

УДК 622.276(571.5)

ОБОСНОВАНИЕ НОВОГО СПОСОБА РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ ПОДГАЗОВЫХ ЗОН МЕСТОРОЖДЕНИЙ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ**Фахртдинова Г.М., Евдокимова А.С., Урванцев Р.В., Линцер С.А., Синцов И.А.***ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет», Тюмень, e-mail: guzel2612@gmail.com*

В настоящее время значительную часть запасов новых месторождений можно отнести к трудноизвлекаемым как с технологической точки зрения, так и по геологическим условиям залегания продуктивных пластов. Их разработка осложняется сочетанием неблагоприятных факторов сложного геологического строения, физико-химических свойств флюидов и высокими затратами на освоение. Часть таких месторождений располагается на территории Восточной Сибири. В дополнение к вышеперечисленным, ключевым осложняющим фактором является наличие небольших по мощности нефтяных оторочек при большеобъемной газовой шапке. Разработка таких зон зачастую нерентабельна вследствие быстрого прорыва газа в нефтенасыщенную часть и резкого роста газового фактора. Существуют различные способы по ограничению прорывов газа из подгазовых зон, предполагающие создание водного или полимерного экрана в интервале между газовой шапкой и нефтяной оторочкой. Для осуществления этих методов необходимо дополнительное бурение горизонтального ствола в области размещения основного проектного ствола. Поочередная отработка пилотного, а затем основного ствола, назначение которых отличается, позволяет оптимизировать применение данных технологий. В рамках данной статьи анализируется теоретический материал и практический опыт разработки подгазовых зон. Авторами предложена и обоснована новая эффективная технология по разработке нефтяных оторочек в условиях низкотемпературных коллекторов Восточной Сибири. Проведено сравнение предлагаемой технологии с классическими решениями, в результате которого были получены положительные результаты от её внедрения. На данный способ разработки был получен патент. Применение гидратного барьера при разработке нефтегазоконденсатных месторождений Восточной Сибири позволяет увеличить нефтеотдачу более чем в два раза.

Ключевые слова: нефтяная оторочка, газовая шапка, Восточная Сибирь, гидродинамическое моделирование, повышение нефтеотдачи

JUSTIFICATION OF NEW METHOD FOR UNDER-GAS-CAP ZONE DEVELOPMENT OF EASTERN SIBERIA FIELDS**Fakhrtdinova G.M., Evdokimova A.S., Urvantsev R.V., Lintser S.A., Sintsov I.A.***Federal Budget Educational Institution of Higher Education «Industrial University of Tyumen», Tyumen, e-mail: guzel2612@gmail.com*

Currently, a significant part of the new field's reserves can be attributed to hard-to-recover one from both the technological point of view and the geological conditions of productive strata occurrence. Their development is complicated by a combination of unfavorable factors of complex geology, physical and chemical fluid properties and high development costs. Some of these deposits are located on the territory of Eastern Siberia. In addition to the above, the key complicating factor is the presence of small oil rims with a larger gas cap. The development of such zones is often unprofitable due to the rapid breakthrough of gas into the oil-saturated part and rapid increase of the gas-oil ratio. There are various ways to limit gas breakthroughs from under-gas-cap zones suggesting the creation of an aqueous or polymer screen in the interval between the gas cap and the oil rim. Drilling of the additional horizontal wellbore is necessary to implement these methods in the area of the main design one. Alternative development of the pilot wellbore, and then the main one, which purpose is different, allows to optimize the application of these technologies. As a part of this article, theoretical material and practical experience in developing under-gas-cap zones are analyzed. The authors proposed and justified a new effective technology for the oil rims development of low-temperature collector's conditions in Eastern Siberia. A comparison of the proposed technology with classical solutions was made. As a result positive results were obtained from its implementation. The use of a hydrate barrier in the development of oil and gas condensate fields in Eastern Siberia makes it possible to increase oil recovery by more than two times.

Keywords: oil rim, gas cap, Eastern Siberia, hydrodynamic modeling, enhanced oil recovery

Проблема выработки запасов нефти в нефтегазоконденсатных коллекторах существует уже долгое время [1–3]. Однако в последнее время актуальность данной темы стала расти в связи с началом освоения нефтегазоконденсатных пластов на Ямале и в Восточной Сибири. Запасы нефти в нефтяных оторочках небольшой мощности по факту являются трудноизвлекаемыми, в особенности это касается запасов, находящихся в подгазовых зонах.

Цель исследования: основными проблемами разработки нефтяных оторочек являются: быстрое образование конусов воды и газа, невозможность создания высокой депрессии, раннее выбитие скважин из-за прорывов газа. Важным моментом является то, что при разработке нефтяных оторочек необходимо предупреждать продвижение нефти в газовую часть, поскольку это приводит к связыванию подвижной нефти капиллярными силами. В этом ключе особен-

но актуальным являются вопросы подбора правильного баланса между отборами нефти, газа и закачкой воды. Все вышеперечисленные факторы негативно сказываются на конечной нефтеотдаче, поэтому коэффициенты извлечения нефти для подгазовых зон нефтяных оторочек часто не превышают 10–15%.

Материалы и методы исследования

Применяющиеся методы разработки нефтяных оторочек принципиально не отличаются от методов, которые применяются при разработке нефтяных пластов, однако имеют свои особенности. При разработке тонких нефтяных оторочек применяются исключительно горизонтальные скважины, что позволяет сократить негативное влияние конусообразования, а также обеспечить меньшие депрессии на пласт. Главным критерием выбытия скважин в подгазовых зонах часто является не высокая обводненность или низкий дебит, а газовый фактор. При высоком газовом факторе дальнейшая механизированная эксплуатация скважин становится невозможной.

Специфическим методом, применимым только при разработке нефтегазоконденсатных коллекторов, является барьерное заводнение. Суть барьерного заводнения заключается в создании оторочки воды между газовой шапкой и нефтяной частью. В теории данный метод позволяет одновременно разрабатывать запасы нефти и газа без взаимного влияния друг на друга. Однако на деле данный метод не нашел своего применения из-за большого количества недостатков, связанных с невозможностью создания равномерного барьера на всей площади контакта, обводнением добывающих скважин и высокими капитальными затратами на бурение нагнетательных скважин и организацию системы ИПД. Важно, что вода не является надежным барьером для газа, то есть вторжение газа в нефтяную часть по-прежнему будет происходить.

Попытки усовершенствовать технологию барьерного заводнения предпринимались разными исследователями. Здесь можно выделить два основных направления. Для первого направления характерно использование вместо воды усовершенствованных агентов закачки с целью ухудшения фазовой проницаемости для газа в области барьера. Например, С.Н. Закировым [4] предлагается создание гелиевого барьера между газовой шапкой и нефтяной оторочкой. Однако применение химических ком-

позиций имеет и ряд дополнительных недостатков. Не решается главная проблема: барьер остается газопроницаемым, пусть и в меньшей степени. Помимо этого, появляются дополнительные затраты на химические реагенты, которые со временем перестают выполнять свои функции.

Вторым направлением усовершенствования метода барьерного заводнения является его локальное применение не на всей площади, а только в зонах наиболее пониженного давления, то есть в зонах дренирования добывающих скважин. В этом случае нагнетательные скважины или боковые стволы бурятся не на всей площади, а непосредственно над добывающими, при этом агенты закачки также могут быть различными.

В нашей работе рассмотрен принципиально новый способ создания барьера, основанный на процессе гидратообразования. Способ может быть применен при разработке нефтегазоконденсатных месторождений Восточной Сибири, пласты которых характеризуются аномально низкими пластовыми температурами. Например, на Верхнечонском и Чайдинском месторождениях пластовые давления составляют соответственно 14,8 и 13 МПа, а температуры – 12 и 9°C. Начальные пластовые условия соответствуют условиям гидратообразования (рис. 1).

Предлагаемый способ разработки нефтегазоконденсатного месторождения осуществляется следующим образом (рис. 2): нефтяная часть залежи 2, находящаяся в подгазовой зоне, разбуривается с использованием горизонтальных скважин. Система разработки и расположение скважин определяются исходя из геолого-физических особенностей пласта и флюида.

При бурении скважины вначале бурится горизонтальный участок 3 на границе газонефтяного контакта, соответствующий по расположению и длине предполагаемому добывающему стволу. Первый ствол является необсаженным. Посредством него на границу газонефтяного контакта закачивается вода, причем закачка ведется до тех пор, пока приемистость не снизится более чем в десять раз. Снижение приемистости будет свидетельствовать о начале гидратообразования в пласте. В результате закачки в пласте образуется водяной экран 5 эллипсоидной формы, в дальнейшем при взаимодействии с газовой шапкой происходит образование гидратов. Сформировавшиеся гидраты непроницаемы как для нефти, так

и для газа. После окончания закачки первый ствол ликвидируется путем установки цементного моста. Затем бурится основной ствол добывающей скважины 4 непосредственно под стволом 3, но ближе к подошве коллектора, либо к водонефтяному контакту. Данный горизонтальный ствол заканчивается спуском щелевого хвостовика. После этого добывающая скважина

начинает эксплуатироваться с забойным давлением, которое соответствует минимальному давлению области гидратообразования при заданной пластовой температуре. В результате этого гидратный экран будет сохраняться, пока не возникнет необходимость снижения давления ниже давления распада гидратов. На данный способ разработки получен патент [5].

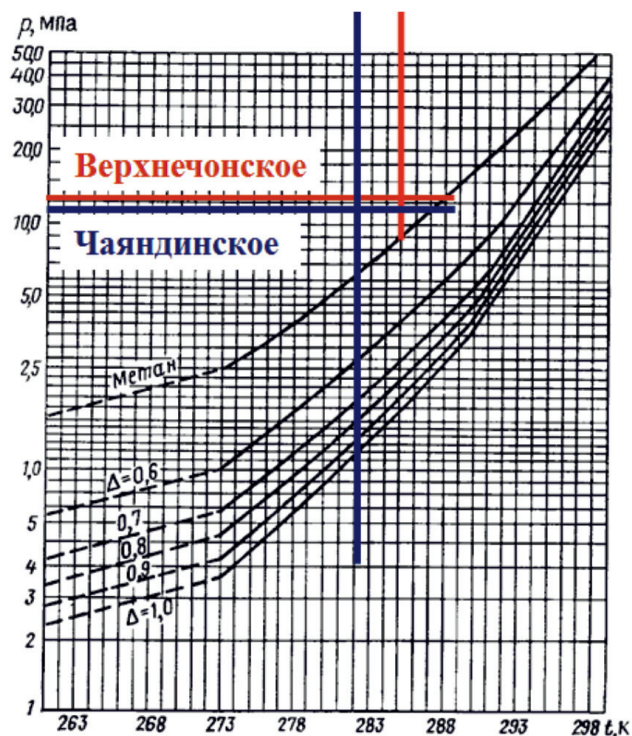


Рис. 1. Равновесные гидратообразования для метана

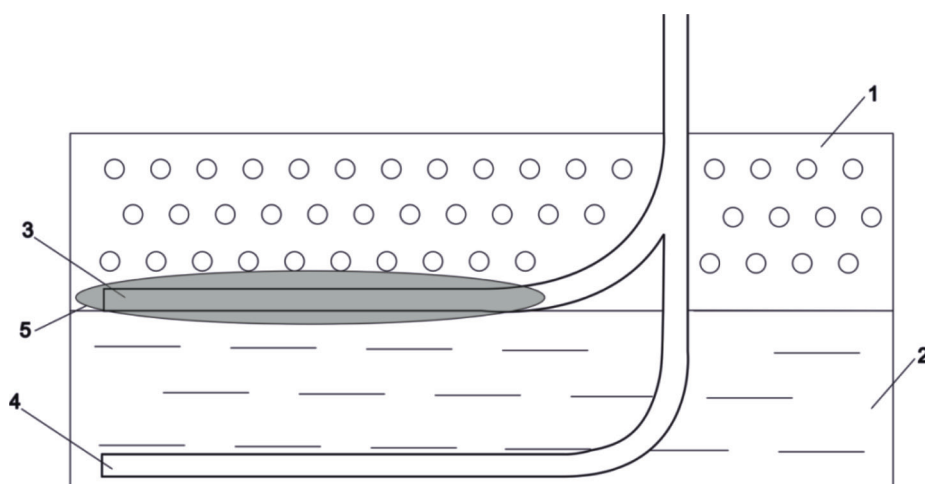


Рис. 2. Способ разработки нефтегазоконденсатного месторождения с применением гидратного барьера: 1 – газовая часть пласта, 2 – нефтяная часть пласта, 3 – вспомогательный горизонтальный ствол, 4 – основной горизонтальный ствол, 5 – гидратный барьер

Для обоснования эффективности применения способа разработки с гидратным барьером была создана синтетическая гидродинамическая модель с параметрами, характеризующими Верхнечонское месторождение, в программном комплексе Tempest More. Было рассмотрено четыре основных варианта разработки с размещением одной горизонтальной добывающей скважины и разными способами создания барьера:

1) базовый вариант – вариант разработки на естественном режиме без создания барьеров;

2) закачка воды – закачка осуществляется в необсаженный ствол на границу ГНК в течение одной недели, затем бурится основной ствол;

3) закачка полимеров – аналогично варианту два, однако в этом случае используется опция полимерного заводнения;

4) гидратный барьер – закачка не осуществляется, однако область повышенной водонасыщенности соответствующей варианту два принимает нулевые значения.

Во всех вариантах приняты следующие критерии выбытия: обводненность – более 98%, дебит нефти – менее 0,5 т/сут., газовый фактор – выше 5000 м³/т. Забегая вперед, необходимо отметить, что во всех вариантах выбытие скважин происходило по критерию достижения критического газового фактора. Для каждого из 4 вариантов были рассмотрены 4 подварианта, которые различаются депрессиями на пласт – 10, 20, 30, 40 атм.

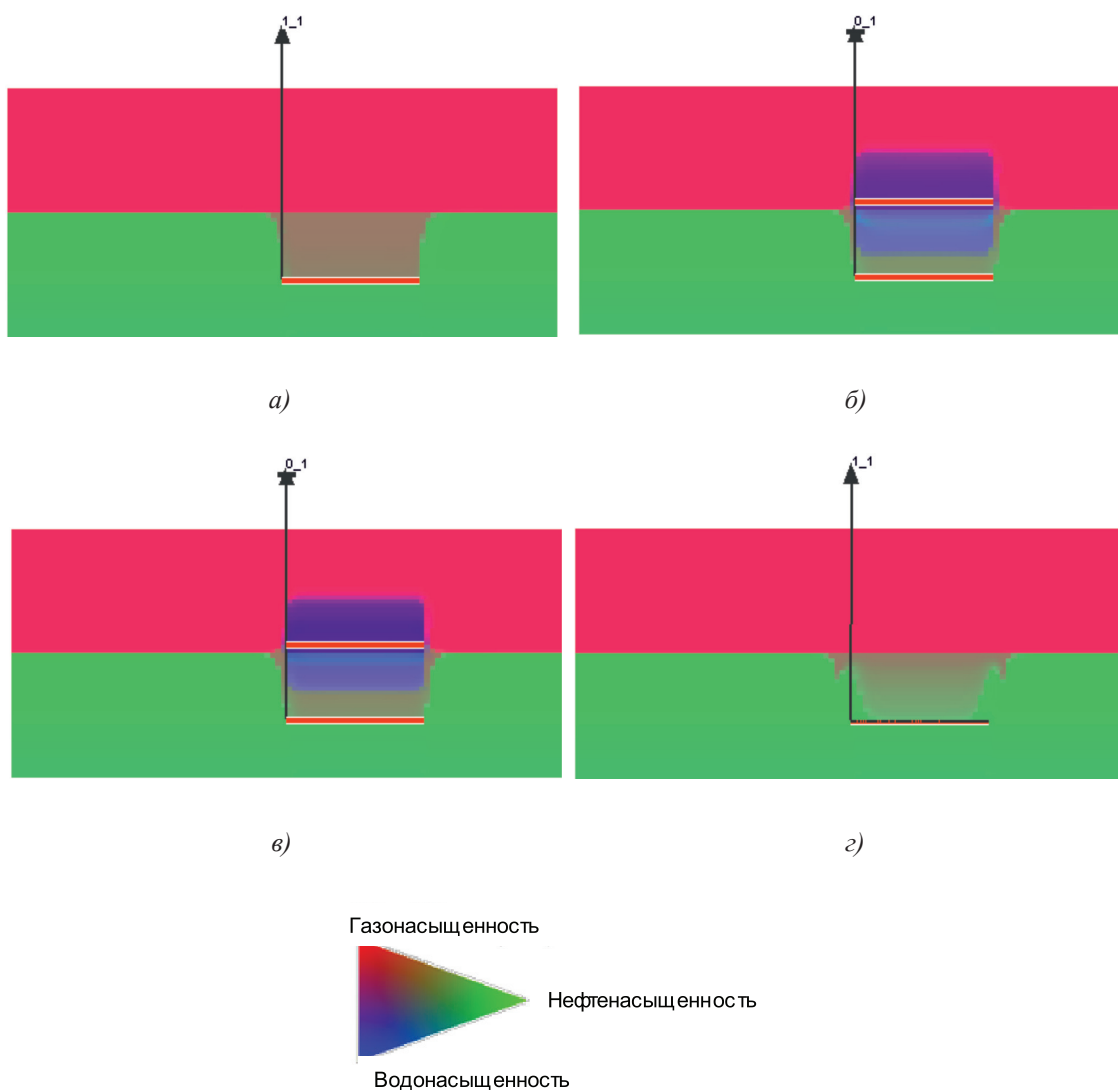


Рис. 3. Изменение насыщенности на последний расчетный шаг в гидродинамической модели для вариантов: а) вариант 1, б) вариант 2, в) вариант 3, з) вариант 4

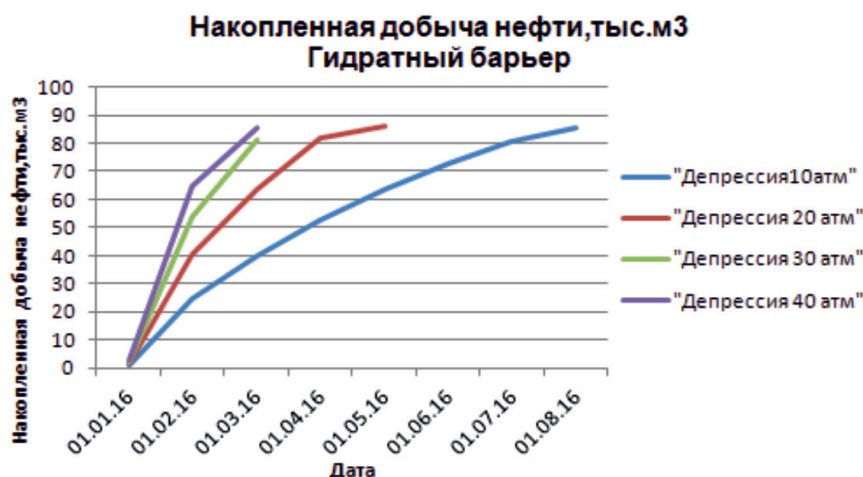


Рис. 4. График зависимости накопленной добычи и даты выбытия от депрессии

Из сопоставления распределения насыщенности по вариантам на последний расчетный шаг (рис. 3) видно, что гидратный барьер позволяет частично задержать конус газа, однако в дальнейшем загазовывание скважины происходит за счет того, что газ огибает зону расположения барьера. В вариантах с закачкой воды и полимеров картина в целом схожая, однако распространение полимеров имеет более ограниченную область вследствие более высокой вязкости. Ни закачка воды, ни закачка полимеров не позволяет существенно снизить динамику продвижения газа в нефтяную часть.

При более высоких депрессиях процессы загазовывания скважины происходят быстрее по сравнению с вариантами с меньшими депрессиями, однако во всех случаях динамика образования конусов носит схожий характер.

Результаты исследования и их обсуждение

Прогнозные расчеты на гидродинамической модели позволили получить результаты, которые сведены в таблице. Из сопоставления вариантов видно, что конечная накопленная добыча нефти мало зависит от депрессии. При разработке на естественном режиме в базовом варианте накопленная добыча нефти составляет в среднем 34,4 тыс. м³. Применение закачки воды для создания барьера позволяет увеличить нефтеотдачу на 47%. При полимерном заводнении прирост накопленной добычи нефти по сравнению с базовым вариантом составляет 56%. Применение гидратного барьера позволяет

обеспечить рост накопленной добычи нефти в среднем в 2,5 раза.

Результаты расчетов способов разработки на гидродинамической модели

Накопленная добыча нефти, тыс.м ³	Депрессия, атм			
	10	20	30	40
Базовый вариант	33,9	34,2	34,6	34,9
Закачка воды	49,2	50,8	51,9	49,9
Закачка полимера	53,7	52,3	54,9	54,8
Гидратный барьер	85,7	86	86,3	86,6

Отдельное внимание стоит обратить, на влияние депрессии на динамику добычи нефти. Несмотря на то, что влияние на конечную величину накопленной добычи нефти незначительно, динамика добычи нефти по данным вариантам существенно различается. Рассмотрим динамику добычи нефти на примере варианта с гидратным барьером (рис. 4). Из него видно, что при депрессии 40 атм срок работы скважины сокращается как минимум в 4 раза, то есть скважина характеризуется более высокими дебитами и отборами, что в свою очередь может положительно сказываться на экономических показателях. Поэтому величина депрессии для каждого из способов разработки является оптимизируемым параметром.

Выводы

1. Разработан новый способ разработки нефтяных подгазовых зон, основанный на создании гидратного барьера, который позволяет увеличить накопленную добычу нефти для каждой добывающей скважины до 2,5 раз.

2. Закачка воды и полимеров в качестве барьера позволяет повысить накопленную добычу нефти на 47–56%.

3. Величина депрессии не оказывает существенного влияния на конечную величину накопленной добычи нефти, однако влияет на динамику отборов и является оптимизируемым параметром при технико-экономических расчетах.

Список литературы

1. Причины и пути минимизации прорыва газа в добывающие скважины на месторождении им. Ю. Корчагина / Н.В. Дорофеев [и др.] // Нефтепромышленное дело. – 2014. – № 7. – С. 5–10.
2. Повышение эффективности разработки низкопроницаемых коллекторов месторождений Западной Сибири системой горизонтальных скважин / Н.Р. Кривова [и др.] // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2015. – № 5. – С. 52–57.
3. Синцов И.А. Сравнение эффективности применения гидроразрыва пласта и бурения горизонтальных скважин для условий верхнеюрских пластов Нижнеартовского свода / И.А. Синцов, А.А. Александров, И.А. Ковалев // Нефтепромышленное дело. – 2014. – № 4. – С. 41–44.
4. Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа / С.Н. Закиров, Э.С. Закиров, И.С. Закиров, М.Н. Баганова, А.В. Спиридонов. – М., 2004. – 520 с.
5. Способ разработки нефтегазоконденсатного месторождения: пат. 2601707 Рос. Федерация: МПК E21B43/32 / Г.М. Факрtdинова, А.С. Евдокимова, И.А. Синцов, Н.А. Игнат'ев.

References

1. Prichiny` i puti minimizacii proryv`a gaza v doby`vayushhie skvazhiny` na mestorozhdenii im. Yu. Korchagina / N.V. Dorofeev [i dr.] // Neftepromy` slovoe delo. – 2014. – № 7. – P. 5–10.
2. Povy`shenie e`ffektivnosti razrabotki nizkoproniczaemy`x kollektorov mestorozhdenij Zapadnoj Sibiri sistemoj gorizonta`ny`x skvazhin` / N.R. Krivova [i dr.] // Geologiya, geofizika i razrabotka neftyany`x i gazovy`x mestorozhdenij. – 2015. – № 5. – P. 52–57.
3. Sincov I.A. Sravnenie e`ffektivnosti primeneniya gidrorazryv`a plasta i bureniya gorizonta`ny`x skvazhin dlya uslovij verxneyurskix plastov Nizhnevartovskogo svoda / I.A. Sincov, A.A. Aleksandrov, I.A. Kovalev // Neftepromy` slovoe delo. – 2014. – № 4. – P. 41–44.
4. Novy`e principy` i texnologii razrabotki mestorozhdenij nefiti i gaza / S.N. Zakirov, E`S. Zakirov, I.S. Zakirov, M.N. Baganova, A.V. Spiridonov. – M., 2004. – 520 p.
5. Sposob razrabotki neftegazokondensatnogo mestorozhdeniya: pat. 2601707 Ros. Federaciya: MPK E21B43/32 / G.M. Faxrtdinova, A.S. Evdokimova, I.A. Sincov, N.A. Ignat`ev.