

Новый подход к разработке месторождений нефти и газа с низкопроницаемыми коллекторами

Д.С. Климов

к.т.н., научный сотрудник лаборатории газонефтеконденсатоотдачи пластов
seydem@mail.ru

Э.С. Закиров

д.т.н., главный научный сотрудник лаборатории газонефтеконденсатоотдачи пластов
ezakirov@ogri.ru

ИПНГ РАН, Москва, Россия

Цель настоящей статьи заключается в обосновании универсального и многофункционального способа разработки проблемных месторождений нефти и газа с низкопроницаемыми пластами на основе поддержания пластового давления и выявленного авторами механизма образования попутных водорода и углеводородов.

Материалы и методы

Статья представляет собой краткое изложение результатов компьютерного моделирования с помощью коммерческого программного продукта tNavigator компании Rock Flow Dynamics способа разработки месторождений нефти и газа с низкопроницаемыми пластами, основанного на анализе результатов предшествующих лабораторных экспериментов.

Ключевые слова

низкопроницаемые коллекторы, генерация водорода, углеводороды, ГРП, закачка карбонизированной воды, углекислый газ, динамические и стационарные эксперименты, режим истощения, режим поддержания давления, КИН

С каждым годом все больше возрастает доля трудноизвлекаемых запасов, быстрыми темпами вырабатывается активная часть запасов легкой нефти. При этом запасы, например, высоковязких нефтей на порядок больше обычных. Вследствие роста доли трудноизвлекаемых запасов возникает необходимость повышения эффективности их извлечения, совершенствования технологий их добычи. Тем более что коэффициент извлечения нефти (далее — КИН) традиционными методами на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами редко превышает 30%, а на месторождениях высоковязких нефтей он еще меньше.

Для месторождений нефти и газа с низкопроницаемыми пластами наиболее реальным способом их разработки является режим истощения пластовой энергии. Однако известно, что режим истощения обычно характеризуется минимальными значениями коэффициентов нефте-, газо- и конденсатоотдачи. Нередко дополнительной добыче способствует реализация в добывающих скважинах многостадийных гидроразрывов пласта с различными их модификациями.

Известно, что наиболее значимым из свойств продуктивных пластов является коэффициент проницаемости. Именно от значений коэффициента проницаемости пласта зависят дебиты скважин по нефти, газу, конденсату и другие показатели разработки.

До недавнего времени пласты с проницаемостью 1 миллиард д (мд) и более не рассматривались в качестве рентабельных объектов разработки. Сегодня ситуация изменилась. Так, в США стали успешно разрабатывать месторождения нефти и газа со сланцевыми, низкопроницаемыми пластами. В таких пластах проницаемость около или заметно ниже 1 мд. Добыча сланцевой нефти и сланцевого газа начинает развиваться и в других регионах [1].

Понятие «месторождения с низкопроницаемыми коллекторами» весьма неопределенно. Обычно под месторождением понимается совокупность его залежей или пластов. С этой точки зрения лучше говорить о пластах

или залежах с низкопроницаемыми коллекторами. Так как, видимо, не существуют месторождения, у которых все пласты, залежи представлены низкопроницаемыми коллекторами. За исключением случаев, когда месторождение представлено единственной залежью.

Расплывчатым является само понятие низкопроницаемых коллекторов. До недавнего времени к залежам или пластам с низкопроницаемыми коллекторами относили те, разработка которых признавалась нерентабельной. Поэтому запасы в них не оценивались и на баланс они не ставились.

Нерентабельность для разработки, например, пласта устанавливалась по следующим факторам. Во-первых, по данным опробования и исследования разведочных скважин. Критерием нерентабельности запасов вокруг некой разведочной скважины считалось, если ее максимальный дебит не превышал 1–5 т/сут. Аналогичные данные по другим разведочным скважинам позволяли относить запасы по залежам в целом к категории нерентабельных или забалансовых. Во-вторых, низкопроницаемые пласты с забалансовыми запасами устанавливались по данным геофизических исследований скважин. Здесь важными становились определяемые величины проницаемости исследуемого пласта и/или отсутствие или низкие значения притока нефти из пласта при поинтервальном опробовании продуктивности разреза.

Такой подход к оценке значимости пластов и залежей с низкопроницаемыми коллекторами был некорректным по следующим причинам:

- такие пласты и залежи в дальнейшем не подвергались каким-либо дополнительным исследованиям;
- в результате практически отсутствовали исследования, направленные на создание и обоснование технологических решений по извлечению забалансовых запасов нефти.

Наступившая эра 3D-компьютерного моделирования заставила изменить отношение к низкопроницаемым пластам, что явилось следствием обоснования, например, в ИПНГ РАН, концепции эффективного порового пространства, изложенная в ряде статей и обобщающей книге [2].

В результате, во-первых, была обоснована необходимость включения низкопроницаемых пластов со своими значениями пористости и проницаемости в 3D-геологические и 3D-гидродинамические модели залежи или месторождения в целом, а не обнуления их значения пористости и проницаемости. Во-вторых, такое отношение к низкопроницаемым пластам стало стимулировать исследования по извлечению забалансовых запасов нефти.

Таким образом, возникла следующая фундаментальная аксиома [2]. Наибольший КИН, наименьшие негативные последствия заводнения будут иметь место, если нефть из

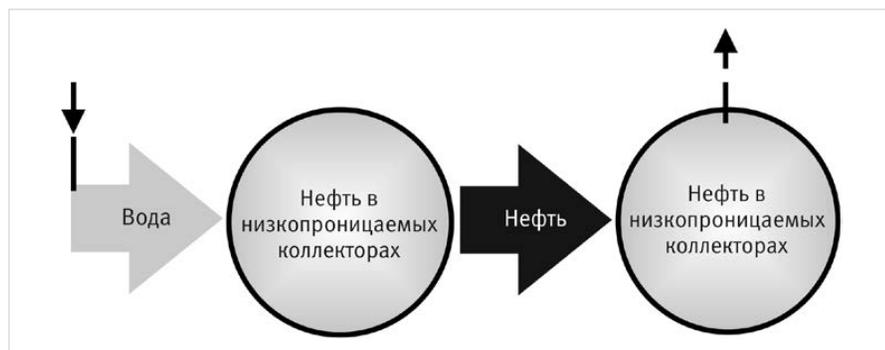


Рис. 1 — Новый принцип разработки месторождения нефти с трудноизвлекаемыми запасами [2]

Fig. 1 — New principle for an oil field development with hard-to-recover reserves [2]

низкопроницаемых коллекторов вытесняется рабочим агентом в высокопроницаемые коллекторы, а нефть из высокопроницаемых коллекторов вытесняется к добывающим скважинам нефтью, притекающей из низкопроницаемых разностей (рис. 1).

Данный принцип нашел свое применение, в частности, при обосновании технологии разработки залежей нефти с линзовидными коллекторами [3, 4]. Здесь под линзовидным коллектором понимается некая песчаная линза с высокими коллекторскими свойствами, которая окружена со всех сторон низкопроницаемыми песчаниками. На балансе же стоят только запасы нефти в линзе.

В работах [3, 4] показывается, что разработка линзы в режиме истощения пластовой энергии или на основе ее заводнения будут характеризоваться традиционными, не очень большими значениями КИН, при значительной обводненности добываемой продукции. А вот если за контуром линзы в низкопроницаемых коллекторах пробурить несколько горизонтальных нагнетательных скважин и закачивать в них, например, воду, то КИН может составлять более 100%. Это возможно при условии, что накопленная добыча нефти делится лишь на утвержденные запасы нефти в линзе.

Ситуация с низкопроницаемыми коллекторами в последнее десятилетие кардинально изменилась в связи с вводом в разработку в США и других странах залежей нефти с ультранизкими значениями проницаемости [5]. Известно, что это стало возможным за счет бурения протяженных горизонтальных скважин и проведения в них многофазных, многостадийных гидроразрывов пласта (далее — ГРП). Эта технология достаточно широко применяется при разработке как традиционных, так и нетрадиционных месторождений.

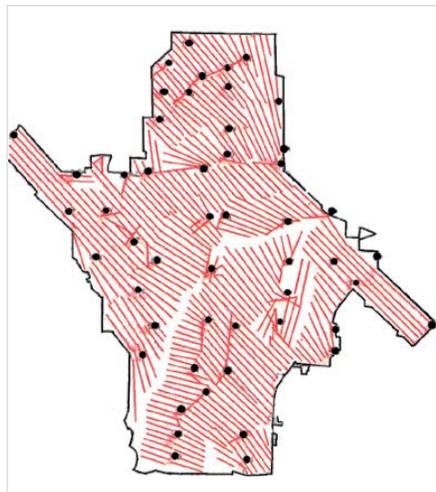


Рис. 2 — Проектная сетка горизонтальных скважин на месторождении Barnett Shale Play в США со сланцевыми коллекторами [5]
Fig. 2 — Designed pattern of horizontal wells at Barnett Shale Play in the US [5]

В качестве примера на рис. 2 приводится схема размещения проектных скважин на самом крупном в США месторождении сланцевой нефти Barnett Shale Play. Особенность разработки данного и других аналогичных месторождений состоит в следующем: большинство из них разрабатываются в режиме истощения пластовой энергии. Известно, что в таких случаях дебиты скважин достаточно

быстро убывают во времени. Поэтому для поддержания постоянного уровня добычи на месторождении осуществляют бурение все новых и новых скважин при реализации в добывающих скважинах многостадийных ГРП с различными их модификациями. Судя по публикациям, такая технология разработки оказывается рентабельной [5].

На некоторых скважинах для поддержания устойчивого дебита операцию ГРП приходится многократно повторять. Однако даже несмотря на применение технологии бурения горизонтальных скважин и гидроразрыва, продуктивность уже действующих скважин падает гораздо быстрее, чем на традиционных месторождениях. Так, если средний «срок жизни» газовых скважин на традиционных месторождениях США составляет 30–40 лет, то около 15% сланцевых, пробуренных в 2003 году, уже через 5 лет полностью исчерпали свои ресурсы [6].

Следует отметить, что в настоящее время отдельные эксперты сходятся во мнении, что добыча нефти и газа на основе технологии ГРП может совмещаться в самом недалеком будущем еще с одной набирающей популярность технологией — геологическим хранением диоксида углерода. Таким образом, сланцевые породы, помимо нового углеводородного источника, также могут представлять собой подземные хранилища-ловушки в рамках международных проектов и программ по долгосрочной консервации и утилизации углекислого газа. Главной целью и задачей подобных проектов по геологическому хранению CO_2 является сокращение его концентрации и стабилизация его содержания в атмосфере в рамках борьбы с глобальным потеплением климата на планете, а также загрязнением окружающей среды [7, 8].

Такие проекты могут снабжать друг друга недостающими данными и приносить взаимную выгоду. Перспективные проекты геологического хранения CO_2 и традиционную разработку на основе ГРП может объединять как правильный выбор расположения соответствующих объектов воздействия, так и совместные усилия по решению многих общих проблем (риски загрязнения грунтовых вод, управление водными ресурсами, сейсмические риски, одобрение или непризнание общественности) [9].

Экспериментальное исследование зарубежных авторов [10] способности органических, богатых сланцем образцов керн быть пригодными для хранения углекислого газа показало хорошие результаты. По мнению авторов исследования, несмотря на широкую известность низкопроницаемых осадочных пород с низкой пористостью, органический сланец имеет возможность надолго сохранять значительное количество газа, благодаря способности улавливать газ в адсорбированном состоянии посредством мелкопористого органического вещества (т.е. керогена). Таким образом, пригодность сланцев для хранения CO_2 привлекательна еще и потому, что пространственные и термодинамические эффекты схожи с углями, которые рассматриваются при операциях извлечения метана из угольных пластов.

Пока отсутствуют апробированные технологии разработки российских месторождений с указанными отложениями. На сегодня

в качестве наиболее привлекательной рассматривается термогазохимическая технология разработки, находящаяся на стадии опытно-промышленных испытаний [11, 12].

Итак, к низкопроницаемым месторождениям мы относим такие месторождения, у которых запасы нефти признаны нерентабельными на основе граничных значений пористости, проницаемости, нефтенасыщенности. Разрабатываемые же месторождения со сланцевой нефтью характеризуются проницаемостью коллекторов много меньшей традиционного граничного значения проницаемости в 1 мд.

Тем не менее, такие месторождения разрабатываются, но в режиме истощения пластовой энергии, что предопределяет низкие значения ожидаемых КИН. Тогда, если нефть там все же притекает к добывающим скважинам, то, следовательно, речь может идти и о поддержании пластового давления.

Большинство нефтяных месторождений разрабатываются с поддержанием пластового давления на основе закачки в пласт, в основном, воды [13, 14, 15]. Реже закачивают в продуктивный пласт тот или иной газ, преимущественно одновременно с водой [16]. Существуют разные тепловые способы извлечения из пласта сильно вязких нефтей. Однако они не актуальны к рассматриваемому типу месторождений. Это связано с тем, что в таких пластах присутствуют глинистые включения, которые могут разбухать при контакте с закачиваемой водой.

Целесообразность и эффективность используемых при разработке традиционных нефтяных месторождений различных технологий, основанных на закачке диоксида углерода в различных модификациях, в настоящее время не вызывает сомнения. Тем более что антропогенных источников диоксида углерода предостаточно количество, а современные его выбросы в атмосферу огромны. Поэтому закачка в нефтяные пласты диоксида углерода в различных состояниях и формах (например, в виде карбонизированной воды) представлялась нам в рамках данной тематики статьи разумной, логичной и в то же время требующей проведения специфических лабораторных исследований и составления математических моделей.

Вследствие низкой проницаемости коллекторов в качестве рабочего агента заслуживают внимание, прежде всего, газообразные агенты. Среди мировой практики патентных заявок и выданных патентов по добыче газа и нефти из нетрадиционных коллекторов вызывает интерес, в рамках наших исследований, наличие опыта применения ГРП с использованием диоксида углерода. Данный метод осуществляется путем формирования CO_2 -флюида для гидроразрыва и введения сверхкритического CO_2 для обработки пласта через ствол скважины при давлении выше давления гидроразрыва пласта [17]. Обрабатываемая формация может иметь проницаемость менее 1 мд. Закачивая CO_2 -флюид в пласт при давлении, превышающем давление разрыва пласта, целостность формации может эффективно нарушаться, что стимулирует приток в скважину метана и других углеводородных газов. ГРП снимает напряжение в массиве горных пород, высвобождает газы из плотной матрицы, создает трещины и каналы для газового потока из

пласта к стволу скважины. Кроме того, из-за преобладающей активности процессов вытеснения метана углекислым газом, технология такого ГРП и разработки становится более предпочтительной по сравнению с другими методами активного воздействия на пласт или с использованием других газов. То есть, использование CO_2 при ГРП перспективно с точки зрения повышения общей добычи газа за счет способности CO_2 вытеснять метан.

Поиску эффективного агента вытеснения были посвящены серии и наших специализированных лабораторных экспериментов, выявивших ранее неизвестные сопутствующие физико-химические механизмы и явления попутной генерации водорода, метана и его гомологов [18]. Полученные результаты лабораторных экспериментов были положены в основу предлагаемого способа разработки и легли в основу нескольких патентов.

Результаты экспериментальных исследований [19] с использованием как авторских лабораторных установок, так и сертифицированной лабораторной установки «Parr Multiple Reactor Heater System 5000 Series» (рис. 3), на которых моделировались условия динамического и стационарного контакта дробленного сланца из природных формаций Ай-Пимского месторождения с растворенным в воде углекислым газом, позволяют повысить интерес к закачке в пласт CO_2 в том или ином фазовом состоянии в связи с наблюдаемыми на поверхности контакта физико-химическими процессами.

Отсутствие у авторов необходимого набора требуемой геолог-физической и иной информации по реальному месторождению, а также программного продукта для учета в прогнозных расчетах выявленных экспериментально физико-химических процессов привело к решению рассматриваемой далее синтетической модельной задачи, подробно рассматриваемой в диссертации одного из авторов [20].

Следует заметить, что идея закачки CO_2 в нефтенасыщенные пласты упирается в граничные значения коэффициентов проницаемости. Поэтому не случайно, что большинство сланцевых месторождений разрабатывают в режиме истощения пластовой энергии. К сожалению, КИН в таких случаях обычно не превышает десяти процентов. Поэтому было

выполнено компьютерное моделирование для нефтеносного пласта с граничным значением эффективной проницаемости в 1 мд.

При постановке задачи использовалась модель многомерной многофазной фильтрации, а в качестве коммерческого программного продукта — tNavigator компании Rock Flow Dynamics [21]. В данном симуляторе реализована расширенная модель нелетучей нефти, а сами результаты расчетов максимально близки к результатам промышленного стандарта моделирования многофазной фильтрации — симулятора Eclipse компании Schlumberger.

Модельный продуктивный пласт является низкопроницаемым (1 мд), нерентабельным по определению и относится к "неколлекторам" (некондиционным коллекторам). Другие исходные данные следующие: начальное пластовое давление — 23,3 МПа, давление насыщения — 0,5 МПа, вязкость нефти — 1 мПа·с, объемный фактор — $1,6 \text{ м}^3/\text{м}^3$, толщина пласта — 20 м. При снижении забойного давления в добывающих скважинах до 3 МПа далее его оставляют неизменным. Забойное давление в нагнетательной скважине постоянно и равно 30,3 МПа. Эксплуатацию добывающих скважин прекращают при снижении дебита по нефти до $1 \text{ м}^3/\text{сут}$ (на целую скважину). Относительные фазовые проницаемости приняты в виде диагональных вследствие высокой растворимости диоксида углерода в нефти. За расчетную модель принята модель нелетучей нефти (black oil). При таких исходных данных были выполнены следующие сопоставительные альтернативные расчеты-сценарии.

Пятиточечный элемент разработки имеет размеры 500×500 м. Он разбурен горизонтальными скважинами с длинами стволов 200 м. Вокруг горизонтальных стволов сетка в один слой измельчена, и проницаемость этих слоев в 10 раз превосходит проницаемость самого пласта, что имитирует техногенную трещиноватость в результате многостадийного ГРП. Схема расчетных элементов приводится на рис. 4.

Эффект межфазного обмена CO_2 с растворением в пластовой воде и нефти не учитывался, не учитывалось изменение объемных свойств фаз в зависимости от количества растворенного CO_2 . Смесь

же растворенного в воде CO_2 с нефтью приближенно учитывалась за счет диагональных относительных фазовых проницаемостей в системе нефть-вода.

Расчетная сетка имела размерность $43 \times 43 \times 10$ элементарных сеточных ячеек. Сетка неравномерная в горизонтальной плоскости, с измельчением до $1 \text{ м} \times 1 \text{ м}$ в районе каждой скважины. Затем размеры сеточных ячеек увеличивались в геометрической прогрессии с сохранением заданного суммарного расстояния между скважинами. По вертикали сетка равномерна.

Рассматриваются несколько моделируемых вариантов условий.

В варианте I все скважины в элементе разработки являются добывающими, то есть, разработка реализуется в режиме истощения пластовой энергии, скважины эксплуатируются при забойном давлении 3 МПа.

В варианте II одна из скважин (центральная в элементе разработки) становится нагнетательной. В нее осуществляется закачка карбонизированной воды с вязкостью 1 мПа·с при забойном давлении 30,3 МПа.

Результаты расчетов для рассматриваемых вариантов в графической форме приводятся на рис. 5 и 6.

На рис. 5 дается сопоставление зависимостей КИН от времени в вариантах с режимом истощения и с поддержанием пластового давления. Отсюда следует идея целесообразности поддержания пластового давления в рассматриваемом низкопроницаемом коллекторе. Правда здесь зависимость КИН от времени в варианте поддержания давления завышена, так как в расчетах была принята модель однородного по проницаемости пласта, а также приняты некоторые допущения. Однако есть несколько технологических способов и учета слоистой неоднородности пласта, и снижения ее негативности. Дополнительные резервы имеют место, если, например, длины горизонтальных скважин принять равными 1000 или 2000 м и т.д. Резервы также возрастают при учете результатов описанных лабораторных исследований.

Результаты на рис. 5 становятся более понятными при рассмотрении рис. 6, где сопоставляются зависимости дебитов по нефти для различных режимов в рамках одного элемента разработки. Здесь отметим один факт,



Рис. 3 — Многоячейная лабораторная установка «Parr Multiple Reactor Heater System 5000 Series»
Fig. 3 — Multi-cell laboratory setting "Parr Multiple Reactor Heater System 5000 Series"

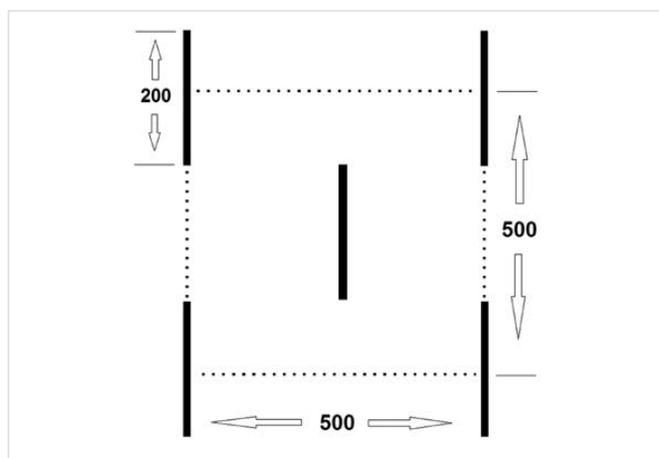


Рис. 4 — Схема расчетного 5-точечного элемента разработки
Fig. 4 — Schematic view of 5-spot element of development

состоящий в том, что в режиме истощения отбор по нефти из элемента разработки вначале оказывается несколько больше, чем в случае поддержания пластового давления за счет большего количества задействованных добывающих скважин в режиме истощения.

Итоги

Приведенные результаты расчетов соответствуют частному примеру и не являются абсолютными. Очевидно, что здесь допустимо исследование большого числа вариантов, однако это не входило в цели данной работы. Так же очевидно, что будут возникать и непредсказуемые эффекты, так как в реальных условиях слоистая или зональная неоднородность коллекторских свойств пласта часто оказывает негативное воздействие на показатели разработки нефтяных месторождений. Тем не менее, результаты моделирования на качественном уровне доказывают, что предлагаемый подход к разработке нефтяных месторождений с низкопроницаемыми пластами может приводить к повышенным значениям КИН.

Рассматриваемый подход к разработке является реалистичным не только применительно к нефтяным, но и к газоконденсатным, а в ряде случаев и газовым залежам с низкопроницаемыми коллекторами.

Выводы

Проведенные лабораторные исследования и численные эксперименты на секторной модели подтверждают высокую эффективность разработки нефтяных месторождений в низкопроницаемых коллекторах за счет поддержания давления закачкой углекислого газа в различных модификациях. Описываемый способ разработки и технологические решения имеют ряд важных особенностей и дополнительных положительных факторов. Во-первых, ППД позволяет на каждую скважину добытькратно больший объем нефти. Во-вторых, имеет место полезная утилизация CO₂, а согласно результатам лабораторных экспериментов — и попутная дополнительная генерация водорода и предельных, непредельных и ароматических углеводородов. В-третьих, отмечается практичность предполагаемого способа, схожего по техническим и технологическим решениям с давно

реализуемыми на объектах нефтяной и газовой промышленности. А мировой опыт использования диоксида углерода при разработке месторождений нефти подтверждает многофункциональность, универсальность и распространенность его применения.

Список литературы

1. Alvarado V., Manrique E. Enhanced Oil Recovery: Field Planning and Development Strategies. Gulf Professional Publishing, 2010, 208 p.
2. Закиров С.Н., Закиров Э.С., Закиров И.С. и др. Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа. М.: 2004. 520 с.
3. Закиров С.Н., Закиров Э.С., Контарев А.А. Возможность выработки запасов нефти и газа в линзовидных коллекторах // Газовая промышленность. 2014. № 3. С. 28–31.
4. Закиров С.Н., Контарев А.А. Выработка запасов нефти в линзовидных коллекторах // ДАН, 2007. Т. 413. № 1. С. 68–70
5. Khan R., Al-Nakhli A.R. An Overview of Emerging Technologies and Innovations for Tight Gas Reservoir Development. SPE International Production and Operations Conference and Exhibition. Doha, Qatar, 2012.
6. Гафаров Н.А., Глаголев А.И. Нетрадиционные газовые ресурсы. Западной Европы: оценки потенциала и геологоразведка / Газовая промышленность. 2012. № S676. С. 23–28.
7. Price P.N., Oldenburg C.M. The consequences of failure should be considered in siting geologic carbon sequestration projects. // International Journal of Greenhouse Gas Control, 2009, V. 3, issue 5, pp. 658–663.
8. Метц Б., Дэвидсон О., де Конинк Х., Лоос М., Мейер Л. Специальный доклад МГЭИК «Улавливание и хранение двуокиси углерода». Амстердам: 2005, 57 с.
9. Nicot J.-P., Duncan I.J. Common attributes of hydraulically fractured oil and gas production and CO₂ geological sequestration. Greenhouse Gases Science and Technology, 2012, V. 2, issue 5, pp. 352–368.
10. Kang S.M., Fathi E., Ambrose R.J., Akkuttu I.Y., Sigal R.F. Carbon Dioxide Storage Capacity of Organic-Rich Shales // SPE Journal, 2011.
11. Алекперов В.Ю., Грайфер В.И., Николаев Н.М. и др. Новый отечественный способ разработки месторождений баженовской свиты (часть 1) // Нефтяное хозяйство. 2013. № 12. С. 100–105.
12. Алекперов В.Ю., Грайфер В.И., Николаев Н.М. и др. Новый отечественный способ разработки месторождений баженовской свиты (часть 2) // Нефтяное хозяйство. 2014. № 1. С. 50–53.
13. Muskat M. Physical Principles of Oil Production. New York: McGraw-Hill, 1949, 606 p.
14. Craig F.F.Jr.: The reservoir engineering aspects of waterflooding. New York: H.L. Doherty Memorial Fund of AIME, 1971, 164 p.
15. Крылов А.П., Глоговский М.М., Мирчинк М.Ф., Николаевский Н.М., Чарный И.А. Научные основы разработки нефтяных месторождений. М.: Гостоптехиздат, 1948, 416 с.
16. Lake L. Enhanced oil recovery. Englewood Cliffs, N.J.: Prentice Hall, 1989, 550 p.
17. Khan R., Al-Nakhli A.R. An Overview of Emerging Technologies and Innovations for Tight Gas Reservoir Development. SPE International Production and Operations Conference and Exhibition. Doha, Qatar, 2012.
18. Barenbaum A.A., Zakirov S.N., Zakirov E.S., Klimov D.S., Serebryakov V.A., Physical and Chemical Processes During the Carbonated Water Flooding in the Oilfields. SPE Russian Petroleum Technology Conference. Moscow, 2015.
19. Семенов А.П., Закиров Э.С., Климов Д.С. Взаимодействие сланцевых отложений с карбонизированной водой и диоксидом углерода // Технологии нефти и газа. 2014. № 3. С. 47–52.
20. Климов Д.С. Экспериментальные исследования физико-химических явлений при участии CO₂ в фильтрационных и обменных процессах. Москва, 2015. 127 с.
21. Harrison S. tNavigator – breaking reservoir simulation speed limits in Europe! // The First SPE Norway Magazine, 2015, issue 5, pp. 22–27.

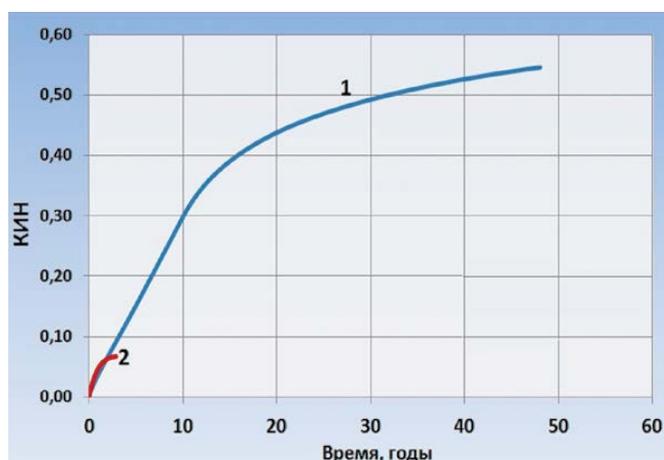


Рис. 5 — Зависимости КИН от времени:
1 — режим поддержания давления, 2 — режим истощения
Fig. 5 — Dynamics of oil recovery factor (ORF):
1 — pressure maintenance, 2 — depletion drive

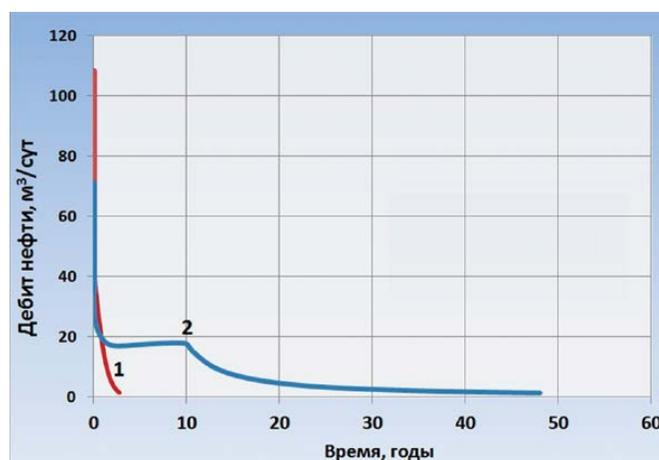


Рис. 6. Зависимости дебита элемента разработки по нефти:
1 — режим истощения, 2 — режим поддержания давления
Fig. 6 — Oil production rate versus time:
1 — depletion drive, 2 — pressure maintenance

New methods for the development of oil and gas fields with low-permeability reservoirs

Authors:

Dmitry S. Klimov — Ph.D., researcher of laboratory of gas oil condensate recovery; seydem@mail.ru

Ernest S. Zakirov — Sc.D., principal researcher of laboratory of gas oil condensate recovery; ezakirov@ogri.ru

OGRI RAS, Moscow, Russian Federation

Abstract

The purpose of this article is to justify universal and multipurpose way of unconventional oil and gas fields development with low permeable rocks based on pressure maintaining and in-situ hydrogen and hydrocarbons synthesis revealed through the authors' lab experiments.

Materials and methods

The article presents brief summary of computer modeling results, obtained by means of commercial reservoir simulator tNavigator (Rock Flow Dynamics), and oil and gas fields development method in case of low permeable rocks, based on an previous laboratory experiments results analysis.

Results

Presented simulation results correspond to a particular case and should not be absolutized at all. Obviously, feasible studies should comprise a large number of cases, but this was not the purpose of this paper. It is also clear

that unpredictable effects could come. As far as in real reservoir conditions, layered or zonal heterogeneity often has negative impact on oilfield development indices. Nevertheless, on a qualitative level the results of simulating proves that proposed approach to oil fields development with low permeable layers can lead to increased values of oil recovery. The approach concerned to field development is realistic not only for oil, but also for gas condensate and, in some cases, gas deposits with low-permeability reservoirs.

Conclusions

Conducted laboratory studies and numerical experiments on sector model confirm enhanced efficiency of oil fields development in low-permeable reservoirs due to pressure maintenance by carbon dioxide injection in various modifications. The method described and technological solutions possess a number of important peculiarities and additional positive factors. Namely, firstly, pressure

maintenance permit each producing well to get much oil. Incremental production may be several times higher than the base case. Secondly, useful utilization of CO₂ takes place, and according to laboratory experiments results additional generation of hydrogen and hydrocarbons occur as by-product of CO₂ injection. Thirdly, practicality of the proposed method, similar to the technical and technological solutions that have long been implemented in oil and gas industry. And world-wide experience of carbon dioxide application in oil fields development confirms multi-purposedness, universality and abundance of its employment.

Keywords

low permeable reservoirs, hydrogen generation, hydrocarbons, hydraulic fracturing, carbonized water injection, carbon dioxide, dynamic and stationary experiments, depletion regime, pressure maintenance regime, oil recovery factor

References

- Alvarado V., Manrique E. Enhanced Oil Recovery: Field Planning and Development Strategies. Gulf Professional Publishing, 2010, 208 p.
- Zakirov S.N., Zakirov E.S., Zakirov I.S. *Novye principy i tekhnologii razrabotki mestorozhdeniy nefi i gaza* [New principles and technologies of oil and gas fields development]. Moscow: 2004, 520 p.
- Zakirov S.N., Zakirov E.S., Kontarev A.A. *Vozmozhnost' vyrabotki zapasov nefi i gaza v lizovidnykh kollektorakh* [Possibility of producing oil and gas reserves in lenticular reservoirs]. Gas Industry, 2014, issue 3, pp. 28–31.
- Zakirov S.N., Kontarev A.A. *Vyrabotka zapasov nefi v lizovidnykh kollektorakh* [Development of oil reserves in lenticular reservoirs]. Doklady Earth Sciences, V. 413, issue 1, 2007, pp. 68–70.
- Khan R., Al-Nakhli A.R. An Overview of Emerging Technologies and Innovations for Tight Gas Reservoir Development. SPE International Production and Operations Conference and Exhibition. Doha, Qatar, 2012.
- Gafarov N.A., A.I. Glagolev. *Netradicionnye gazovye resursy. Zapadnoj Evropy: otenki potentsiala i geologorazvedka* [Unconventional gas resources. Western Europe: assessment of potential and geological exploration]. Gas Industry, 2012, issue S676, pp. 23–28.
- Price P.N., Oldenburg C.M. The consequences of failure should be considered in siting geologic carbon sequestration projects. International Journal of Greenhouse Gas Control, 2009, V. 3, issue 5, pp. 658–663.
- Metz B., Davidson O., De Coninck H., Loos M., Meyer L. *Spetsial'nyy doklad MGEIK «Ulavlivanie i khranenie dvoukisi ugleroda»* [IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage]. Amsterdam: 2005, 57 p.
- Nicot J.-P., Duncan I.J. Common attributes of hydraulically fractured oil and gas production and CO₂ geological sequestration. Greenhouse Gases Science and Technology, 2012, V. 2, issue 5, pp. 352–368.
- Kang S.M., Fathi E., Ambrose R.J., Akkuttu I.Y., Sigal R.F. Carbon Dioxide Storage Capacity of Organic-Rich Shales // SPE Journal, 2011.
- Alekperov V.Ju., Grajfer V.I., Nikolaev N.M. i dr. *Novyj otechestvennyy sposob razrabotki mestorozhdenij bazhenovskoj svity (chast' 1)* [A new domestic method for developing deposits of the Bazhenov suite (part 1)]. Oil industry, 2013, issue 12, pp. 100–105.
- Alekperov V.Ju., Grajfer V.I., Nikolaev N.M. i dr. *Novyj otechestvennyy sposob razrabotki mestorozhdenij bazhenovskoj svity (chast' 2)* [A new domestic method for developing deposits of the Bazhenov suite (part 1)]. Oil industry, 2014, issue 1, pp. 50–53.
- Muskat M. Physical Principles of Oil Production. New York: McGraw-Hill, 1949, 606 p.
- Craig F.F.Jr.: The reservoir engineering aspects of waterflooding. New York: H.L. Doherty Memorial Fund of AIME, 1971, 164 p.
- Krylov A.P., Glogovskij M.M., Mirchink M.F., Nikolaevskij N.M., Charnyj I.A. *Nauchnye osnovy razrabotki nefjanyh mestorozhdenij* [Scientific bases of development of oil deposits]. Moscow: Gostoptehizdat, 1948, 416 p.
- Lake L. Enhanced oil recovery. Englewood Cliffs, N.J: Prentice Hall, 1989, 550 p.
- Khan R., Al-Nakhli A.R. An Overview of Emerging Technologies and Innovations for Tight Gas Reservoir Development. SPE International Production and Operations Conference and Exhibition. Doha, Qatar, 2012.
- Barenbaum A.A., Zakirov S.N., Zakirov E.S., Klimov D.S., Serebryakov V.A., Physical and Chemical Processes During the Carbonated Water Flooding in the Oilfields. SPE Russian Petroleum Technology Conference. Moscow, 2015.
- Semenov A.P., Zakirov E.S., Klimov D.S. *Vzaimodejstvie slancevykh otlozhenij s karbonizirovannoj vodoj i dioksidom ugleroda* [Interaction of shale deposits with carbonized water and carbon dioxide]. Oil and Gas Technologies, 2014, issue 3, pp. 47–52.
- Klimov D.S. *Eksperimental'nye issledovaniya fiziko-khimicheskikh yavlenij pri uchastii CO₂ v fil'tratsionnykh i obmennykh protsessakh* [Experimental researches of physical and chemical phenomena with participation of CO₂ in filtration and exchange processes]. Moscow, 2015, 127 p.
- Harrison S. tNavigator – breaking reservoir simulation speed limits in Europe! // The First SPE Norway Magazine, 2015, issue 5, pp. 22–27.