

УДК 622.276

МЕТОДЫ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ ВОДОПЛАВАЮЩИХ НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

А.В. Поушев, Б.Б. Квеско, Е.Г. Карпова, А.Р. Квеско

Томский политехнический университет

E-mail: AVPoushev@tnk-bp.com

С помощью фактической действующей трехмерной гидродинамической модели нефтяного пласта БВ₈¹⁻³ нефтегазосного месторождения А (Томская область) изучены основные причины образования конусов подошвенной воды в пласте. Рассмотрены различные методы, позволяющие замедлить рост обводнения скважины, такие как определение оптимального положения и мощности интервала перфорации вертикальной скважины, совместная и одновременно-раздельная эксплуатация нефтенасыщенной и водонасыщенной зон пласта. Показана эффективность одновременно-раздельной эксплуатации водонасыщенной и нефтенасыщенной зон пласта с помощью двуствольной скважины (вертикальный и горизонтальный ствол) либо с помощью двух параллельных горизонтальных стволов.

Ключевые слова:

Конус подошвенной воды, одновременно-раздельная эксплуатация, совместная эксплуатация, двуствольная скважина.

Key words:

Water coning, dual completion allowing segregated production, co-mingled production, dual well.

Большинство нефтяных залежей, разрабатываемых в настоящее время, частично или полностью подстилаются подошвенными водами, оконтуриваются краевыми водами, а в ряде случаев имеет место и то, и другое одновременно. Разработка водоплавающих нефтяных залежей характеризуется незначительным по продолжительности, а в ряде случаев и вовсе отсутствующим безводным периодом эксплуатации скважин, высокой себестоимостью добываемой нефти, повышенной обводненностью добываемой продукции, низкими дебитами по нефти и низким коэффициентом извлечения нефти, малыми темпами разработки. Как показывают анализы разработки месторождений с подошвенной водой, конусообразование (процесс стягивания подошвенных вод в скважину через забой или в нижние отверстия перфорированного интервала колонны) является основной причиной обводнения скважин. Это значительно снижает конечные значения коэффициента извлечения нефти и рентабельность разработки месторождения в целом.

Причины образования конусов подошвенной воды в пласте

Вследствие отбора нефти появляется тенденция к деформированию поверхности раздела двух фаз, которая принимает холмообразный вид, называемый конусом подошвенной воды. Такая поверхность образуется вследствие того, что поток нефти к несовершенной скважине на расстоянии большего одного-двух значений продуктивной толщины от ее оси (внешняя зона) можно считать плоскорадиальным, где линии тока располагаются параллельно кровле и подошве пласта. В силу того, что горизонтальная проницаемость для малопроницаемых пород в несколько раз больше вертикальной, градиент давления сдвига для жидкости увеличивается в направлении, перпендикулярном напластованию. Поэтому линии тока в этой зоне

располагаются параллельно кровле и подошве пласта. В [1–4] установлено, что создавая повышенные градиенты давления на пласт и снижая давления ниже давления насыщения, мы тем самым способствуем снижению структурно-механических свойств нефти в околоскважинной зоне и увеличению скорости фильтрации. Вокруг забоя скважины образуется внутренняя зона, характеризующаяся пространственным притоком, в которой линии тока искривлены. В результате такого искривления линий тока появляется вертикальная составляющая скорости фильтрации, значение которой возрастает с приближением к оси скважины. Наличие вертикальной составляющей приводит к подтягиванию поверхности раздела нефть-вода или газ-нефть, а ее уменьшение с увеличением расстояния от оси скважины обуславливает образование конусообразной границы раздела.

Модель черной нелетучей нефти

К настоящему времени надежные способы, позволяющие без значительных потерь нефти и материальных затрат добиться длительной работы скважин без появления в их продукции воды, еще не найдены.

В общем случае процесс конусообразования, как и многие другие задачи разработки месторождений, не имеет точного решения, поэтому для физико-математического моделирования процесса конусообразования была использована трехфазная, трехмерная модель черной нелетучей нефти (Black oil model, Eclipse 100). Для этой цели была использована фактическая действующая трехмерная гидродинамическая модель нефтяного пласта БВ₈¹⁻³ месторождения А Западной Сибири, в которой был выделен сектор размерами 1500×1000×33 м, разбитый на ячейки по 20 м по длине и ширине, 1,5 м — по высоте. Геометрические параметры модели представлены в таблице. Используемая действующая трехмерная гидродинамическая модель нефтяного пласта

BV_8^{1-3} соответствует промыслово-геологическим условиям Самотлорского месторождения.

Таблица. Параметры модели пласта BV_8^{1-3} месторождения А

Параметры	Значение
Количество ячеек, шт.	82500
По X	75
По Y	50
По Z	22
Проницаемость по горизонтали	
В нефтенасыщенной зоне, мД	100
В водонасыщенной зоне, мД	100
Коэффициент анизотропии	0,1
Свойства пластовой воды	
Вязкость, сП	0,4
Плотность, кг/м ³	1018
Свойства пластовой нефти	
Вязкость, сП	0,85
Плотность в стандартных условиях, кг/м ³	841
Пластовое давление, атм	213
Пористость пласта, %	22,5

В модели нелетучей нефти предполагается наличие трех фаз (нефть-вода-газ). Вода и нефть не смешиваются, а газ предполагается растворимым в воде и нефти. Модель нелетучей нефти базируется на уравнении неразрывности или сохранения массы флюидов и уравнении движения (закон Дарси), которым описывается скорость фильтрации для каждого из фильтрующихся флюидов. Закон Дарси устанавливает зависимость между скоростью фильтрации и градиентом давления для каждой фазы. Предполагается, что фильтрация изотермическая и флюиды в пласте находятся в состоянии термодинамического равновесия. В этом случае зависимости PVT (давление-объем-температура) представляются в виде зависимости объемных коэффициентов нефти от давления.

Плотность флюидов и поровый объем выражаются как функции давления с помощью уравнений состояния в явном виде. Модель нелетучей нефти дополняется начальными и краевыми условиями. Под начальными условиями понимается распределение на пространственных поверхностях значений давления и насыщенностей в первоначальный момент времени. Под краевыми условиями понимается задание граничных условий (режимов работы) на границе моделируемой области и на каждом из источников и стоков, представляющих скважины. В гидродинамическом симуляторе Eclipse доступны явные и неявные схемы расчета полей давлений и насыщенностей. В данной работе расчеты выполнялись, используя полностью неявную схему расчета, плюсом которой является улучшенная сходимость расчета на длительном промежутке времени по сравнению с явной схемой.

Определение оптимального расположения и мощности интервала перфорации вертикальной скважины

Одним из способов замедления роста обводненности скважины из-за прорыва подошвенной воды в нижние отверстия интервала перфорации является расположение интервала перфорации по возможности дальше от водонефтяного контакта и ближе к кровле пласта. Для определения оптимального расположения и мощности интервала перфорации скважины была использована описанная выше модель нефтяного пласта BV_8^{1-3} месторождения А (Томская область). Для расчета были выбраны размеры интервала перфорации от 0,1 до 1,0 толщины нефтенасыщенной части пласта, и положение перфорации устанавливалось от кровли пласта до зоны водонефтяного контакта. Эксплуатация скважины осуществляется при давлении на забое, близком к давлению насыщения.

В процессе моделирования выяснилось, что при увеличении мощности интервала перфорации от кровли пласта к подошве от 10 до 20 % от нефтенасыщенной толщины накопленная добыча нефти увеличивается на 15 % с 505 до 591 тыс. м³, а период рентабельной добычи нефти сокращается с 82 лет до 71 года (рис. 1).

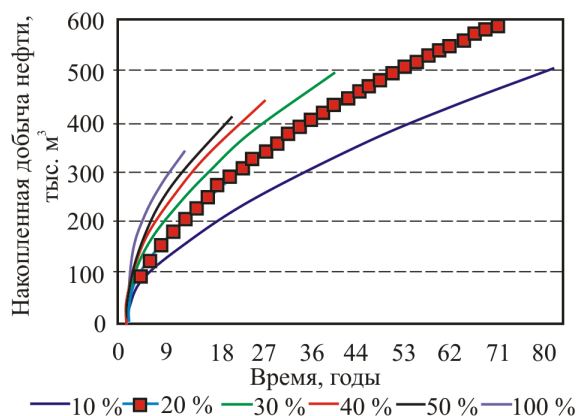


Рис. 1. Динамика накопленной добычи нефти при увеличении мощности интервала перфорации (%) от кровли пласта к подошве

Дальнейшее увеличение мощности интервала перфорации от кровли пласта к подошве от 20 до 100 % от нефтенасыщенной толщины пласта приводит к быстрому подтягиванию конуса подошвенной воды к нижним отверстиям интервала перфорации, в результате которого накопленная добыча нефти снижается с 591 до 351 тыс. м³, а период рентабельной добычи нефти сокращается с 71 до 12 лет (рис. 1). Следовательно, с точки зрения увеличения нефтеотдачи пласта наиболее приемлемым, исходя из полученных результатов, является перфорирование 20 % нефтенасыщенной толщины от кровли пласта к подошве. Однако, несмотря на полученные результаты, даже при благоприятном расположении и мощности интервала перфорации, дебит нефти недопустимо мал, и уже после

непродолжительного времени разработки наблюдается прорыв подошвенной воды в нижние перфорационные отверстия скважины.

Совместная эксплуатация нефте- и водонасыщенной зон пласта

В [1, 5] установлено, что одним из способов повышения эффективности разработки водоплавающих нефтяных залежей может быть способ образования обратного конуса пластовой нефти в водонасыщенной толщине подошвенных вод, путем вскрытия и совместной эксплуатации водо- и нефтенасыщенной зон пласта. Так как отбор только одного из флюидов неизбежно приводит к конусообразованию, предложено перфорировать колонну против нефте- и водонасыщенного интервалов и отбирать одновременно и нефть и воду. Физически это означает, что слив воды через перфорационные отверстия, расположенные в водонасыщенной зоне изменяет поле потенциала потока вокруг скважины таким образом, что водяной конус «подавляется». Течение в перфорационные отверстия воды образует направленную вверх вязкостную силу, которая образуется при прохождении через верхние (для нефти) перфорационные отверстия. В результате баланса сил устойчивое равновесие конуса образуется и сохраняется внизу, вокруг и ниже перфорационных отверстий для нефти. В дальнейшем, наличие обратного конуса будет препятствовать быстрому прорыву подошвенной воды в скважину.

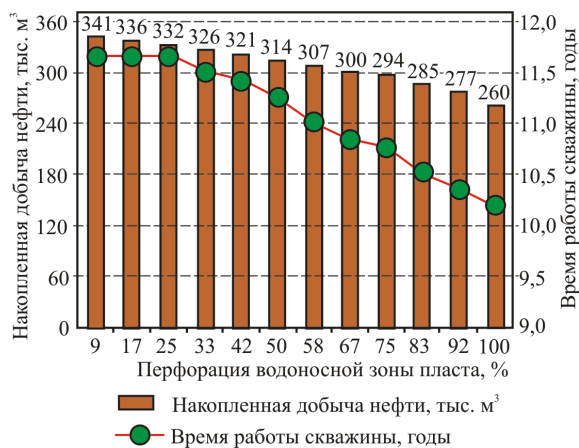


Рис. 2. Накопленная добыча нефти и время рентабельной добычи при увеличении мощности интервала перфорации водонасыщенной зоны пласта

Для расчета эффективности совместной эксплуатации водо- и нефтенасыщенной зон пласта размеры интервала перфорации нефтенасыщенной части пласта составляли 100 %, а размеры интервала перфорации водонасыщенной части пласта варьировались от 8 до 100 %.

Анализ результатов показал, что совместная эксплуатация пластов является неэффективной для данных геологических условий. При увеличении мощности интервала перфорации в водонасыщенной зоне от нуля до 100 % накопленная добыча

нефти уменьшается на 24 % с 341 до 260 тыс. м³, а период рентабельной добычи нефти снижается с 12 до 10 лет (рис. 2). Наиболее приемлемым, исходя из полученных результатов, при совместной эксплуатации слоев пласта является совместная перфорация 100 % нефте- и 8 % водонасыщенной толщины пласта. При этом, по сравнению со случаем частичного вскрытия (20 % нефтенасыщенной толщины от кровли пласта к подошве), наблюдается значительное снижение накопленной добычи нефти на 42 % с 591 до 341 тыс. м³ (рис. 5).

Одновременно-раздельная эксплуатация нефте- и водонасыщенной зон пласта

В [1] установлено, что альтернативным решением проблемы увеличения обводненности продукции при совместной эксплуатации водо- и нефтенасыщенного пластов служит раздельная эксплуатация двух зон с помощью двух насосно-компрессорных труб (рис. 3). В этом случае производится вскрытие водоносного слоя пласта и его совместная эксплуатация с нефтяным, причем оба слоя изолированы друг от друга с помощью пакера. В предыдущем разделе была установлена неэффективность совместной эксплуатации зон пласта, при которой водо- и нефтенасыщенный слои пласта перфорировались полностью. В связи с этим, в данном разделе предлагается оценить эффективность данного вида эксплуатации зон пласта при различной мощности и расположении интервалов перфорации. Для расчета эффективности одновременно-раздельной эксплуатации водо- и нефтенасыщенной зон пласта размеры интервала перфорации зон пласта варьировались от нуля до 100 %.

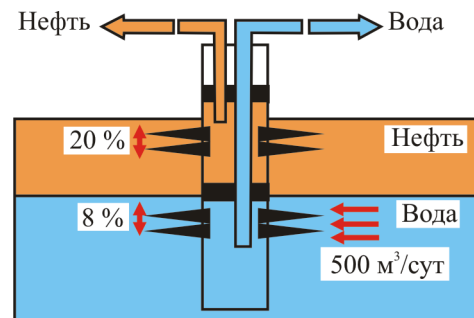


Рис. 3. Борьба с конусообразованием путём одновременно-раздельной эксплуатации водо- и нефтенасыщенного пластов

Анализ результатов показал, что оптимальным является перфорирование 20 % нефтенасыщенной и 8 % водонасыщенной толщины от кровли пласта к подошве, так как для данного случая накопленная добыча нефти достигает максимального значения 710 тыс. м³ (рис. 4). По сравнению со случаем частичного вскрытия (20 % нефтенасыщенной толщины от кровли пласта к подошве), наблюдается значительное увеличение накопленной добычи нефти на 23,8 % со 541 до 710 тыс. м³ при достижении обводненностью предельного значения 98 % (рис. 5).

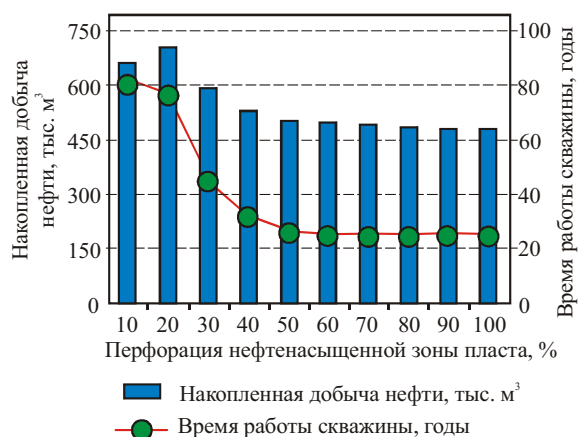


Рис. 4. Накопленная добыча нефти и время рентабельной добычи при перфорации 8 % водонасыщенной зоны и увеличении мощности интервала перфорации нефтенасыщенной зоны пласта м³

Раздельная эксплуатация водо- и нефтенасыщенной зон пласта с помощью двухзабойных скважин

В [5] установлено, что одним из решений проблемы конусообразования в пласте является технология бурения двухзабойных скважин. Природа образования гребней подошвенной воды в горизонтальных скважинах такова, что прорыв подошвенной воды в первую очередь происходит в области пятки горизонтальной скважины, а затем распространяется вдоль всей длины ствола. Для того, чтобы замедлить скорость образования гребней по-

дошвенной воды в пласте, предлагается применять раздельную эксплуатацию водо- и нефтенасыщенного пластов с помощью:

- двухствольной скважины (вертикальный и горизонтальный стволы);
- двух параллельных горизонтальных стволов.

1. Раздельная эксплуатация водо- и нефтенасыщенного пластов с помощью двухствольной скважины (вертикальный и горизонтальный стволы)

Данная технология предполагает использование двухствольной скважины, таким образом, что нижняя (водонасыщенная) часть коллектора эксплуатируется с помощью вертикально пробуренного ствола скважины, а верхняя (нефтенасыщенная) часть эксплуатируется с помощью горизонтального ствола протяженностью 500 м, расположенного на расстоянии 10 % от кровли к подошве пласта (рис. 6, а).

Анализ результатов показал, что для данной технологии наиболее оптимальным является перфорация 8 % водонасыщенной толщины от кровли пласта к подошве и отбор из данного интервала 500 м³ чистой воды в сутки. По сравнению со случаем горизонтальной скважины, вскрывающей 10 % нефтенасыщенной толщины от кровли пласта к подошве, наблюдается значительное увеличение накопленной добычи нефти на 23 % с 619 до 805 тыс. м³ при достижении обводненностью предельного значения 98 % и увеличение времени рентабельной добычи нефти на 49 % с 18,4 до 36 лет (рис. 7).

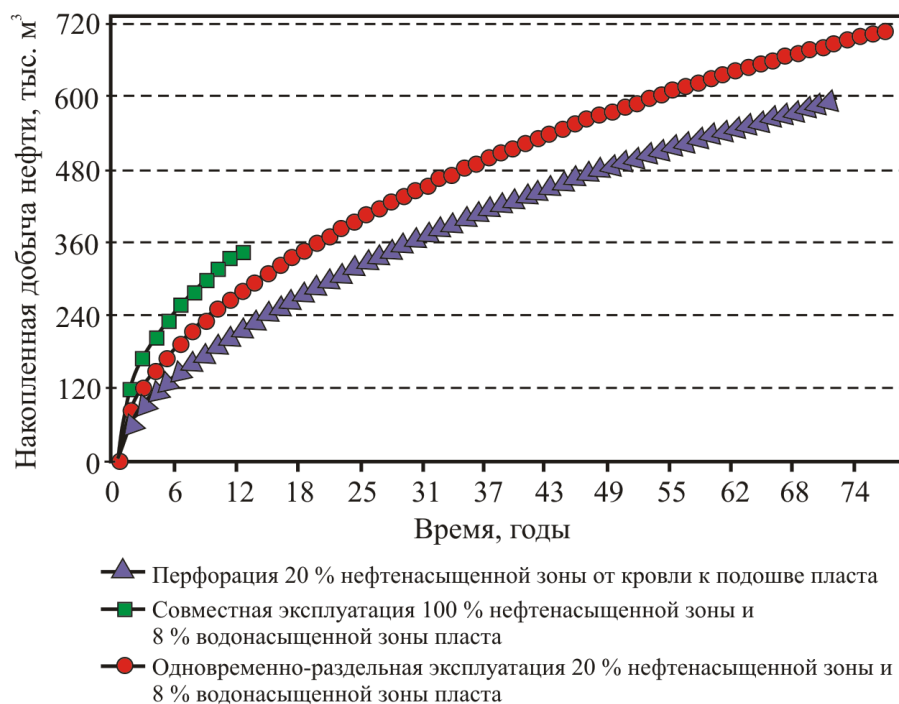


Рис. 5. Динамика накопленной добычи нефти при различных методах вскрытия пласта в вертикальной скважине

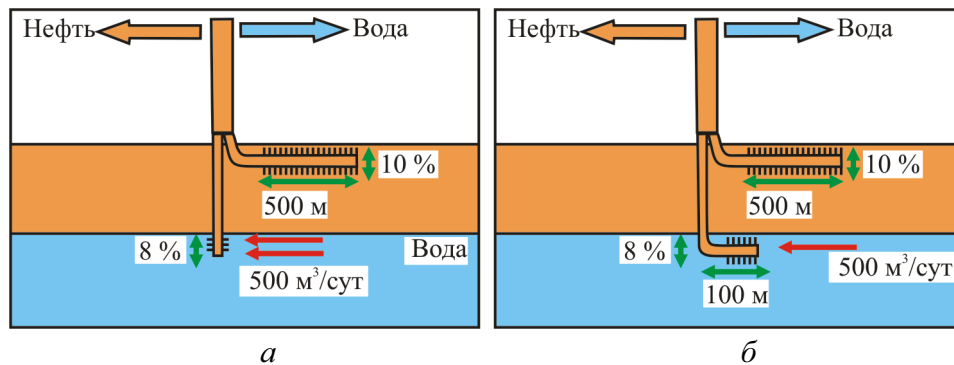


Рис. 6. Раздельная эксплуатация водо- и нефтенасыщенного слоев пласта с помощью двухствольных скважин

2. Раздельная эксплуатация водо- и нефтенасыщенного пластов с помощью двух параллельных горизонтальных стволов

Данная технология предполагает использование двухствольной скважины, которая имеет два ствола, расположенных параллельно друг над другом в пласте. Один из стволов такой скважины бурится ниже водонефтяного контакта с целью эксплуатации водонасыщенной части резервуара, второй же ствол протяженностью 500 м бурится вблизи кровли нефтяного продуктивного пласта (рис. 6, б).

Исходя из полученных результатов, для данной технологии оптимальным является эксплуатация нижней водонасыщенной части пласта с помощью горизонтального ствола протяженностью 100 м, вскрывающего 8 % от верхней части водонасыщенной зоны пласта и отбор из данного интервала 500 м³ чистой воды в сутки. По сравнению со слу-

чаем горизонтальной скважины, вскрывающей 10 % нефтенасыщенной толщины от кровли пласта к подошве, наблюдается значительное увеличение накопленной добычи нефти на 30,2 % с 619 до 887 тыс. м³ при достижении обводненностью предельного значения 98 % и увеличении времени рентабельной добычи нефти на 50 % с 18 до 36 лет (рис. 7).

Как показано в [5] в результате раздельной эксплуатации водо- и нефтенасыщенной зон удалось снизить обводненность скважины с 97 до 69 % и увеличить дебит нефти практически в три раза с 15 до 42 т/сут.

Для месторождений Западной Сибири с целью предотвращения подтягивания подошвенной воды к нижним интервалам перфорации предлагается вести раздельную добычу нефти и воды из изолированных водо- и нефтенасыщенной зон пласта через двустовную гибкую подъемную колонну насо-

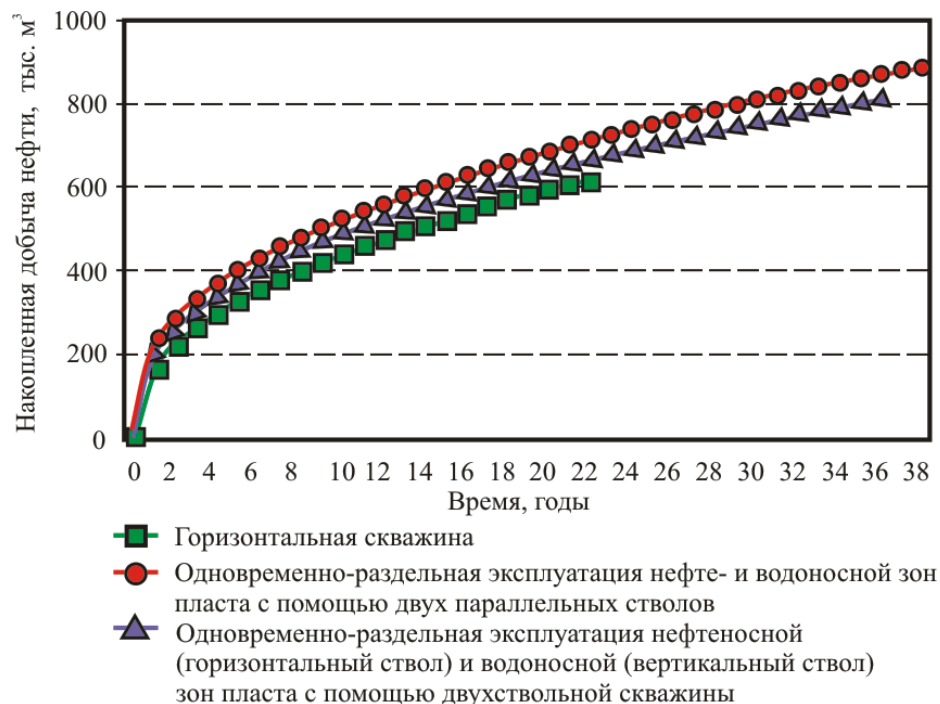


Рис. 7. Динамика накопленной добычи нефти при различных методах вскрытия пласта в горизонтальной скважине

сно-компрессорных труб двумя электроцентробежными насосами. Два электроцентробежных насоса спускают на подвеске к колонне насосно-компрессорных труб диаметром 89 мм; оба насоса имеют осевую линию. Концентрическая гибкая колонна насосно-компрессорных труб диаметром 38 мм спускается параллельно основной колонне от поверхности до внутрискважинного манифольда. Верхний насос поднимает продукцию через основную колонну насосно-компрессорных труб с диаметром 89 мм. Нижний насос имеет специальный клапан и перегоняет добываемую жидкость по нескольким насосно-компрессорным трубам к манифольду, от которого жидкость поднимается через колонну насосно-компрессорных труб с диаметром 38 мм.

Выводы

1. На трехмерной гидродинамической модели нефтяного пласта БВ₈¹⁻³ месторождения А (Западно-Сибирский регион) изучены причины образования конусов подошвенной воды в пласте.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Телков А.П., Грачев С.И. Особенности разработки нефтегазовых месторождений. Ч. 2. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2001. – 482 с.
2. Маскет М. Течение однородной жидкости в пористой среде. – Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2004. – 628 с.
3. Телков А.Л., Стеглянин Ю.И. Образование конусов воды при добыче нефти и газа. – М.: Недра, 1965. – 101 с.
2. Рассмотрены методы определения оптимального положения и мощности интервала перфорации вертикальных скважин для совместной и одновременно-раздельной эксплуатации нефте- и водонасыщенной зон пласта.
3. Показано, что для вертикальной скважины наиболее приемлемым является перфорирование 20 % нефтенасыщенной толщины от кровли пласта к подошве. Для совместной/одновременно-раздельной эксплуатации водо- и нефтенасыщенной зон пласта оптимальным является одновременная перфорация 100/20 % нефте- и 8 % водонасыщенной толщин.
4. Для горизонтальной скважины, вскрывающей 10 % нефтенасыщенной толщины от кровли пласта к подошве, раздельная эксплуатация водо- и нефтенасыщенного пластов с помощью двухствольной скважины (вертикальный и горизонтальный стволы) и с помощью двух параллельных горизонтальных стволов прирост накопленной добычи нефти составит 24,5 и 30,2 %.
4. Чарный И.А. Подземная гидрогазодинамика. – М.: Гостоптехиздат, 1983. – 528 с.
5. Shirman E.I., Wojtanowicz A.K. More Oil with Less Water Using Downhole Water Sink Technology // PE Annual Technical Conference and Exhibition, 27–30 September 1998. – New Orleans, Louisiana, 1998. – P. 215–225.

Поступила 27.10.2010 г.