственные перфорации в гидродинамической модели, соединенные между собой на забое. Схема куста включает:

- клапан, установленный на перфорациях в газовой шапке, открытием которого моделируется приобщение вышележащего газонасыщенного интервала газовой шапки в многофункциональной скважине;

- задание штуцеров скважин, изменяя диаметры которых при расчете прогнозных вариантов, можно моделировать, с одной стороны, зажатие/расжатие скважин для выполнения ограничений по добыче, а с другой – процесс штуцирования скважин, у которых линейное давление после штуцера превышает 4 МПа;

- перевод скважины из сети низкого давления в сеть высокого давления моделируется с помощью переключки, показанной серым цветом в нижней левой части схемы. В определенный момент при срабатывании заданных условий переключка открывается, и продукция скважины начинает доставляться на УКПГ и УПН по трубопроводам высокого давления;

- клапан, установленный на перфорациях в нефтяной оторочке, закрытием которого моделируется отсечение обводнившегося горизонтального ствола многофункциональной скважины при достижении предельного значения доли воды в продукции, при котором фонтанирование скважины невозможно.

Использование интегрированной модели позволило с учетом всех возможных ограничений оценить объемы добычи жидкости, нефти и газа, поступающие на УПН и УКПГ по трехтрубной системе сбора (рис. 10), выработать и оптимизировать проектные

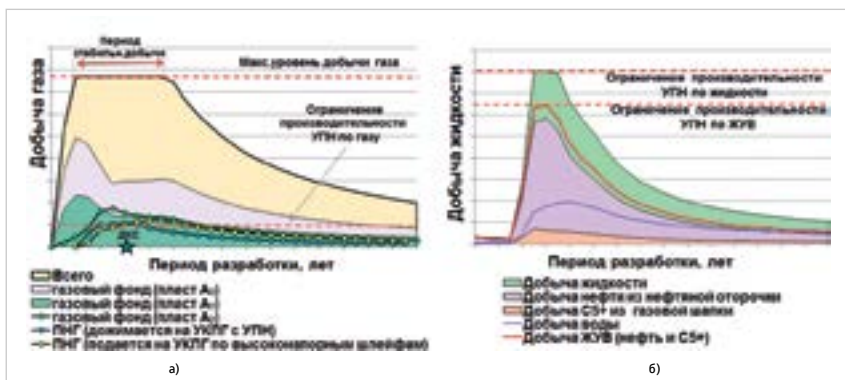


Рис. 10. Объемы добычи УВ, поступающие на УКПГ (а) и УПН (б) по трехтрубной системе сбора

Таблица 2. Описание функциональных возможностей компоновок заканчивания с клапаном контроля притока газа из газовой шапки

Компоновка заканчивания	Регулирование	Позиция/типичные диаметры забойных штуцеров		Возможность отсечения обводнившегося ствола
		№ позиции	Диаметр, мм	
С клапаном контроля притока газа из газовой шапки	Гидравлически с поверхности	1	Закрит	Спуск пробки на ГНКТ
		2	6	
	ГНКТ	3	12	Установка дополнительного клапана
		4	18	
		5	24	
		6	30	
	С поверхности по электрическому кабелю	7	35	
		8	Полностью открыт (45 мм)	

решения по разработке и обустройству месторождения, такие как оптимальное число газовых и многофункциональных скважин, необходимая производительность УКПГ и УПН по газу, пропускная способность шлейфов низкого и высокого давления по жидкости, дата ввода и мощность ДКС и др.

ОРГАНИЗАЦИЯ ВНУТРИСКВАЖИННОГО ГАЗЛИФТА В МНОГОФУНКЦИОНАЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ

Стратегия применения многофункциональных скважин подразумевает приобщение вышележащего газонасыщенного интервала газовой шапки в случае снижения дебита нефти до экономически рентабельного предела, ниже которого скважина перестает окупать операционные затраты. Это, по сути, организация неуправляемого внутрискважинного газлифта с неконтролируемым отбором газа из газовой шапки, который ведет к движению газонефтяного контакта вверх и расформированию запасов нефти нефтяной оторочки [3, 4].

Для увеличения эффективности извлечения нефти из нефтяной оторочки предлагается вариант организации управляемого газлифта в скважинах с контролируемым отбором газа в количестве, необходимом для максимизации добычи нефти и удержания газо-

нефтяного контакта в равновесии с помощью сложных компоновок заканчивания с клапаном контроля притока газа из газовой шапки.

Концептуально принцип действия таких компоновок заканчивания заключается в следующем: газ поступает через интервал перфорации в колонну НКТ и смешивается с нефтяным флюидом, тем самым снижая забойное давление и увеличивая депрессию на нефтяную часть пласта, образуя естественный газлифт [5].

Для предотвращения опережающего движения газа по НКТ и полной блокировки добычи из нефтяного горизонтального ствола в конструкции компоновок предусмотрена возможность регулирования поступления газа забойными штуцерами. Смена за-

бойных штуцеров осуществляется гидравлически с поверхности либо с помощью гибких насосно-компрессорных труб (ГНКТ), либо по электрическому кабелю.

Такие сложные компоновки заканчивания с клапаном контроля притока газа также имеют возможность отсечения обводнившегося горизонтального ствола многофункциональной скважины – либо путем спуска пробки с помощью ГНКТ, либо путем установки дополнительного отсекающего клапана.

Компоновки различных компаний различаются количеством забойных штуцеров и стоимостью оборудования скважины (табл. 2).

На рис. 9 схема каждого куста скважин интегрированной модели также включает задание забойных штуцеров на перфорациях в

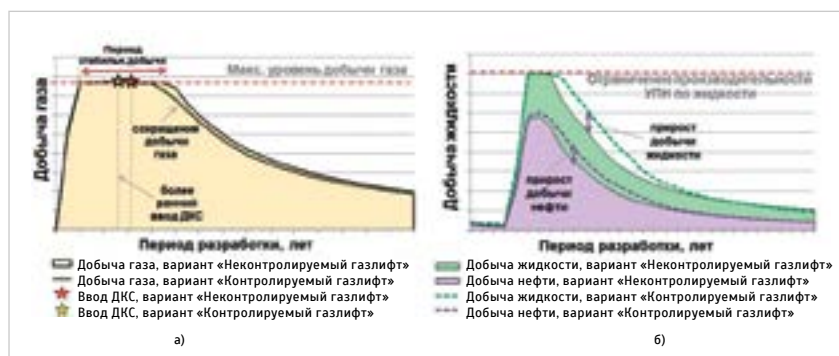


Рис. 11. Сопоставление профилей добычи УВ в случаях контролируемого и неконтролируемого отбора газа из газовой шапки в многофункциональных скважинах: а) на УКПГ; б) на УПН

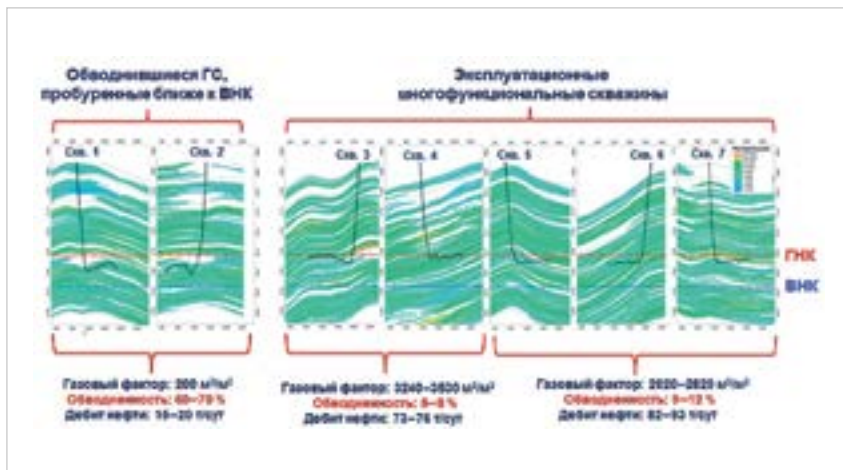


Рис. 12. Размещение многофункциональных скважин в разрезе на нефтяную оторочку

газовой шапке. С помощью изменения их диаметров при расчете прогнозных вариантов моделируется контроль притока газа из приобсаемого интервала.

ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ МНОГОФУНКЦИОНАЛЬНЫХ СКВАЖИН

Экономическое преимущество интегрированного подхода с применением многофункциональных скважин связано с отсутствием налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ) на нефть в течение первых нескольких лет разработ-

ки месторождения (рис. 11). На данном месторождении действует льгота, согласно которой налог на добычу нефти составляет 0 руб. в течение первых нескольких лет с начала добычи. Применение многофункциональных скважин по сравнению с другими традиционными подходами позволяет добыть в данный льготный период максимальное количество нефти (более 38 % извлекаемых запасов нефти отбирается в льготный период), обеспечивая тем самым достижение наилучшего экономического эффекта от действия льготы.

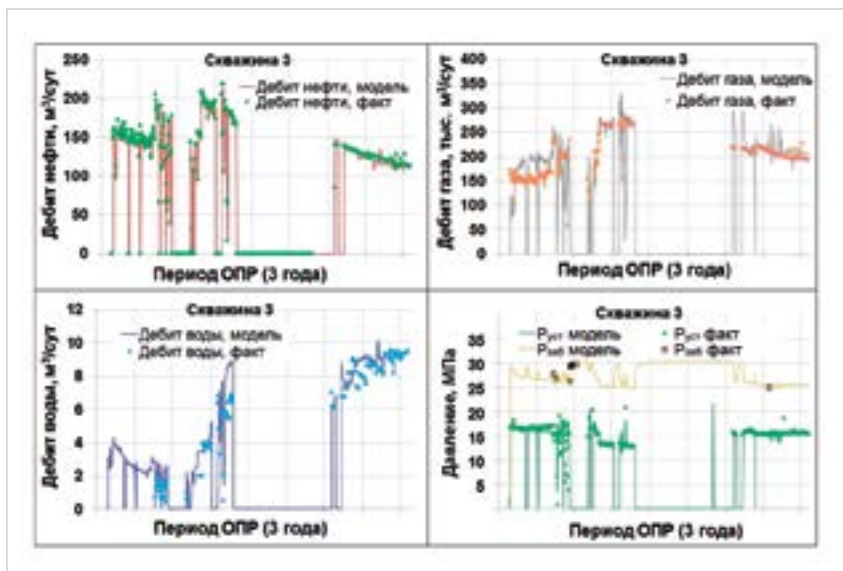


Рис. 13. Показатели работы фактической многофункциональной скважины в период ОПР

При этом максимизация количества добываемой в льготный период нефти стала возможной за счет:

- переключения многофункциональных скважин после прорыва газа из сети сбора низкого давления в сеть сбора высокого давления и продолжения добычи нефти в условиях наличия высоких устьевых и линейных давлений;
- организации управляемого внутрискважинного газлифта в целях максимизации объемов нефти, поднимаемой с забоя, а также для продолжения добычи нефти в условиях высокой обводненности продукции после прорыва воды.

Максимизация количества добываемой в льготный период нефти позволяет не только окупить капитальные затраты, связанные со строительством дополнительных высоконапорных шлейфов сбора продукции многофункциональных скважин, но и добиться значительного увеличения чистого дисконтированного дохода (NPV).

РЕЗУЛЬТАТЫ ЭКСПЛУАТАЦИИ МНОГОФУНКЦИОНАЛЬНЫХ СКВАЖИН В РАМКАХ ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫХ РАБОТ

В настоящее время в рамках опытно-промышленных работ на нефтяную оторочку пласта А₂ пробурено всего семь горизонтальных скважин на разных по площади участках залежи.

Первоначально было пробурено две скважины, размещенные в разрезе нефтяной оторочки ближе к водонефтяному контакту (скв. 1 и 2 на рис. 12). Эти скважины вскрыли переходную зону, стартовали с высокой начальной обводненностью (примерно 20–25 %) и низкими дебитами нефти (примерно 30–40 т/сут). Спустя 6 мес. длительной отработки обводненность данных скважин выросла до 60–70 %, а дебит нефти упал до 15–20 т/сут, что стало причиной прекращения их дальнейшей эксплуатации.

Затем было пробурено пять уже многофункциональных горизонтальных скважин на расстоянии 0,5–3,0 м ниже ГНК. Все пять скважин стартовали с низкой начальной обводненностью (примерно 0–5 %) и высокими дебитами нефти (примерно 150–300 т/сут). Показатели работы скв. 3 в качестве примера приведены на рис. 13. По всем скважинам наблюдались процессы конусообразования и быстрые прорывы газа из газовой шапки, в результате чего скважины работали с высокими устьевыми давлениями около 12–16 МПа и высокими значениями соотношения газа и нефти в добываемой продукции, примерно 1500–3000 м³/м³. Спустя три года опытной эксплуатации по всем многофункциональным скважинам дебит нефти снизился до уровня 100–120 т/сут, а обводненность в результате поступления в скважину подошвенной воды выросла до 8–12 %. Ожидается, что в течение последующих 3–4 лет обводненность скважин достигнет предельных значений – примерно 30–40 %, и для продолжения дальнейшего фонтанирования в условиях высокой обводненности потребуются приобщение вышележащего газонасыщенного интер-

вала газовой шапки и организация управляемого внутрискважинного газлифта.

ВЫВОДЫ

В работе представлен эффективный подход к разработке ТРИЗ нефти, приуроченных к мало-мощным подгазовым оторочкам с подошвенной водой, предусматривающий применение многофункциональных горизонтальных скважин и позволяющий не только эффективно использовать энергию газовой шапки и управлять рисками, связанными с образованием конусов подошвенной воды, но и получать максимально возможный экономический эффект от существующих налоговых льгот.

В части геологии и разработки подход предусматривает:

- размещение многофункциональных скважин на расстоянии первых 2–3 м ниже ГНК в целях добычи нефти из оторочки;
- с прорывом газа из газовой шапки – осуществление одновременной добычи нефти из нефтяной оторочки, а также значительного количества прорывного газа и конденсата из газовой шапки;
- с ростом обводненности, а также при снижении дебита нефти

до экономически рентабельного предела, ниже которого скважина перестает окупать операционные затраты, – приобщение интервала газовой шапки/организация управляемого внутрискважинного газлифта;

- с прекращением фонтанирования из-за прорыва воды – отсечение обводнившейся нефтяной части, перевод скважины в разряд газодобывающих вертикальных с дальнейшей эксплуатацией только вышележащего газонасыщенного интервала газовой шапки.

В части поверхностного обустройства подход предполагает:

- строительство трехтрубной системы сбора;
- первоначальную эксплуатацию многофункциональных скважин в коллектор низкого давления;
- штуцирование многофункциональных скважин с достижением линейным давлением предельного значения 4 МПа, при котором возможна безаварийная эксплуатация сети низкого давления;
- переключение многофункциональных скважин в сеть высокого давления, в случае если линейное давление после штуцера превышает допустимое значение 4 МПа и скважина зажата минимальным штуцером 8 мм. ■

ЛИТЕРАТУРА

1. Косачук Г.П., Билалов Ф.Р. Оценка коэффициента извлечения нефти нефтегазовых месторождений с нефтяной оторочкой // Газовая промышленность. 2009. № 633. Спецвып.: Освоение и разработка месторождений углеводородов. С. 19–24.
2. Язков А.В., Горобец В.Е. и др. Применение горизонтальных скважин со сложным заканчиванием как один из способов эффективной разработки трудноизвлекаемых запасов нефти тонких подгазовых оторочек с подошвенной водой // Российская нефтегаз. техн. конф. и выставка SPE, 24–26 октября 2016 г. [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-181907-RU?sort=&start=0&q=Язков+А.В.%2C+Горобец+В.Е.&from_year=&peer_reviewed=&published_between=&fromSearchResults=true&to_year=&rows=10# (дата обращения: 10.05.2017).
3. Буракова С.В., Изюмченко Д.В. Проблемы освоения тонких нефтяных оторочек газоконденсатных залежей Восточной Сибири (на примере ботубинской залежи Чагинского НГКМ) // Вести газовой науки. 2013. № 5 (16). С. 124–133.
4. Косачук Г.П., Сагитова Д.З., Титова Т.Н. Опыт разработки газовых и газоконденсатных месторождений с нефтяными залежами и оторочками // Газовая промышленность. 2005. № 3. С. 27–30.
5. Насибуллин А.З., Язков А.В. Одновременная разработка газовой шапки и оторочки высоковязкой нефти пластов ПК₁ Ван-Еганского месторождения // Нефтяное хозяйство. 2009. № 8. С. 34–37.

REFERENCES

1. Kosachuk G.P., Bilatov F.R. Assessment of the Oil Recovery Coefficient at Oil and Gas Fields with an Oil Leg. *Gazovaya promyshlennost' = Gas Industry*, 2009, Special Issue 633. Development and Exploitation of Hydrocarbon Fields, P. 19–24. (In Russian)
2. Yaz'kov A.V., Gorobets V.E., et al. The Use of Horizontal Wells with Complex Well Completion as a Means of the Effective Development of Hard-To-Recover Oil Deposits of Thin Legs Located Below the Gas Cap with Bottom Water. *Russian Oil and Gas Engineering Conference and Exhibition SPE*, October 24–26, 2016. Access mode: https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-181907-RU?sort=&start=0&q=Язков+А.В.%2C+Горобец+В.Е.&from_year=&peer_reviewed=&published_between=&fromSearchResults=true&to_year=&rows=10# (Access date: May 10, 2017). (In Russian)
3. Burakova S.V., Iziumchenko D.V. Problems of the Development of Thin Oil Legs of Gas Condensate Deposits of Eastern Siberia (as Exemplified by the Botuobinsk Reservoir of the Chayadinsk OGCF). *Vesti gazovoi nauki = Gas Science Bulletin*, 2013, No. 5 (16), P. 124–133. (In Russian)
4. Kosachuk G.P., Sagitova D.Z., Titova T.N. Experience of the Development of Gas and Gas Condensate Fields with Oil Deposits and Legs. *Gazovaya promyshlennost' = Gas Industry*, 2005, No. 3, P. 27–30. (In Russian)
5. Nasibullin A.Z., Yaz'kov A.V. Simultaneous Development of the Gas Cap and the Leg of High-Viscosity Oil of PK₁ Bed of the Van-Egansk Field. *Neftyanoe khozyaistvo = Oil Industry*, 2009, No. 8, P. 34–37. (In Russian)