

УДК 622.243.24

**ОЦЕНКА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ
И ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ
РАЗРАБОТКИ ГАЗОНЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
С ПРИМЕНЕНИЕМ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН**



**ASSESSMENT OF THE TECHNOLOGICAL
AND ECONOMIC EFFICIENCY
OF DEVELOPING A GAS AND OIL FIELD
USING HORIZONTAL WELLS**

Даценко Елена Николаевна

кандидат технических наук,
доцент кафедры Нефтегазового дела
имени профессора Г.Т. Вартумяна,
Кубанский государственный
технологический университет
aldac@mail.ru

Орлова Инна Олеговна

кандидат технических наук,
доцент кафедры Нефтегазового дела
имени профессора Г.Т. Вартумяна
Кубанский государственный
технологический университет
assoletta77@mail.ru

Авакимян Наталья Николаевна

кандидат технических наук,
доцент кафедры общей математики,
Кубанский государственный
технологический университет
avnatali@mail.ru

Аннотация. В статье приведена классификация газонефтяных месторождений, описаны основные проблемы и технологии разработки таких месторождений. В качестве повышения эффективности разработки предлагается замена традиционных вертикальных скважин горизонтальными. Приводится расчёт технологической и экономической эффективности применения горизонтальных скважин. Показано, что применение горизонтальных скважин на данных месторождениях значительно повышает эффективность их разработки. Благодаря вскрытию пластов горизонтальными скважинами достигаются: интенсификация добычи нефти и увеличение нефтеотдачи пластов; увеличение срока эффективной эксплуатации скважин за счёт значительного уменьшения водогазоконусных образований; уменьшение числа скважин, необходимых для разработки и доработки месторождений; минимальное загрязнение окружающей среды и сохранение экологически чистыми больших площадей на поверхности.

Ключевые слова: особенности разработки газонефтяного месторождения; общие сведения о газонефтяных месторождениях; классификация и характеристика газонефтяных залежей; основные проблемы разработки газонефтяных залежей; способы разработки газонефтяных залежей; разработка газонефтяного месторождения горизонтальными скважинами; преимущества разработки газонефтяной залежи горизонтальными скважинами.

Datsenko Elena Nikolaevna

Candidate of technical sciences,
Associate Professor of oil
and gas engineering department
named after professor G.T. Vartumyan,
Kuban state technological university
aldac@mail.ru

Orlova Inna Olegovna

Candidate of technical sciences,
Associate Professor of oil
and gas engineering department
named after professor G.T. Vartumyan,
Kuban state technological university
assoletta77@mail.ru

Avakimyan Natalya Nikolaevna

Candidate of technical sciences,
Associate Professor
of general mathematicians department,
Kuban state technological university
avnatali@mail.ru

Annotation. The article provides a classification of gas and oil fields, describes the main problems and technologies for the development of such fields. As an increase in development efficiency, it is proposed to replace traditional vertical wells with horizontal ones. The calculation of technological and economic efficiency of horizontal wells application is given. It is shown that the use of horizontal wells in these fields significantly increases the efficiency of their development. Due to the opening of formations by horizontal wells, the following is achieved: intensification of oil production and increased oil recovery; increase in the effective life of wells due to a significant reduction in water-gas cone formations; reduction in the number of wells required for the development and further development of fields; minimal environmental pollution and the preservation of environmentally friendly large areas on the surface.

Keywords: features of the development of gas and oil fields; general information about gas and oil fields; classification and characterization of gas and oil deposits; the main problems of the development of gas and oil deposits; methods for developing gas and oil deposits; gas and oil field development with horizontal wells; advantages of developing a gas-oil deposit by horizontal wells.

Общие сведения о газонефтяных месторождениях

В последние годы структура сырьевой базы нефтяной промышленности существенно изменилась. Всё больший удельный вес приобретает добыча нефти из сложнопостроенных залежей, в том числе газонефтяных, значительные запасы нефти которых заключены в обширных и низкопродуктивных подгазовых зонах с небольшой нефтенасыщенной толщиной продуктивных пластов.

Газонефтяное месторождение – совокупность залежей газа и нефти, контролируемых единым структурным элементом, для которых характерно преобладание объёма газа над объёмом нефти.

Эти месторождения включают нефтяную часть в виде оторочки, газовую шапку, содержащую, кроме газа, конденсат, и очень часто подошвенную или краевую воду. В отдельных случаях газонефтяное месторождение может быть представлено лишь одной газонефтяной залежью. В разрезе газонефтяного месторождения, чаще всего в верхней части, находятся газовые залежи, затем газонефтяные и в нижней части – нефтяные. Эти залежи имеют соответственно газоводяные, газонефтяные и водонефтяные контакты. Распределяются залежи по разрезу газонефтяного месторождения неравномерно. Основные скопления углеводородов приурочены к определённым литолого-стратиграфическим комплексам в зависимости от особенностей геологического строения как самого газонефтяного месторождения, так и от условий формирования нефтегазонасыщенной области или провинции, в состав которой входит то или иное месторождение. Газонефтяные месторождения обычно группируются в зоны нефтегазонакопления.

В пределах одного газонефтяного месторождения могут быть выявлены структурные, литологические и другие типы залежей. Эксплуатация газовых и нефтяных залежей газонефтяных месторождений осуществляется отдельно. Сходные по строению и продуктивности залежи объединяются в единые объекты разработки с учётом возможности их эксплуатации одной сеткой скважин. Примерами газонефтяных месторождений могут служить – Губкинское, Коробковское, Бахметьевско-Жирновское, Анастасиевско-Троицкое, Самотлорское, Варьёганское.

Анализ газонефтяных объектов показал четкую дифференциацию извлекаемых запасов нефти в зависимости от доли газовой фазы в объёме пласта. При преобладании газовой фазы проектная нефтеотдача составляет в среднем около 20 %; по объектам, где газовая фаза не превышает 0,25 общего объёма пласта, нефтеотдача, определённая как средняя арифметическая по всем объектам, равняется 37 %.

Степень выработанности извлекаемых запасов нефти газонефтяных залежей находится в тесной зависимости от доли газовой фазы. Для объектов с небольшой долей газовой фазы (менее 0,25) она достигает 44 %, в то время как при доле 0,50–0,75 средняя выработанность находится на уровне 10 %.

В большинстве случаев ГНЗ залегают на глубине 1000–2000 м и содержат сравнительно небольшие запасы нефти. Условия залегания нефти и газа, характер распределения запасов по зонам имеют большое значение для рациональной разработки.

Наиболее сложной задачей является извлечение нефти из нефтяных оторочек, имеющих незначительную толщину и обширную водогазовую зону. В большинстве нефтегазодобывающих районов ГНЗ приурочены к многопластовым месторождениям, в продуктивной толще которых имеются залежи различного типа – нефтяные, газовые и газонефтяные. Как правило, эти залежи выделяются в самостоятельные объекты разработки из-за трудности объединения их в один объект. Более 70 % ГНЗ эксплуатируются 20–30 лет и более.

Классификация и характеристика газонефтяных залежей

По особенностям строения и специфике разработки нефтегазовые залежи можно подразделить на два вида:

- 1) залежи с газовой шапкой и краевой водой;
- 2) залежи с газовой шапкой и подошвенной водой.

Главное различие этих видов залежей заключается в следующем. В первых границы разделов «нефть – вода» и «газ – нефть» можно свести в плане к контурам

(отношение величин начальных и текущих площадей водонефтяного и газонефтяного контактов в основной период разработки к начальной площади нефтеносности составляет порядка нескольких десятых или менее). Главной особенностью залежей второго вида является наличие ВНК и ГНК, начальные и текущие площади которых соизмеримы, а чисто нефтяная зона в них отсутствует.

Определяющими в указанной классификации нефтегазовых залежей являются величины мощностей продуктивного пласта, углов его наклона и начальные относительные линейные размеры залежей. Чем меньше мощность пласта, больше углы его наклона и больше относительные размеры залежей (например, по отношению к размерам газовой шапки), тем больше оснований отнести рассматриваемую нефтегазовую залежь к первому виду, и наоборот.

Газонефтяные залежи с подошвенной водой обычно приурочены к пластам значительной мощности, превышающей мощность нефтяного слоя, при относительно небольших углах наклона пласта.

Иногда нефтяные залежи обоих видов могут иметь конфигурацию оторочки, окаймляющей газовую шапку. Но рассматриваемую нефтегазовую залежь в этом случае можно отнести к первому виду, если отношение величин площадей каждого из контактов (ВНК и ГНК) к площади нефтеносности залежи значительно менее единицы. Ко второму виду относятся залежи с нефтяной оторочкой, если в них площади каждого из контактов соизмеримы с начальной площадью нефтеносности.

Различия в строении выделенных двух видов нефтегазовых залежей определяют существенную разницу в решении вопросов их разработки. В первую очередь это проявляется в установлении технологических режимов работы нефтяных скважин.

Если на залежах с краевой водой (рис. 1) большинству нефтяных скважин (кроме прилегающих к газовой шапке и к контуру «нефть – вода») может быть задан режим работы, характерный для обычных нефтяных залежей (без газовых шапок и без обширных водонефтяных зон), то на залежах с газовой шапкой и подошвенной водой (рис. 2) абсолютное большинство нефтяных скважин должно работать исходя из предотвращения преждевременных прорывов воды и (или) газа к забоям.

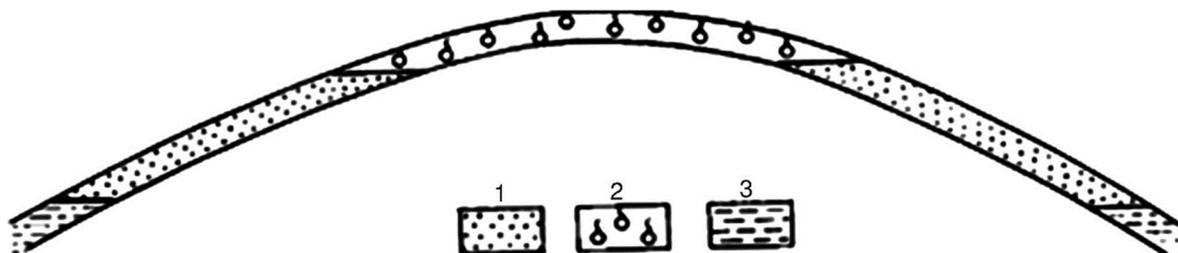


Рисунок 1 – Схема строения нефтегазовой залежи с краевой водой:
1 – нефть; 2 – газ; 3 – вода



Рисунок 2 – Схема строения нефтегазовых залежей с подошвенной водой

В последующем изложении выявляются специфические подходы к размещению нефтяных скважин, расположению интервалов перфорации относительно контактов, применению методов воздействия на пласт и использованию пластовой энергии на нефтяных залежах с подошвенной и с краевой водой. Однако для залежей обоих видов в определённой степени совпадает порядок решения вопросов их разработки, связанных с наличием газовых частей (порядок выработки запасов нефти и газа, состояние границы раздела «газ – нефть» в процессе разработки залежи, возможность использования запасов газа газовой шапки и др.). Следовательно, необходимо формулировать вначале общие (для обоих видов залежей), а затем специфические (для каждого из видов) технологические принципы разработки нефтегазовых залежей.

Основные проблемы разработки газонефтяных залежей

Обоснование оптимального режима работы нефтяных скважин, расположенных в ГНЗ требует учёта геологических особенностей залежей, учёта фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) и других многих факторов.

В целом для достижения максимальной нефтеотдачи при сохранении положительных экономических показателей при работе с нефтяными оторочками следует руководствоваться следующими общими принципами.

Для ГНЗ подстилающего типа характерны технологии разработки:

- регулярные системы разработки;
- ограниченные депрессии;
- бурение многоствольных / горизонтальных скважин.

Для нефтяных оторочек краевого типа:

- адаптивные системы разработки с применением горизонтальных скважин большой длины;
- ограниченные депрессии, обеспечивающие безгазовые режимы работы скважин;
- барьерное заводнение.

Геологические проблемы разработки нефтяных оторочек:

- контактная структура запасов (наличие газа / воды);
- высокая чувствительность оторочки на изменения в газовой шапке;
- низкие фильтрационно-ёмкостные свойства.

Технологические проблемы разработки нефтяных оторочек:

- расформирование оторочки вследствие опережающей добычи газа;
- прорывы воды / газа;
- выбор профиля скважины;
- неэффективность ППД;
- выбор системы разработки;
- низкая продуктивность пластов вследствие наличия нефтяных зон с обширными газовыми шапками и опережающей разработки газовой части.

Экономические проблемы разработки нефтяных оторочек:

- отсутствие инфраструктуры;
- удалённость активов;
- нерентабельность проектов вследствие низкой продуктивности пластов.

Необходимо отметить, что вышеуказанные принципы могут быть несправедливы в каких-либо отдельных случаях и подход в решении задач будет заключаться в использовании математического моделирования совместно с численными методами, что позволит учесть особенности залегания флюидов в пласте, эмпирические зависимости фазовых проницаемостей, свойства флюидов и пластов коллекторов и т.д.

Конусообразование – процесс движения воды из аквифера или газа из газовой шапки к интервалу перфорации нефтяной скважины.

Конусообразование вызвано опережающим движением подстилающих вод или газа газовой шапки к забою нефтяной скважины. Конусообразование ведёт к существенному уменьшению продуктивности скважин вследствие падения фазовой проницаемости по нефти, и, в конечном счёте, уменьшению нефтеотдачи. Предотвращение этого явления необходимо для увеличения конечной нефтеотдачи месторождения.

Точного математического решения задачи конусообразования так и не было построено, однако в настоящее время существует понимание основных принципов процесса фильтрации флюида в пластах с газовой шапкой, позволяющих строить приближенные решения, достаточно хорошо описывающие реальную ситуацию.

На рисунке 3 показан механизм образования конуса в том случае, когда скважина вскрывает небольшой интервал вблизи подошвы нефтяного пласта, характеризующегося наличием газовой шапки. Первоначально скважина добывает нефть без газа. Положение ГНК отражает распределение давления, необходимого для движения нефти. Мощность нефтяного пласта отвечает расстоянию от точки контакта до подошвы на значительном удалении от скважины вглубь пласта. Наклон поверхности контакта в каждой точке характеризуется величиной горизонтального градиента давления в нефтяном пласте непосредственно ниже контакта.

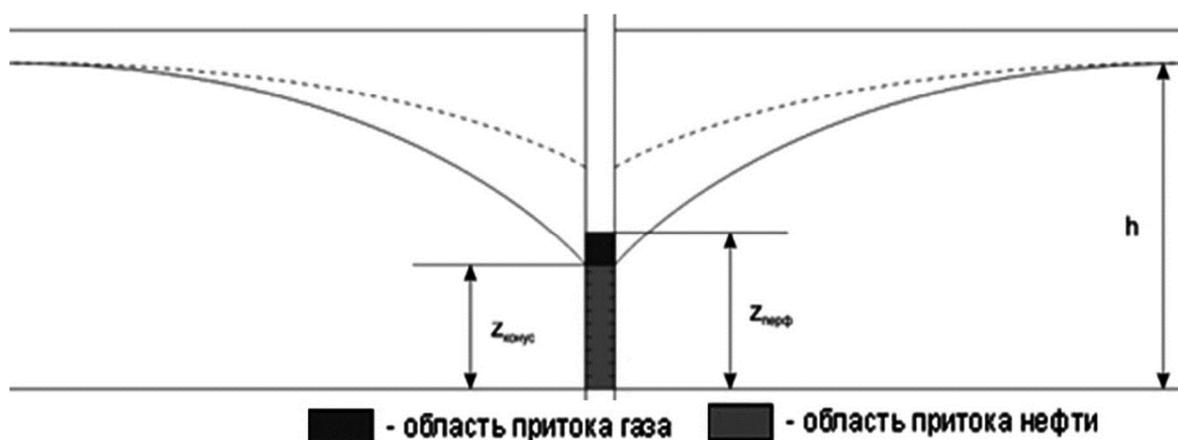


Рисунок 3 – Конусообразование для случая вертикальной скважины

При увеличении дебита нефти (например, при снижении забойного давления), градиент давления возрастает, поэтому происходит продвижение поверхности ГНК к скважине. При определённом значении дебита градиент у поверхности скважины вырастает фактически до бесконечности (наклон контактной поверхности становится вертикальным), и происходит быстрый прорыв газа в добывающую скважину. Такой дебит называется критическим.

На месторождении с нефтяной оторочкой для горизонтальной скважины прорыв газа с точки зрения падения дебита нефти более критичен, чем для вертикальной. Из рисунка 4 видно, что острая вершина конуса предшествует прорыву.

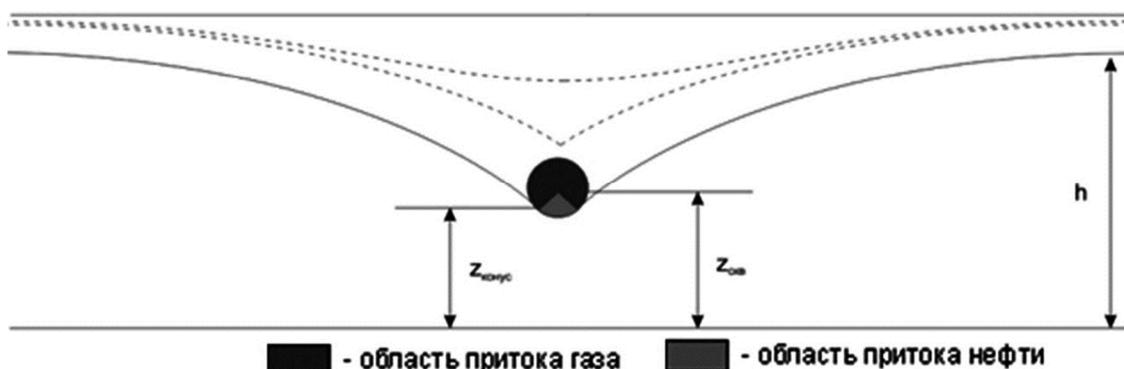


Рисунок 4 – Подтягивание конуса газа к горизонтальной скважине

К примеру, на Чаядинском месторождении после прорыва газа в вертикальную скважину дебит упал в 1,3 раза. На Норвежском месторождении Troll с горизонтальной скважиной после прорыва газа дебит упал в 6,3 раза.

Процесс добычи нефти из оторочки без прорыва газа состоит из двух этапов:

1) вертикальное вытеснение нефти газом и/или водой – вершины ГНК и/или ВНК продвигаются к скважине, оставляя контакты стабильными и вытесняя нефть из объёма на небольшом расстоянии от скважины (рис. 5);

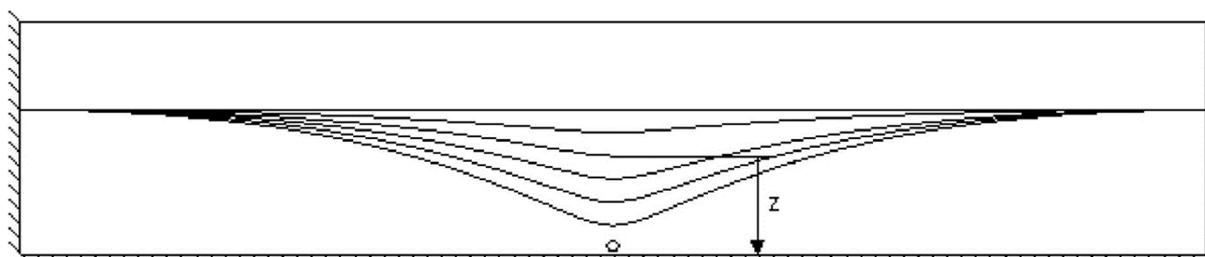


Рисунок 5 – Вертикальное вытеснение нефти газом или водой

2) гравитационное дренирование – вершины ГНК и/или ВНК остаются неподвижными, вытесняя нефть из областей, лежащих за пределами первоначального конуса (рис. 6).

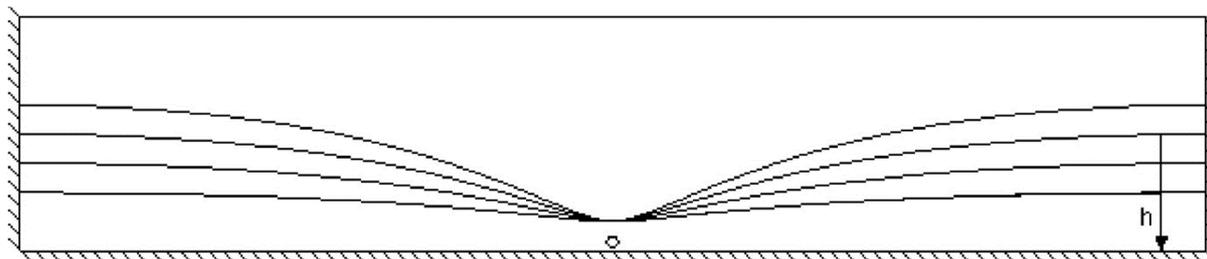


Рисунок 6 – Гравитационное дренирование

Большое значение имеет реализация рациональной разработки ГНЗ с водонапорным режимом. Он характерен тем, что при постоянном пластовом давлении компенсация отборов равна 1. В этом случае движение ВНК ведёт к тому, что скважины, которые располагаются водонефтяной зоне, обводняются. Обводнение скважин приводит к росту операционных затрат и, как следствие, росту себестоимости добычи нефти, ухудшению показателей разработки. Поскольку конус описывает движение поверхности «вода – нефть» или «газ – нефть» в локальной области, то, рассматривая режим работы отдельной скважины, необходимо проводить различие между продвижением краевых и подошвенных вод. В первом случае движение воды идёт вдоль напластования, что проявляется в случае достаточно тонких продуктивных пластов, особенно в залежах с большими углами падения. Второй случай характерен для пластов, залегающих с небольшими углами наклона. Так как в природе чаще всего встречаются некоторые промежуточные случаи, а крайние случаи наблюдаются редко, то можно выделить 3 типа притока нефти при водонапорном режиме:

1) нефть поступает к забоям скважин преимущественно под воздействием подошвенных вод, краевые воды малоактивны, т.е. скорость продвижения границы раздела «нефть – вода» превышает скорость, с которой происходит стягивание контура нефтеносности;

2) вытеснение нефти происходит за счёт продвижения краевых вод вдоль напластования. Подошвенные воды при этом малоактивны, таким образом, скорость продвижения контура ВНК в несколько раз больше скорости подъёма поверхности подошвенной воды;

3) приток нефти к скважинам происходит как за счёт продвижения краевых, так и подошвенных вод, а также в случае наличия газовой шапки и за счёт продвижения газонефтяного контакта.

Последний вариант наиболее сложен, хотя приближённо оценить происходящий при этом процесс можно, сведя его к одному из первых двух. Качественная сторона процесса конусообразования, т.е. форма поверхности раздела «вода – нефть» или «нефть – газ» не зависит от того, является ли подошвенная вода движущим фактором или она малоактивна. Но при этом качественном подобии физические причины, вызывающие образование конуса, различны.

В случае активности подошвенных вод из-за высокого пластового давления в области aquifera и пониженного давления в призабойной зоне нефтяной скважины граница раздела испытывает высокий перепад давления. При этом линии тока будут ортогональны исходной поверхности ВНК и направлены вверх. Приближаясь к забою скважины, на уровне интервала перфорации пласта они начинают отклоняться. Вытеснение нефти происходит за счёт продвижения ВНК, сопровождаемого образованием конуса воды. Причина образования конусообразной формы поверхности раздела «вода – нефть» («нефть – газ» или «газ – вода») заключается в том, что величина вертикальной составляющей скорости продвижения флюидального контакта принимает максимальное значение по оси скважины. Качественно такая форма поверхности раздела фаз формируется и в том случае, даже если подошвенная вода не принимает участие в вытеснении либо она малоактивна. При этом поток нефти (газа) к несовершенной

скважине на расстоянии, большем одного-двух значений продуктивной толщины от её оси (внешняя зона), можно считать плоскорадиальным, где линии тока располагаются параллельно кровле и подошве пласта.

Внутренняя зона характеризуется пространственным притоком, где 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 «вода – нефть» или «газ – нефть», а её уменьшение с увеличением расстояния от оси скважины обуславливает образование конусообразной формы границы раздела конус подошвенной воды или газа в данном случае может находиться в статическом равновесии и не оказывать существенного влияния на приток нефти к скважине. Равновесие характеризуется предельным дебитом или депрессией, т.е. дебитом, превышение которого приводит к прорыву воды (газа) в скважину. В случае если дебит скважины не превышает предельного значения, то прорыв воды (газа) произойдет лишь при достижении вершиной конуса интервала перфорации за счет общего поднятия ВНК или опускания ГНК вследствие истощения залежи. Величина предельного дебита зависит от физических свойств пласта и жидкостей и относительного вскрытия продуктивной части пласта. В пластах с малой проницаемостью вдоль напластования реализация предельных дебитов ввиду их малости экономически невыгодна. Экономически невыгодна эксплуатация скважин и с максимально возможным (потенциальным) дебитом, т.к. вода или верхний газ мгновенно прорываются в скважину и начинается совместный приток нефти и воды или нефти и газа.

Очевидно, рабочие дебиты должны находиться в интервале от предельного до потенциального. Следовательно, такая скважина будет характеризоваться временем безводной или безгазовой эксплуатации.

Способы разработки газонефтяных залежей

Многолетний опыт показал, что на ГНЗ трудно выдержать одну и ту же систему в течение всего периода разработки. Обычно возникает ряд осложнений, связанных с прорывами газа из газовой шапки и трудностями извлечения нефти из газонефтяных зон. Проводимые для улучшения условий разработки и полноты извлечения нефти мероприятия частично или существенно меняют принятую ранее систему.

Наиболее простым мероприятием считается контролируемый отбор газа из газовой шапки, сдерживающий ее расширение. При малых размерах газовой шапки возможно за счёт отбора всего газа преобразование ГНЗ в нефтяную, что упрощает её разработку. Для более полной выработки нефти из подгазовых зон последние отрезают от нефтяной с помощью нагнетания воды.

Большая часть ГНЗ в старых районах разрабатывается без поддержания давления за счёт использования природной энергии пластовой системы и газа газовой шапки при ограниченной роли растворённого газа. Эффективность такой разработки зависит от геолого-физической характеристики коллекторов, условий залегания нефти и газа, соотношения объемов, занятых этими флюидами, активности вод законтурной области, темпов отбора нефти.

Рассмотрим несколько основных систем разработки:

1. Опережающая разработка нефтяной зоны с расширением газовой шапки

Опережающая разработка нефтяной зоны без поддержания пластового давления характеризуется расширением газовой шапки и внедрением пластовых вод, если они достаточно активны. Такая система широко распространена в зарубежной практике. Для рассматриваемой системы характерна длительная консервация запасов газа газовой шапки и вытеснение всех или частей запасов нефти газом расширяющейся газовой шапки при снижении в ней давления. Область применения системы 1 ограничена залежами, приуроченными к коллекторам с высокой проницаемостью. Такая система разработки может быть эффективной для ГНЗ:

а) приуроченных к пластам с большими углами падения и массивных залежей с большими этажами нефтеносности, в которых вытеснение нефти газом расширяющейся газовой шапки в сочетании с действием гравитационных сил может обеспечить высокую нефтеотдачу;

б) приуроченных к пологозалегающим пластам, при наличии большой нефтяной зоны и при условии, что залежь имеет хорошую гидродинамическую связь с законтурной областью, упругой энергии которой достаточно для выработки основных запасов нефти при небольшом снижении пластового давления и небольшом расширении газовой шапки с преимущественным вытеснением нефти водой.

II. *Опережающая разработка нефтяной зоны с контролируемым отбором газа из газовой шапки*

Данная система предусматривает сначала отбор нефти из нефтяной зоны, но при этом проводится ограниченный отбор газа из газовой шапки, сдерживающий её расширение. Естественно, что система осуществима только в залежах с активными пластовыми водами.

Необходимый для этого отбор газа пропорционален начальному объёму газовой шапки и темпу падения давления в ней. Систему II можно использовать для более широкого круга залежей, чем предыдущую, так как в природе чаще встречаются залежи с законтурной областью не полностью восполняющей отбираемые количества жидкости, что приводит к падению пластового давления и, следовательно, к нежелательному расширению газовой шапки, которое можно предотвратить, отбирая из нее ограниченное количество газа.

III. *Одновременная разработка нефтяной зоны и газовой шапки*

Вариант 1: $P_{гш} > P_{нз}$;

Вариант 2: $P_{гш} < P_{нз}$;

Вариант 3: преобразование ГНЗ в нефтяную.

Данная система, предусматривающая одновременную добычу нефти и газа в любых количествах, может осуществляться во множестве вариантов в зависимости от порядка ввода нефтяной зоны и газовой шапки и соотношения отборов нефти и газа (в пластовых условиях).

IV. *Опережающая разработка газовой шапки*

При значительных запасах нефти добыча газа из газовой шапки, как правило, прекращается. При небольших запасах нефти и залегании их в виде узкой (маломощной) оторочки разработка газовой шапки продолжается. Одновременно начинается эксплуатация нефтяной зоны с максимально возможным темпом отбора нефти. Опережающий отбор газа из газовой шапки существенно меняет состояние запасов нефти, хотя количественно они остаются неизменными, так как нефть не добывается, но мигрирует в газовую шапку. Наименьшие изменения происходят в замкнутых залежах, наибольшие – в залежах с активной пластовой водой.

При значительном превышении газонасыщенного объёма пласта над нефтенасыщенным в таких залежах опережающая добыча газа приводит к полной потере балансовых запасов нефти, так как они, не вступая в разработку, переходят в категорию неизвлекаемых как остаточные за фронтом вытеснения.

V. *Опережающая разработка нефтяной зоны при поддержании ППД путём законтурного нагнетания воды*

Поддержание давления в залежи за счёт законтурного заводнения с размещением нагнетательных скважин на удалении от внешнего ВНК возможно при хорошей гидродинамической связи залежи с законтурной областью. В случае ухудшения характеристики пласта за пределами залежи нагнетательные скважины располагаются вблизи от её внешней границы (приконтурное заводнение).

VI. *Одновременная разработка нефтяной зоны и газовой шапки в условиях законтурного заводнения в целях преобразования в нефтяную*

Во избежание существенного падения пластового давления ниже давления насыщения, а, следовательно, значительного разгазирования нефти, которое препятствует преобразованию, осуществляется законтурное или приконтурное заводнение.

Отбор газа в этом случае направлен на полное замещение газовой шапки нефтью. Темпы отбора газа ограничены темпами закачки воды: целью поддержания пластового давления на уровне, не допускающем существенного разгазирования нефти, и возможностью его утилизации.

Принципиальная возможность осуществления разработки НГЗ по системе 6 определяется потерями нефти при полном замещении газовой шапки нефтью и последующим вытеснением её водой. Эти потери нефти должны быть меньше, чем при разработке этих залежей по системам, предусматривающим опережающую разработку нефтяной зоны.

VII. Барьерное заводнение

Барьерное заводнение по системе 7, предусматривающее нагнетание воды через ряд скважин, размещенных вблизи внутреннего ГНК, позволяет разобщить запасы свободного газа и нефти, что коренным образом меняет условия разработки НГЗ.

По поводу возможности создания сплошного водяного барьера по линии нагнетательных скважин имеются возражения, основанные на том, что всегда существует нейтральная линия между двумя нагнетательными скважинами, на которой может происходить фильтрация газа. Это положение относится к однородному пласту. Природные коллекторы всегда неоднородны по площади и разрезу, что обуславливает сложную систему порового пространства и поэтому имеется возможность создания сплошного барьера на удалении от линии нагнетания.

Как показало математическое моделирование такого процесса, при проектировании разработки НГЗ месторождения Алдье можно не стремиться создавать сплошной водяной барьер. По линии нагнетательных скважин достаточно создать барьер давления, т.е. превышение давления над средним пластовым давлением в нефтяной зоне и в газовой шапке.

Для этого требуется 3/4 объёма нагнетаемой воды, который необходим для создания водяного барьера. Существенную роль в процессе создания водяного барьера или барьера давления играют темпы нагнетания. Опыт разработки показывает, что чем выше темпы закачки, тем меньше темп продвижения нагнетаемой воды по пласту за счет сил гравитации.

К недостаткам барьерного заводнения следует отнести:

- 1) добычу большого количества газа из газовой шапки на начальной стадии разработки;
- 2) добычу одновременно с газом воды;
- 3) потери газа, защемленного при вытеснении его нефтяным валом.

VIII. Разрезание нефтегазовой залежи на блоки самостоятельной разработки

Эта система предусматривает нагнетание воды не только в чисто нефтяную зону (ЧНЗ), но и в нефтегазовую зону с помощью рядов нагнетательных скважин, которые разделяют залежь на блоки самостоятельной разработки. На первом этапе реализации такой системы на нефтегазовую зону способ вытеснения нефти и газа водой во многом аналогичен механизму барьерного заводнения: к эксплуатационным скважинам как более подвижный прорывается верхний газ, а на его место вторгается нефть – образуются нефтяной вал. После извлечения запасов газа, заключённых в отдельном блоке, нефтегазовая зона последнего преобразуется в нефтяную.

Таким образом, основными проблемами разработки газонефтяных месторождений можно выделить преждевременные прорывы газа и воды вследствие конусообразования, а так же расформирование нефтяной зоны вследствие падения давления в газовой шапке. Эти проблемы являются основной причиной низких значений дебитов. В качестве улучшения эффективности разработки газонефтяного месторождения предлагается в качестве альтернативы вертикальным скважинам использовать горизонтальные, которые, в свою очередь, частично решают описанные выше проблемы.

Преимущества разработки газонефтяной залежи горизонтальными скважинами

При вертикальном положении скважины проявляется серьёзная проблема – ограничение притока жидкости, возникающее при радиальном движении флюидов к добывающей скважине, так как по мере приближения флюидов к скважине площадь притока уменьшается, соответственно, скорость течения возрастает. В результате резко растёт и градиент давления. Большая часть перепада давления реализуется в призабойной зоне скважины.

При горизонтальном бурении с увеличением длины скважины возрастает эффективная длина ствола, открытая притоку. Соответственно при фиксированной величине притока снижается перепад давления, что позволяет увеличивать скорость дренирования. Применение горизонтальных скважин является альтернативой другим методам увеличения площади контакта с пластом, таким как бурение дополнительных скважин для увеличения зоны охвата, повышение эффективной проницаемости призабойной зоны скважины путём создания искусственных трещин или кислотных обработок, а также им подобные методы. Компании-операторы осознают, что нередко использование горизонтальных скважин более рентабельно, чем применение вышеперечисленных методов увеличения контакта с пластом.

Зачастую одна горизонтальная скважина может заменить собой несколько вертикальных и, в результате, быть рентабельной даже в том случае, когда стоимость её бурения и заканчивания может превышать соответствующую стоимость для вертикальной скважины. В некоторых случаях, когда применение традиционных вертикальных скважин неэффективно, горизонтальные скважины обеспечивают рентабельность добычи. Рассмотрим простой пример. Как будет показано далее, продуктивность вертикальной скважины, дренирующей на псевдоустановившемся режиме пласт цилиндрической формы, описывается следующим уравнением:

$$q = F_D \cdot \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h \cdot (\bar{P} - P_w)}{\mu \cdot \left[\ln \left(\frac{R_e}{R_w} \right) - 0,75 \right]}, \quad (1)$$

где F_D – размерный коэффициент; q – дебит; k – проницаемость; h – мощность пласта; \bar{P} – среднее пластовое давление; P_w – давление скважины; μ – вязкость флюида; R_e – радиус контура питания; R_w – радиус скважины.

Уравнение (1) можно переписать относительно безразмерного коэффициента продуктивности J^* :

$$J^* = \frac{q \cdot \mu}{F_D \cdot k \cdot h \cdot (\bar{P} - P_w)} = \frac{2 \cdot \pi}{\ln \left(\frac{R_e}{R_w} \right) - 0,75}. \quad (2)$$

Этот коэффициент зависит от радиуса скважины R_w . Для протяжённого пласта небольшой мощности продуктивности горизонтальной скважины длины L и вертикальной с эффективным радиусом $10/4$ равны. Такое сравнение допустимо лишь в случае, когда длина скважины много меньше диаметра самого пласта. При увеличении в уравнении (2) радиуса скважины до значения $\frac{L}{4}$ возрастает и безразмерный коэффициент продуктивности J^* .

В качестве примера рассмотрим расчёты продуктивности для скважины длиной 200 м с эффективным радиусом 50 м. Как видно из таблицы 1, продуктивность горизонтальной скважины возрастает в 3,9 раза по сравнению с традиционной скважиной радиуса 0,1 м. При этом данным таблицы 2 отвечает случай дренирования скважиной пласта радиусом 903 м, что соответствует площади дренирования 256 га. Применение горизонтальной скважины снижает ограничение на интенсивность притока в призабойной области, при этом в большей же части пласта поток имеет преимущественно радиальную направленность.

Таблица 1 – Безразмерная продуктивность вертикальной скважины в центре маломощного пласта радиусом 903 м

R_w	J^*	$\frac{J}{J_0}$
0,1	0,75	1
50	2,93	3,9

Горизонтальные скважины, протяжённые на значительное расстояние вглубь пласта, способствуют течению жидкости в горизонтальном направлении. Этот фактор приобретает тем большее значение, чем значительнее квадрат длины скважины превышает площадь дренирования A . Таким образом, к относительно длинным горизонтальным скважинам жидкость притекает из близлежащей части пласта и затем движется в горизонтальном направлении по стволу. При малом $\frac{A}{L^2}$ приток из большей части пласта можно считать скорее линейным, чем радиальным.

При малом значении $\frac{A}{L^2}$ оптимальная форма зоны дренирования будет вытянутой, в простейшем случае – прямоугольной. Следующее уравнение позволяет оценить соответствующий безразмерный коэффициент продуктивности:

$$J^* = \frac{12}{\ln\left(1 + \frac{A}{L^2}\right)} \quad (3)$$

На рисунке 7 в нижней его части показана расчётная область для горизонтальной скважины длиной 800 м, дренирующей ту же площадь, что и в примере из таблицы 1. В данном случае оптимальной зоной дренирования является прямоугольник размером 1789×1431 м, при этом продуктивность горизонтальной скважины в 10 раз выше, чем у вертикальной. В верхней части рисунка приведены результаты аналогичных расчётов для площади зоны дренирования 16 га. В этом случае продуктивность вертикальной скважины всего на 20 % выше, чем ранее описанной вертикальной скважины, дренирующей значительно большую область. При этом горизонтальная скважина даёт намного большее увеличение продуктивности при удлинении зоны дренирования. Для скважины длиной 800 м область дренирования при площади 16 га имеет размеры 894×179 м, а индекс продуктивности в 60 раз выше, чем у соответствующей вертикальной скважины. Данный эффект более заметен с увеличением зоны дренирования. Как видно из рисунка, 800-метровая горизонтальная скважина, дренирующая область 16 га, характеризуется улучшенной продуктивностью, по-видимому, не только благодаря лучшему контакту с пластом, но и вследствие того, что жидкость проходит меньший путь при движении к скважине. Следует отметить, что для всех показанных на рисунке примеров горизонтальные скважины обеспечивают рост продуктивности, однако эффект максимален при дренировании небольшой области. Это происходит благодаря тому, что при дренировании горизонтальной скважиной такой области линии тока, отвечающие движению флюида, более короткие. В преобладающей части пласта при равном перепаде давления градиент давления и продуктивность выше.

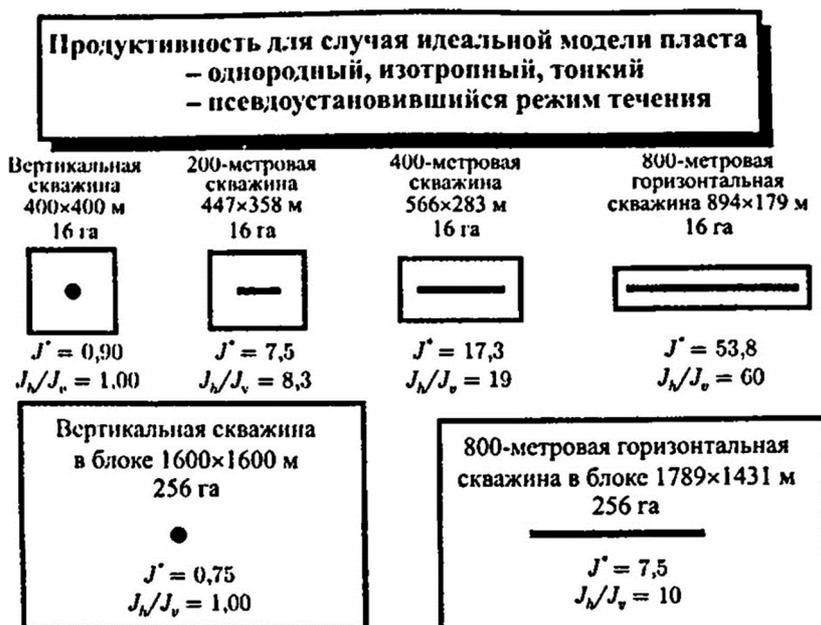


Рисунок 7 – Продуктивность для идеальной модели пласта

Во многих случаях наиболее важным фактором, ограничивающим добычу нефти из продуктивного пласта, является приток к добывающей скважине воды из подстилающего водоносного пласта или газа из газовой шапки. Горизонтальные скважины в таких коллекторах могут дать существенные преимущества. Традиционный способ снижения эффекта конусообразования – селективная перфорация вертикальной скважины как можно дальше от воды или газовой шапки для предотвращения их прорыва. При этом площадь контакта вертикальной скважины с пластом уменьшается по сравнению с полным вскрытием пласта. Влияние мощности пласта на относительную производительность горизонтальной скважины намного меньше (рис. 8).

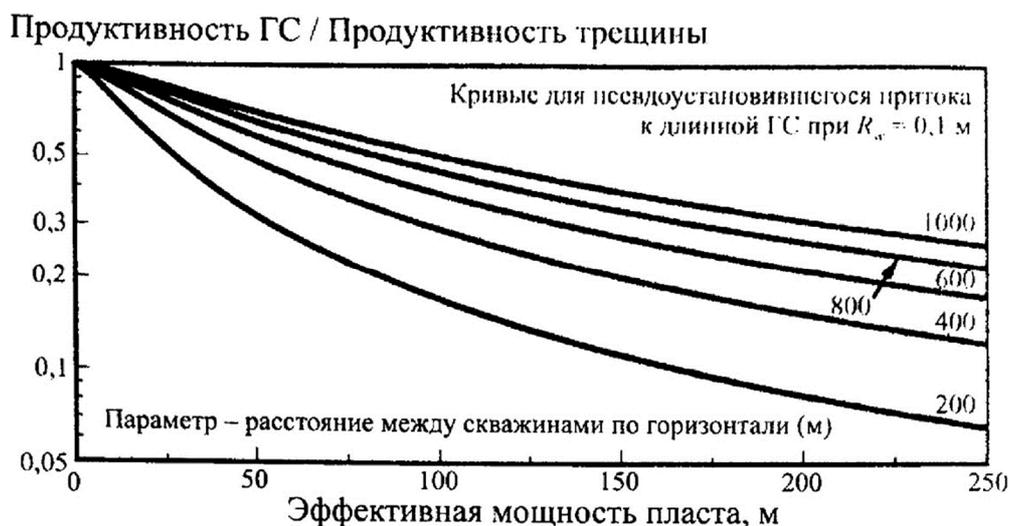


Рисунок 8 – Влияние мощности пласта и расстояния между скважинами на производительность горизонтальных скважин (ГС)

Благодаря большему контакту с пластом при равном дебите, депрессия на пласт в случае горизонтальной скважины ниже, чем для вертикальной. Такое уменьшение депрессии снижает тенденцию к конусообразованию воды или газа. Таким образом, горизонтальная и вертикальная скважины могут работать, к примеру, с одинаковыми дебитами, но при этом в случае горизонтальной скважины конусообразование будет происходить медленнее (а иногда даже значительно медленнее), чем для вертикальной, т.е. водонефтяной и/или газонефтяной фактор горизонтальной скважины будет ниже. В некоторых случаях добыча горизонтальными скважинами на режимах без «подтягивания» конуса будет экономически целесообразна, в то время как использование традиционных скважин было бы неоправданно. В тех случаях, когда начальные дебиты вертикальных скважин отвечают значениям, при которых ещё не происходит прорыв газа из газовой шапки, а добыча нецелесообразна с экономической точки зрения, горизонтальные скважины могут обеспечить рентабельную добычу за счёт гравитационного дренирования при небольшом объёме закачки в газовую шапку для поддержания давления.

Даже если эксплуатация с дебитом ниже критического (в смысле образования конуса) по-прежнему нерентабельна, горизонтальные скважины всё же обладают значительными преимуществами. Типичная ситуация – добыча тяжёлых вязких нефтей из пластов с подстилающей водой. Даже при очень низких дебитах из-за высокой вязкости нефти и небольшой разности плотностей нефти и воды происходит конусообразование или, вернее, образование так называемых «языков». В таких случаях объём добытой нефти примерно пропорционален объёму промытой «языками» воды зоны. Как показано на рисунке 9, горизонтальные скважины обладают преимуществом перед вертикальными, так как объём «языка», на самом деле имеющего форму гребня (наподобие крыши дома, ориентированной вдоль горизонтальной скважины), намного больше объёма конуса, за счёт чего соответственно вытесняется больший объём нефти.

Это обстоятельство даёт возможность с помощью горизонтальных скважин добывать уровня добычи примерно в 10 раз выше, чем при использовании традиционных вертикальных скважин. Эта дополнительная добыча компенсирует повышенную

стоимость горизонтальных скважин (примерно в 2 раза большую, чем вертикальных). Также довольно много месторождений, добыча на которых рентабельна только при разработке горизонтальными скважинами.

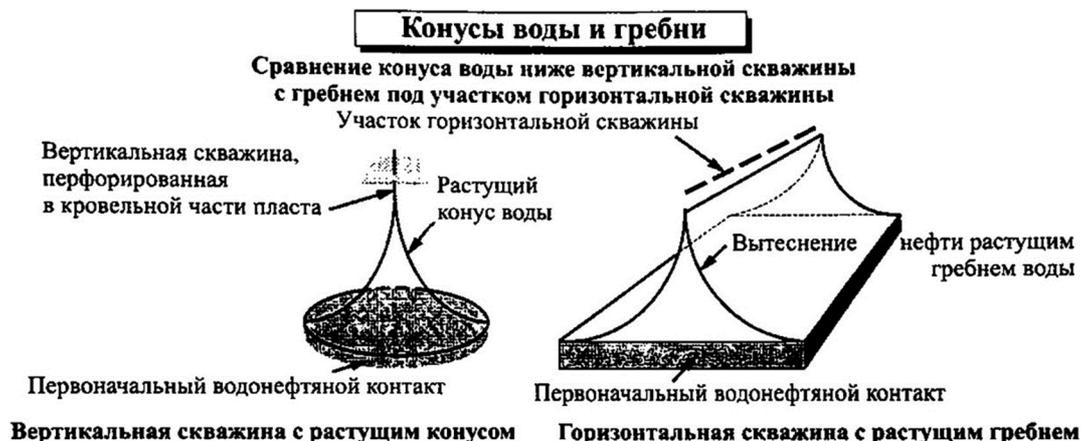


Рисунок 9 – Сравнение конусов воды в ГС и ВС

Расчёт коэффициента продуктивности горизонтальной скважины в зависимости от длины горизонтального ствола

Рассмотрим задачу о квазистационарном течении жидкости в пористой среде. Одиночная горизонтальная скважина длиной L дренирует область, ограниченную контуром питания с радиусом R_k . Толщина пласта h , абсолютная проницаемость K , динамическая вязкость жидкости μ , давление на контуре питания p_k , давление на забое скважины p_c , приведённый радиус скважины r_c . Требуется определить дебит скважины.

Проведём серию расчётов по различным методам для определения наиболее приближённого к промышленным результатам. Исходные данные возьмём месторождения «Н».

Таблица 2 – Исходные данные для расчёта

Название параметра	Обозначение	Значение
Мощность пласта, м	h	6
Проницаемость, мкм ²	k	0,29
Радиус контура питания, м	R_k	300
Радиус скважины, м	r_c	0,08
Динамическая вязкость газа, мПа·с	μ	0,012
Давление на контуре, МПа	p_k	13,8
Давление на забое, МПа	p_c	10,5

Рассчитаем безразмерный коэффициент J^* горизонтальной скважины длиной $2l$, радиусом r_c в пласте толщиной h при радиусе контура питания R_k по формуле:

$$J^* = \frac{Q_\mu}{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h \cdot \Delta P} \quad (4)$$

Расчёты по формуле, полученной S.D. Joshi (1988 г.):

$$Q = \frac{\pi \cdot k \cdot h \cdot (P_k^2 - P_{cкв}^2)}{\mu \cdot P_{амм} \cdot \left[\ln \left(\frac{a + \sqrt{a^2 - l^2}}{l} \right) + \frac{h}{2 \cdot l} \cdot \ln \left(\frac{h}{2 \cdot r_{cкв}} \right) \right]}, \quad (5)$$

где a – большая полуось удалённого эллипса, на котором поддерживается постоянное давление R_k , рассчитывается по формуле (6):

$$a = l \cdot \left(0,5 + \sqrt{0,25 + \frac{R_k^4}{l^4}} \right)^{\frac{1}{2}}. \quad (6)$$

Рассчитываем безразмерный коэффициент продуктивности J^* по формуле (7):

$$J^* = \frac{(P_k + P_{ckв})}{2 \cdot P_{амм} \cdot \left[\ln \left(\frac{a + \sqrt{a^2 - l^2}}{l} \right) + \frac{h}{2 \cdot l} \cdot \ln \left(\frac{h}{2 \cdot r_{ckв}} \right) \right]}. \quad (7)$$

Произведём расчёты:

При $l = 50, 100, 150, 200, 250, 300, 350, 400, 450, 500, 550, 600, 650$.

Рассчитаем a и J^* , результаты приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Зависимость безразмерного коэффициента продуктивности J^* от половины длины скважины по формуле S.D. Joshi

l (м)	0	50	100	150	200	250	300
J^*	0	44,660	63,920	83,190	104,890	130,190	160,459
l (м)	350	400	450	500	550	600	650
J^*	196,013	238,165	286,271	341,560	402,279	470,747	543,007

Расчёты по формуле, полученной Ю.П. Борисовым (1964 г.):

$$Q = \frac{\pi \cdot k \cdot h \cdot (P_k^2 - P_{ckв}^2)}{\mu \cdot P_{амм} \cdot \left[\ln \left(\frac{2 \cdot R_k}{l} \right) + \frac{h}{2 \cdot l} \cdot \ln \left(\frac{h}{2 \cdot \pi \cdot r_{ckв}} \right) \right]}. \quad (8)$$

Рассчитываем безразмерный коэффициент продуктивности J^* по формуле (9):

$$J_2^* = \frac{(P_k - P_{ckв})}{2 \cdot P_{амм} \cdot \left[\ln \left(\frac{2 \cdot R_k}{l} \right) + \frac{h}{2 \cdot l} \cdot \ln \left(\frac{h}{2 \cdot \pi \cdot r_{ckв}} \right) \right]}. \quad (9)$$

Результаты расчётов приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Зависимость безразмерного коэффициента продуктивности J^* от половины длины скважины / по формуле Ю.П. Борисова

l (м)	0	50	100	150	200	250	300
J^*	0	46,130	65,100	84,630	107,020	134,280	169,323
l (м)	350	400	450	500	550	600	650
J^*	216,866	288,965	399,388	666,405	1208,490	9798,387	-1771,226

Расчёты по формуле, полученной В.П. Пилатовским (1964 г.):

$$Q = \frac{\pi \cdot k \cdot h \cdot (P_k^2 - P_{ckв}^2)}{\mu \cdot P_{амм} \cdot \left[1 + \ln \left(\frac{R_k}{l} \right) - \frac{h}{2 \cdot l} \cdot \ln \left(\frac{2 \cdot \pi \cdot r_{ckв}}{h} \right) - \frac{r_{ckв}}{l} \cdot \arctg \left(\frac{l}{r_{ckв}} \right) \right]}. \quad (10)$$

Рассчитаем безразмерный коэффициент продуктивности J^* по формуле 11 и результаты представим в таблице:

$$J_2^* = \frac{(P_{\kappa} - P_{\text{СКВ}})}{2 \cdot P_{\text{атм}} \cdot \left[1 + \ln\left(\frac{R_{\kappa}}{l}\right) - \frac{h}{2 \cdot l} \cdot \ln\left(\frac{2 \cdot \pi \cdot r_{\text{СКВ}}}{h}\right) - \frac{r_{\text{СКВ}}}{l} \cdot \operatorname{arctg}\left(\frac{l}{r_{\text{СКВ}}}\right) \right]}. \quad (11)$$

Таблица 5 – Зависимость безразмерного коэффициента продуктивности J^* от половины длины скважины l по формуле В.П. Пилатовского

l (м)	0	50	100	150	200	250	300
J^*	0	41,350	55,950	69,780	84,280	100,310	118,607
l (м)	350	400	450	500	550	600	650
J^*	140,179	167,052	198,923	248,377	298,406	383,458	510,369

Расчёты по формуле, полученной Giger F:

$$Q = \frac{\pi \cdot k \cdot h \cdot (P_{\kappa}^2 - P_{\text{СКВ}}^2)}{\mu \cdot P_{\text{атм}} \cdot \left[\ln\left(\frac{1 + \sqrt{1 - \left(\frac{L}{2 \cdot R_{\kappa}}\right)^2}}{\frac{L}{2 \cdot R_{\kappa}}}\right) + \frac{h}{L} \cdot \ln\left(\frac{h}{2 \cdot \pi \cdot r_{\text{СКВ}}}\right) \right]}; \quad (12)$$

$$J_4^* = \frac{(P_{\kappa} + P_{\text{СКВ}})}{2 \cdot P_{\text{атм}} \cdot \left[\ln\left(\frac{1 + \sqrt{1 - \left(\frac{L}{2 \cdot R_{\kappa}}\right)^2}}{\frac{L}{2 \cdot R_{\kappa}}}\right) + \frac{h}{L} \cdot \ln\left(\frac{h}{2 \cdot \pi \cdot r_{\text{СКВ}}}\right) \right]}. \quad (13)$$

Таблица 6 – Зависимость безразмерного коэффициента продуктивности J^* от половины длины скважины l по формуле Giger F

l (м)	0	50	100	150	200	250	300
J^*	0	34,970	46,184	56,181	66,096	76,735	88,909
l (м)	350	400	450	500	550	600	650
J^*	103,248	121,382	146,662	186,108	268,741	4899,193	–

Расчёты по формуле, полученной Renard G. и Dupuy J.:

$$Q = \frac{\pi \cdot k \cdot h \cdot (P_{\kappa}^2 - P_{\text{СКВ}}^2)}{\mu \cdot P_{\text{атм}} \cdot \left[\operatorname{arch}(x) + \frac{h}{L} \cdot \ln\left(\frac{h}{2 \cdot \pi \cdot r_{\text{СКВ}}}\right) \right]}; \quad (14)$$

$$x = \frac{2 \cdot a}{L};$$

$$J_5^* = \frac{(P_{\kappa} + P_{\text{СКВ}})}{2 \cdot P_{\text{атм}} \cdot \left[\operatorname{arch}(x) + \frac{h}{L} \cdot \ln\left(\frac{h}{2 \cdot \pi \cdot r_{\text{СКВ}}}\right) \right]}. \quad (15)$$

Таблица 7 – Зависимость безразмерного коэффициента продуктивности J^* от половины длины скважины l по формуле Renard G. и Dupuy J.

l (м)	0	50	100	150	200	250	300
J^*	0	34,907	45,783	54,577	62,231	68,818	74,293
l (м)	350	400	450	500	550	600	650
J^*	78,685	81,994	84,441	86,227	87,475	88,389	89,057

Для расчёта коэффициента продуктивности газовой вертикальной скважины воспользуемся формулой для объемного расхода плоскорадиального фильтрационного потока:

$$Q = \frac{\pi \cdot k \cdot h \cdot (P_{\kappa}^2 - P_{\text{скв}}^2)}{\mu \cdot P_{\text{атм}} \cdot \ln\left(\frac{R_{\kappa}}{r_{\text{скв}}}\right)} \quad (16)$$

Рассчитаем коэффициент продуктивности вертикальной скважины:

$$J_{\text{в}}^* = \frac{(P_{\kappa} + P_{\text{скв}})}{2 \cdot P_{\text{атм}} \cdot \ln\left(\frac{R_{\kappa}}{r_{\text{скв}}}\right)} \quad (17)$$

Произведём расчёт:

$$J_{\text{в}}^* = 14,76.$$

На основе полученных результатов построим графики зависимости приведённого коэффициента продуктивности от длины горизонтального ствола по различным методикам подсчёта (рис. 10).

График зависимости безразмерного коэффициента продуктивности J^* от длины горизонтальной скважины l (м)

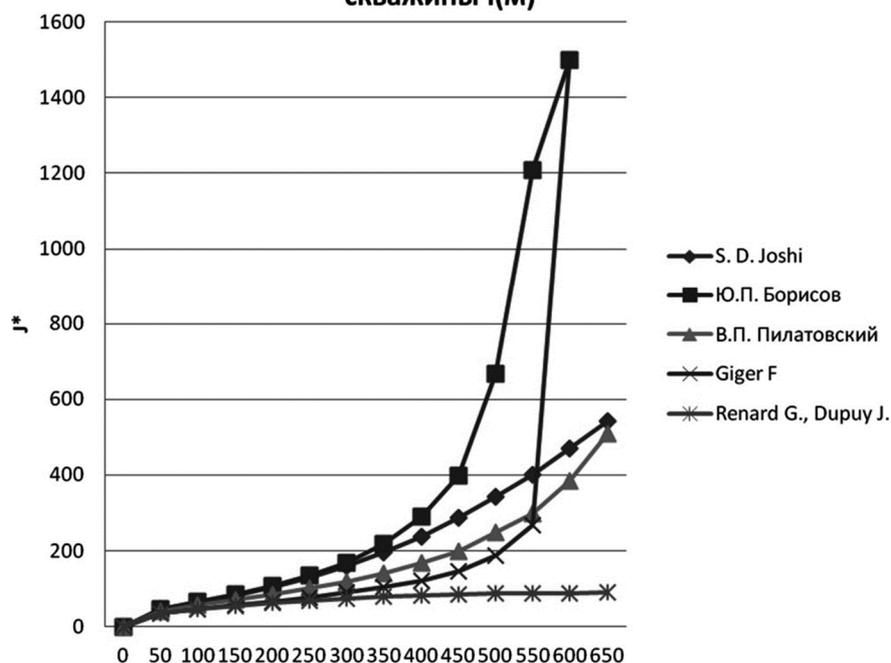


Рисунок 10 – График зависимости J^* от l (м)

В целом графики зависимостей безразмерного коэффициента продуктивности от половины длины газовой горизонтальной скважины похожи друг на друга, что говорит о

небольшой разнице при нахождении дебитов. Следует отметить, что график зависимостей, построенный по формуле Борисова, лежит чуть выше, чем Joshi, но в гораздо большей степени с ними разнится график, построенный по Пилатовскому, лежащий ниже. Графики, построенные по формулам Giger F. и Renard G., Dupuy J. также похожи и лежат значительно ниже остальных графиков. Также из рисунка видно, что с увеличением длины горизонтального участка разнотечения по графикам лишь возрастают, но на графике, построенном по Renard G., Dupuy J. коэффициент J^* меняется не значительно.

По результатам формулы (17) безразмерный коэффициент продуктивности вертикальной скважины $J_g^* = 14,76$, что по сравнению с данными таблиц для горизонтальной скважины очень мало, к примеру при длине горизонтальной части 100 м – более чем в 3 раза меньше.

Из графиков видно, что безразмерный коэффициент продуктивности горизонтальной скважины J^* возрастает с увеличением длины скважины. Примерно до 50 м график зависимости коэффициента продуктивности J^* растёт очень быстро, а затем с увеличением длины горизонтального участка представляет собой практически прямую линию. Это условие необходимо учитывать при бурении горизонтального участка для того, чтобы при разработке скважин иметь наибольшую производительность.

Выигрыш по коэффициенту продуктивности горизонтальной и вертикальной скважинами может достигать 3–5 раз в пользу горизонтальной.

При выборе между тремя формулами нужно отдать предпочтение формуле S.D. Joshi, так как он учитывает горизонтальное и вертикальное сечения для определения эффективного радиуса контура питания.

Сравнение критических дебитов горизонтальных и вертикальных скважин

Критический дебит – максимальный дебит по нефти, который ещё позволяет избежать конусообразования.

Одним из методов расчёта критического дебита для вертикальной скважины является способ Chierici, который выводится из потенциометрических методик расчёта. Этот способ позволяет оценить дебиты при разных значениях вертикальной и латеральной проницаемости, что особенно важно, так как конус невозможен, если вертикальная проницаемость равна нулю, а также решает проблему одновременных конусов газа и воды, что актуально для ГНЗ (рис. 11).

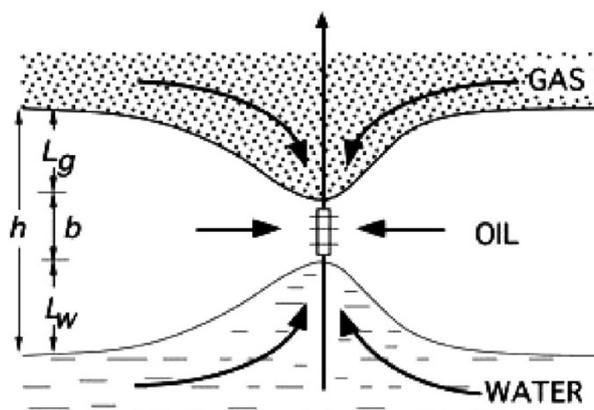


Рисунок 11 – Конусообразование в вертикальной скважине и переменные, необходимые для расчёта критического дебита

Метод Chierici базируется на ряде номограмм, которые позволяют определить критический дебит, исходя из безразмерных параметров. Безразмерный безводный (безгазовый) дебит обозначается ψ (или q_{Dc}). Исходные данные обезразмериваются следующим образом:

$$\delta_g = \frac{L_g}{h}; \quad (18)$$

$$\delta_w = \frac{L_w}{h}; \quad (19)$$

$$E = \frac{b}{h}; \quad (20)$$

$$r_{De} = \frac{r_e}{b} \cdot \left(\frac{k_v}{k_h} \right)^{\frac{1}{2}}. \quad (21)$$

Безразмерный дебит как функция от r_{De} , E , δ находится из номограмм (рис. 12). Далее осуществляется переход от безразмерного дебита к размерному:

$$q_c = \frac{0,003073 \cdot k_0 \cdot h^2 \cdot \Delta p \cdot q_{Dc}}{\mu_0 \cdot B_0}. \quad (22)$$

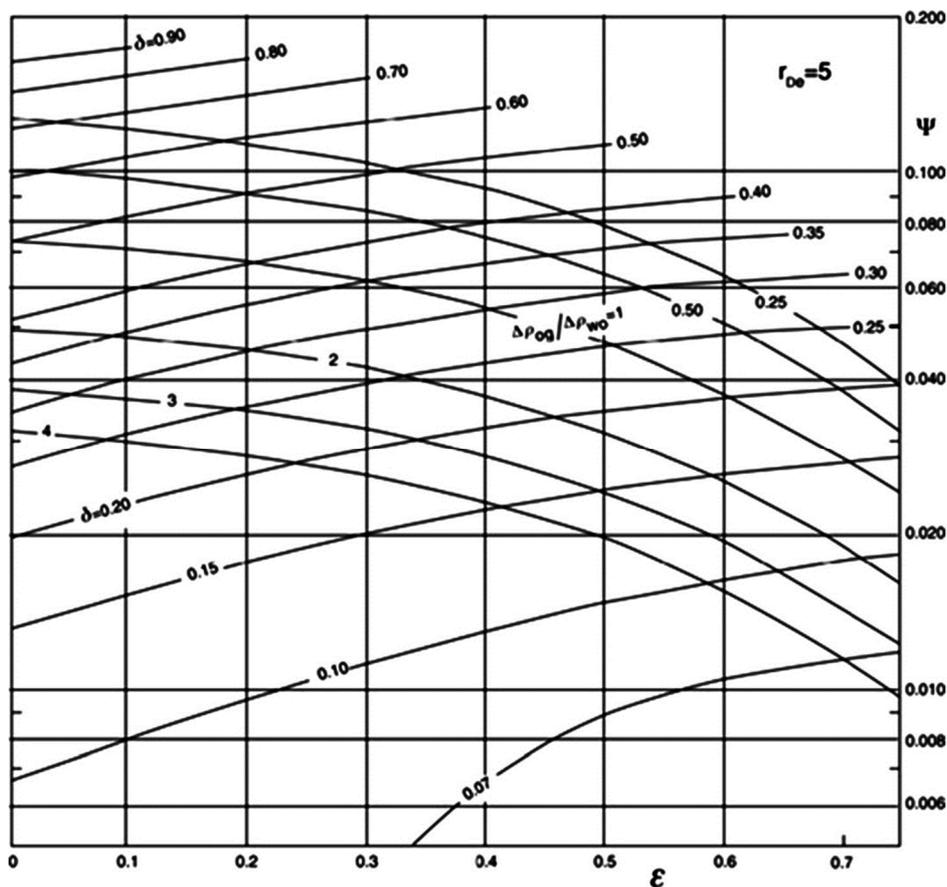


Рисунок 12 – Пример номограммы для расчета безразмерного критического дебита по методу Chierici

В случае с горизонтальной скважиной Джоши предложил следующие соотношения для определения критического дебита нефти в горизонтальных скважинах. При движении нефти и воды:

$$q_c = \frac{0,00246 \cdot 10^{-3} \cdot k_h \cdot (\rho_w - \rho_0) \cdot (h^2 - (h - D_b))^2}{\mu_0 \cdot B_0 \cdot \ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right)}, \quad (23)$$

где q_{oc} – критический дебит нефти, ст. барр./сут.; D_b – расстояние между горизонтальной скважиной и ВНК, фут.; r_w – эффективный радиус скважины.

$$q_c = \frac{0,00246 \cdot 10^{-3} \cdot k_h \cdot (\rho_o - \rho_g) \cdot (h^2 - (h - D_b))^2}{\mu_o \cdot B_o \cdot \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}, \quad (24)$$

где

$$r_w = \frac{r_{eh} \cdot \frac{L}{2 \cdot a}}{1 + \sqrt{1 - \left(\frac{L}{2 \cdot a}\right)^2 \cdot \left(\frac{h}{2 \cdot r_{eh}}\right)^{\frac{h}{L}}}}; \quad (25)$$

$$r_{eh} = \sqrt{\frac{43560 \cdot A}{\pi}}; \quad (26)$$

$$a = \left(\frac{L}{2}\right) \cdot \left(0,5 + \sqrt{0,25 + \left(\frac{2 \cdot r_{eh}}{\pi}\right)^4}\right)^{0,5}, \quad (27)$$

где r_{eh} – внешний радиус скважин.

Проведём аналитический расчёт безгазово-безводного дебита и соответствующей ему депрессии. Это позволит избежать прорывов воды и газа к забоям добывающих скважин. Расчёт критических дебитов для вертикальной скважины проведен по методике Chierici, для горизонтальной скважины – по методике Joshi.

Для оценки значений критических безводно-безгазовых дебитов была взята геологическая информация и исходные данные скважин месторождения «Н» (табл. 8).

Таблица 8 – Исходные данные для расчёта

Переменная	Значение	Ед.изм.
b	5	м
h	11	м
k_h	23,8	мД
μ_o	1,05	сП
ρ_o	0,768	г/см ³
ρ_w	1,005	г/см ³
ρ_g	0,098	г/см ³
r_e	279,9	м
r_w	0,146	м
B_o	1,176	доли ед.
A	205250	м ²

Расстояние от ВНК варьировалось в пределах от 1,5 м до 9 с шагом в 1,5 метра. Анизотропия принимала значения: 0.05, 0.2, 0.4, 0.6, 0.8, 1.

Таблица 9 – Значения безводного дебита для вертикальной скважины в зависимости от положения интервала перфорации и анизотропии, м³/сут.

	1,5 м	3 м	4,5 м	6 м	7,5 м	9 м
1	2	3	4	5	6	7
0,05	2	5	7	11	14	19
0,2	2	4	6	9	11	14

Окончание таблицы 9

1	2	3	4	5	6	7
0,4	1	4	6	9	11	14
0,6	1	4	6	8	11	13
0,8	1	4	6	8	11	13
1	1	3	5	8	10	12

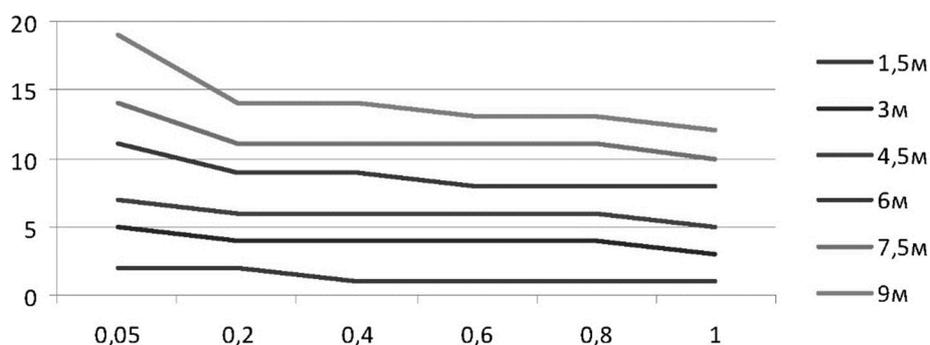


Рисунок 13 – Предельный безводный дебит ВС в зависимости от расстояния ГНК до верхней границе интервала перфорации

Таблица 10 – Значения безгазового дебита для вертикальной скважины зависимости от положения интервала перфорации и анизотропии, м³/сут.

	1,5 м	3 м	4,5 м	6 м	7,5 м	9 м
0,05	1	2	3	4	5	7
0,2	1	1	2	3	4	5
0,4	1	1	2	3	4	5
0,6	1	1	2	3	4	4
0,8	1	1	2	3	4	4
1	0	1	2	3	3	4

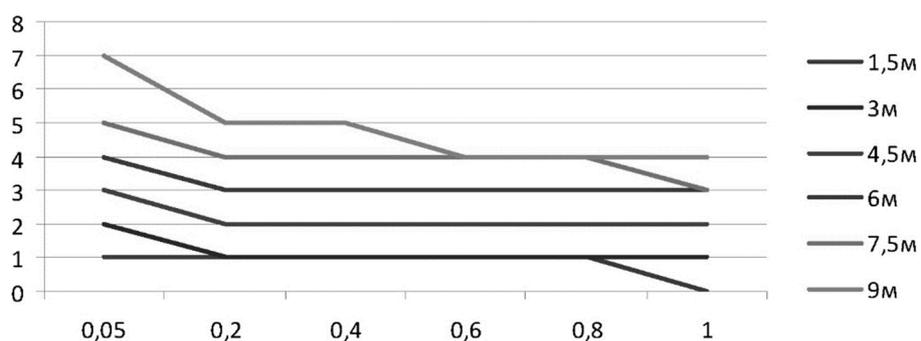


Рисунок 14 – Предельный безгазовый дебит ВС в зависимости от расстояния ВНК до нижней границе интервала перфорации

Таблица 11 – Значения безводного дебита для горизонтальной скважины в зависимости от положения ствола в пласте и анизотропии, м³/сут.

	1,5 м	3 м	4,5 м	6 м	7,5 м	9 м
0,05	10,1	13,2	23,2	28,9	35,1	40,1
0,2	9,0	12,4	22,1	27,0	33,0	38,6
0,4	8,4	10,9	20,5	26,2	30,4	35,0
0,6	7,8	10,0	18,3	25,0	27,5	33,6
0,8	6,9	9,2	16,1	23,9	25,0	30,0
1	6,2	8,7	15,0	22,0	23,4	28,4

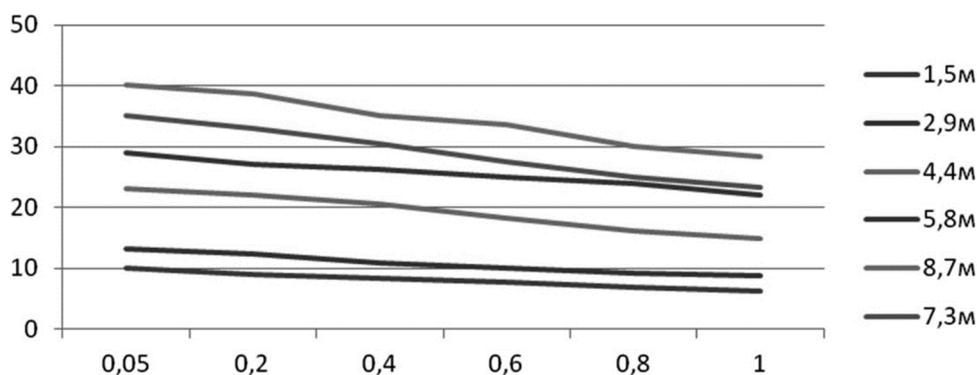


Рисунок 15 – Предельный безводный дебит ГС в зависимости от расстояния ГНК до ствола

Таблица 12 – Значения безгазового дебита для горизонтальной скважины в зависимости от положения ствола в пласте и анизотропии, м³/сут.

	1,5 м	3 м	4,5 м	6 м	7,5 м	9 м
0,05	6,7	9,0	15,3	20,5	24,3	26,0
0,2	5,8	8,1	13,9	18,9	23,2	25,8
0,4	5,5	7,8	12,6	17,0	22,1	25,2
0,6	5,1	7,2	10,0	16,4	21,0	24,9
0,8	4,8	6,5	9,5	15,6	19,8	24,3
1	4,2	6,0	8,9	14,0	18,3	24,0

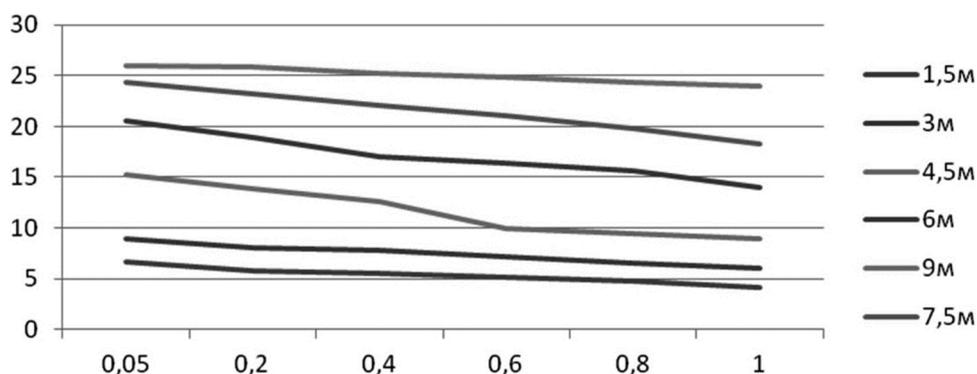


Рисунок 16 – Предельный безгазовый дебит ГС в зависимости от расстояния ВНК до ствола

По результатам расчётов получены достаточно приближённые значения критических дебитов и депрессий, что приводит к необходимости принятия во внимание многих факторов, которые не учитывались при выводах аналитических формул. Такие факторы как неоднородность пласта, локальные включения неколлекторов, М-фактор, нестационарность конуса, фазовые проницаемости, капиллярные силы могут быть учтены только в гидродинамической модели. Но даже на данном этапе можно судить о значительной эффективности применения ГС в сравнении с ВС, т.к. дебиты отличаются в несколько раз.

Стоит заметить, что дебит горизонтальной скважины, рассчитанный по формуле Джоши, зависит от длины ствола – чем больше длина, тем выше дебит. Также при увеличении длины горизонтального ствола пласт вырабатывается более интенсивно, поэтому возможен несколько более высокий рост обводнённости продукции.

Таблица 13 – Сравнение безгазовых дебитов ГС и ВС при анизотропии равной 0,05

	1,5 м	3 м	4,5 м	6 м	7,5 м	9 м
ВС	1	2	3	4	5	7
ГС	6,7	9	15,3	20,15	24,3	26

Таблица 14 – Сравнение безводных дебитов ГС и ВС при анизотропии равной 0,05

	1,5 м	3 м	4,5 м	6 м	7,5 м	9 м
ВС	2	5	7	11	14	19
ГС	10,1	13,2	23,2	28,9	35,1	40,1

Мощность пласта составляет 11 м, выберем наиболее оптимальное расположение интервала перфорации для вертикальной скважины и расположение горизонтального ствола в случае горизонтальной скважины.

Анализируя таблицы 13 и 14, можно сделать вывод, что для вертикальной скважины оптимальное расположение составит 7,5 м от газонефтяного контакта и 3,5 м от водонефтяного. При этом критический дебит составит 5 тонн/сут.

Для горизонтальной скважины оптимальное расположение горизонтального ствола около 6,5 м от газонефтяного контакта и 4,5 м от водонефтяного. Критический дебит составит 22 тонн/сут., что в 4,4 раза выше дебита вертикальной. Эти дебиты примем для дальнейшего прогноза добычи на 10 лет.

Анализ показателей разработки залежи в зависимости от расположения горизонтального ствола в пласте

Рассмотрим возможность эксплуатации ГНЗ горизонтальными скважинами и прогноз показателей их работы во времени (рис. 17). ГНЗ различных месторождений отличаются друг от друга запасами, геометрическими размерами, пластовыми условиями, свойствами насыщающих пласт флюидов. Нестационарные процессы, происходящие при добыче нефти настолько сложны, что не позволяют получить аналитического решения или универсальных зависимостей для расчёта динамики показателей работы скважин, поэтому для каждого конкретного случая необходимо строить математическую модель, основанную на численном решении системы уравнений трёхфазной трёхмерной неустановившейся фильтрации.

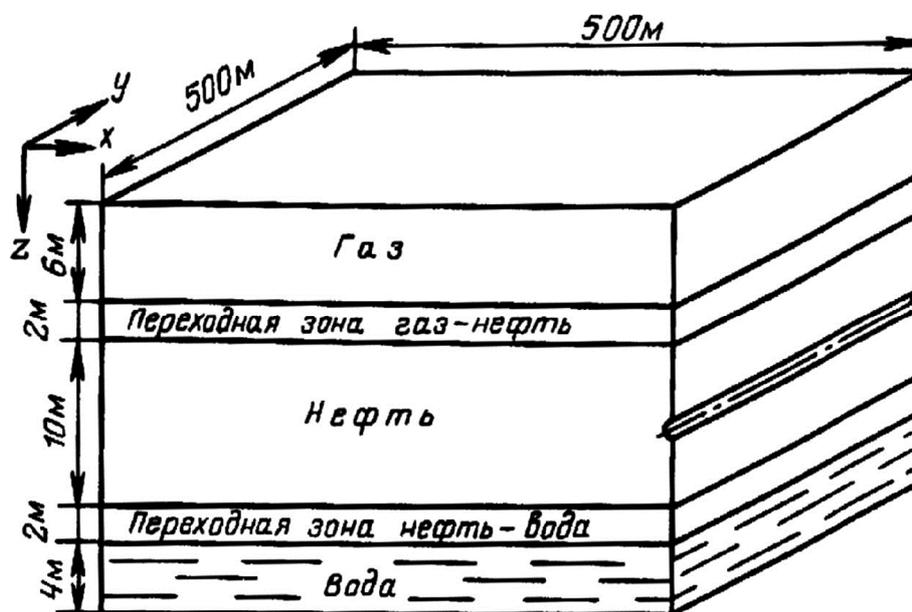


Рисунок 17 – Элемент ГНЗ, вскрытый горизонтальной скважиной

Рассмотрим полоосообразный элемент газонефтяной залежи месторождения «Н», полностью вскрытый горизонтальной скважиной. Из-за симметричности притока флюидов относительно оси горизонтального ствола рассматривается только половина полоосообразного пласта. Размеры элемента и толщины зон показаны на рисунке 11. Коллекторские свойства элемента представлены в таблице 15.

Таблица 15 – Коллекторские свойства пласта

Параметр	Значение
Пористость	0,16
Абсолютная проницаемость	0,26
Анизотропия	0,1
Остаточные газонасыщенность $S_{г0}$	0,026
Водонасыщенность $S_{в0}$	0,16
Нефтенасыщенность $S_{н0}$	0,082
Начало подвижности нефтяной фазы при нефтенасыщенности $S_{нн}$	0,3
Начало подвижности газовой фазы при газонасыщенности $S_{нг}$	0,14
Начало подвижности водяной фазы при водонасыщенности $S_{нв}$	0,2
Начальное пластовое давление на кровле пласта	14,55

Были проведены расчёты по прогнозированию показателей работы горизонтальной скважины, эксплуатирующей ГНЗ в режиме истощения элемента пласта.

Было рассмотрено 3 варианта расположения горизонтального ствола.

Вариант 1 (В-1) – горизонтальный ствол расположен по середине нефтяной зоны (на 5 м ниже нижней границы переходной зоны «газ – нефть» и на 5 м выше верхней границы переходной зоны нефть вода).

Вариант 2 (В-2) – горизонтальный ствол расположен на 3 м ниже нижней границы переходной зоны «газ – нефть».

Вариант 3 (В-3) – горизонтальный ствол расположен на 3 м выше верхней границы переходной зоны «нефть – вода».

Во всех трех вариантах горизонтальная скважина, эксплуатирующая элемент пласта, пускалась в работу с начальным дебитом по нефти 40 тонн/сут. в режиме постоянной депрессии. Результаты расчётов всех трёх вариантов расположения горизонтального ствола, представленные в виде графических зависимостей показателей работы скважины от времени эксплуатации элемента, приведены на рисунках 18–21.

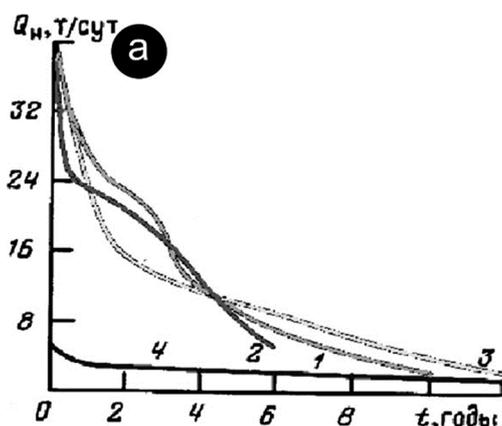


Рисунок 18 – Изменение дебитов нефти во времени

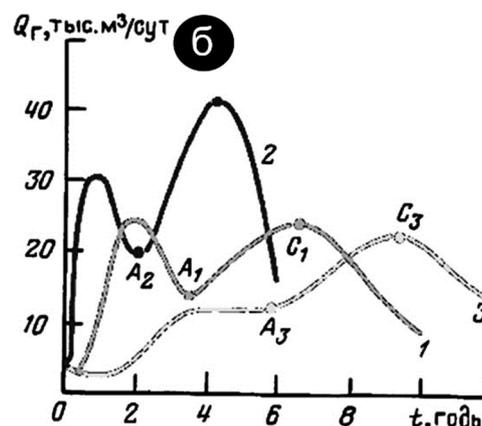


Рисунок 19 – Изменение дебитов газа во времени

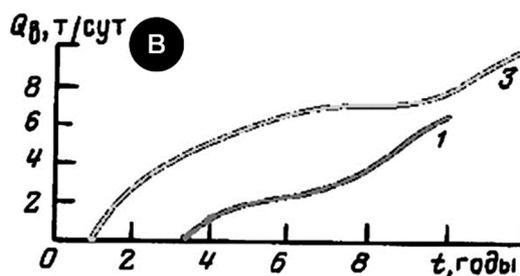


Рисунок 20 – Изменение дебитов воды во времени

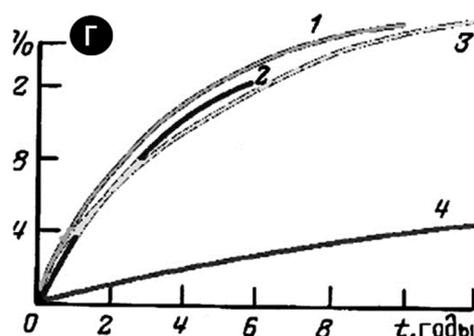


Рисунок 21 – Изменение коэффициента нефтеотдачи во времени:

1, 2, 3 – соответственно варианты расположения горизонтального ствола; 4 – вертикальная скважина

Как видно из рисунка 21, дебит горизонтальной скважины по нефти с течением времени падает, но характер его падения различен. Наиболее крутое падение дебита нефти, происходящее примерно четыре года добычи, характерно для В-3. Это объясняется тем, что при расположении горизонтального ствола на 3 м выше верхней границы переходной зоны нефть вода и отборе нефти из оторочки происходит интенсивное формирование конуса подошвенной воды и его подтягивание к горизонтальному стволу, что резко снижает фазовую проницаемость по нефти.

Уже через 11 месяцев происходит прорыв водяного конуса в скважину и в дальнейшем дебит воды быстро нарастает (рис. 20).

При расположении горизонтального ствола согласно В-2 с пуском скважины происходит интенсивное образование и прорыв в неё конуса вышележащего газа. Как видно из рисунка 19, прорыв конуса газа в горизонтальный ствол при В-2 наступает уже через 2,5 месяца с начала работы скважины, в результате чего происходит резкое снижение нефтенасыщенности, следовательно, и фазовой проницаемости по нефти в призабойной зоне, что и приводит к снижению дебита нефти, причем на начальном участке (до одного года) даже более интенсивному, чем для В-3. После полугода работы скважины падение дебита по нефти при В-2 замедляется, это объясняется тем, что после прорыва конуса газа в скважину темп нарастания газонасыщенности в призабойной зоне снижается. Однако, начиная со второго года, темп падения дебита нефти для В-2 опять возрастает из-за резкого снижения нефтенасыщенности вследствие интенсивной дегазации нефти в пласте.

В-1, как видно из рисунка 18, три года разработки элемента характеризуется наиболее высоким дебитом нефти. В связи с удалением горизонтального ствола от переходных зон прорыв конусов газа и воды в скважину наступает при В-1 позже, чем при В-2 и В-3. Прорыв конуса газа в горизонтальный ствол при В-1 происходит через полгода после пуска скважины. После 1 года работы скважины темп падения дебита нефти замедляется, так как конус прорыва газа в горизонтальный ствол сформировался и темп нарастания газонасыщенности замедлился. После 2,5 лет эксплуатации элемента в блоке, где расположен горизонтальный ствол, начинает накапливаться вода, снижая нефтенасыщенность, что приводит к нарастанию темпа падения дебита нефти. На третий год разработки вода становится подвижной и начинает поступать в скважину (рис. 20).

После четырёх лет эксплуатации элемента ситуация изменяется. В связи с интенсивным отбором газа при В-2 (рис. 19) происходит резкое снижение пластового давления, что приводит к увеличению вязкости и плотности нефти из-за её интенсивной дегазации, в результате чего ухудшается подвижность нефти и снижается её дебит. В-1 характеризуется более замедленным темпом падения дебита нефти (рис. 18), так как в этом варианте отбор газа менее интенсивный (рис. 19), и поэтому снижение пластового давления идёт здесь медленнее, чем при В-2. Для В-3 из-за самого большого удаления горизонтального ствола от переходной зоны «газ – нефть» дебит газа за восемь лет наименьший, а, следовательно, самый низкий из трёх вариантов темп падения пластового давления, что обуславливает наибольший дебит нефти (см. рис. 18). Следует отметить, что во всех трёх вариантах, скважина прекращала работу, когда средневзвешенное давление в пласте опустилось ниже 3 МПа.

Дебит скважины по газу для трёх вариантов расположения горизонтального ствола характеризуется достаточно сложными зависимостями от времени. Для данного элемента пласта существенным является то, что запасы газа в газовой шапке практически равны запасам газа (растворённый + остаточный) в нефтяной оторочке. На рисунке 19 приводятся графики суммарного дебита газа, т.е. газа прорыва из газовой шапки плюс газ дегазации нефти.

В В-2 в начальный период эксплуатации скважины (первые 2,5 месяца) отмечается падение дебита газа, это объясняется тем, что с пуском скважины в призабойной зоне пласта происходит дегазация нефти, что приводит к увеличению газонасыщенности и снижению нефтенасыщенности. Увеличение газонасыщенности еще не достигло точки начала движения газовой фазы, но уже существенно снижает фазовую проницаемость нефти, уменьшая её дебит, следовательно, и количество растворенного газа, поступающего вместе с нефтью в скважину. Прорыв конуса газа из шапки в горизонтальный ствол происходит через 2,5 месяца после пуска скважины, вызывая стремительное нарастание дебита скважины по газу. Через год работы скважины начинается снижение дебита газа, обусловленное падением давления в шапке. В результате интенсивной дегазации нефти, вызванной падением давления в газовой шапке, газ в нефтяной оторочке становится подвижным и на третьем году работы скважины (точка А2), когда он стал подвижным во всем нефтенасыщенном объёме, происходит нарастание его дебита. После 4,2 лет разработки элемента (точка С2) дегазация нефти становится менее интенсивной, при этом средневзвешенное давление в газовой шапке составляет 5,71 МПа, что вызывает резкое снижение дебита газа. Начиная с пятого года эксплуатации в блоке, где находится скважина, начинает накапливаться вода, которая ещё более увеличивает темп падения дебита газа (рис. 19).

В В-3 в течение первого года эксплуатации элемента отмечается падение дебита газа (рис. 19), вызванное как вышеуказанным механизмом, так и формированием в блоке, где расположен горизонтальный ствол, конуса подошвенной воды, который также снижает фазовую проницаемость нефти, следовательно, количество растворённого газа, поступающего вместе с ней в скважину. Через 1,2 года после пуска скважины в неё прорывается конус газа из шапки, приводящий к увеличению дебита газа. После 3,5 лет до 5,5 лет дебит скважины по газу практически стабилизировался, так как газонасыщенность в зоне прорыва конуса не изменялась. В период с 5,8 (точка А3) до 9,4 лет (точка С3) происходит интенсивная дегазация нефти, вызывая увеличение дебита газа. После 9,4 лет в связи со снижением интенсивности дегазации нефти и резким снижением давления в газовой шапке дебит скважины по газу начинает неуклонно падать, в то же время дебит по воде возрастает (рис. 20).

Вариант В-1 занимает как бы промежуточное положение между В-2 и В-3. В течение первого полугодия работы скважины дебит газа падает по той же причине, что и в В-2, но этот период длиннее во времени из-за более позднего прорыва конуса газа в скважину. Затем с полугодия до 2 лет происходит увеличение газонасыщенности в зоне прорыва конуса газа, а, следовательно, возрастает и дебит скважины по газу. После двух лет разработки элемента по причине падения давления в шапке, обусловленного отбором из неё через конус прорыва газа и формированием в блоке водяного конуса, происходит снижение газонасыщенности в призабойной зоне пласта и дебита скважины по газу. Этот процесс происходит до 3,5 лет (точка А1). После 3,5 лет эксплуатации элемента начинается интенсивная дегазация нефти, вызывающая увеличение дебита газа. Период интенсивной дегазации нефти продолжается до 6,5 лет (точка С1). После 6,5 лет в связи со снижением интенсивности дегазации нефти, а также уменьшением пластового давления дебит газа падает, одновременно с этим увеличивается дебит скважины по воде (рис. 19 и 20).

Характерной чертой для всех трёх вариантов расположения горизонтального ствола является то, что период интенсивной дегазации нефти начинается при коэффициенте газоотдачи $n_g = 24\text{--}26\%$ (точки А1, А2, А3), а заканчивается при $n_g = 54\text{--}56\%$ (точки С1, С2, С3) (рис. 19 и 20).

Анализируя графические зависимости коэффициентов нефтеотдачи n_o от времени разработки элемента (рис. 21), можно сделать следующие выводы.

Перемещение горизонтального ствола от середины нефтяной зоны на 3 м выше приводит к резкому возрастанию дебита газа, увеличивая темп падения дебита нефти. В то же время прорыва в скважину пластовой воды не происходит. Интенсивный отбор газа приводит к резкому падению пластового давления, вследствие чего срок разработки залежи уменьшается до 6 лет.

Смещение горизонтального ствола от середины нефтяной зоны на 3 м ближе к нижней границе переходной зоны «газ – нефть» приводит к существенному снижению конечного коэффициента нефтеотдачи ($n_n = 12,2\%$ в В-2 против $n_n = 15,4\%$ в В-1 и В-3).

Смещение горизонтального ствола от середины толщины на 3 м ближе к верхней границе переходной зоны «нефть – вода» приводит к более быстрому обводнению скважины (при В-3 вода в продукции скважины появляется через 11 месяцев, а при В-1 через 3 года эксплуатации элемента). В то же время прорыв конуса газа удаляется с полугода в В-1 до одного года в В-3. Кроме того, удлиняются сроки разработки залежи, с 10 лет в В-1 до 12 лет в В-3, хотя конечный коэффициент нефтеотдачи не изменяется.

С точки зрения конечных коэффициентов нефтеотдачи, а также времени разработки элемента, наиболее выгодным является В-1, т.е. расположение горизонтального ствола посередине нефтенасыщенной толщины.

В дополнение к трём рассмотренным выше вариантам была исследована возможность разработки этого же элемента вертикальной скважиной. Интервал вскрытия нефтяной оторочки составлял 5 м и был равноудалён от верхней и нижней границ оторочки на 2,5 м. Вертикальная скважина пускалась в работу с той же депрессией, что и горизонтальная. При этом дебит нефти составлял 5 тонн/сут. (рис. 18, кривая 4), что в 8 раз ниже начального дебита горизонтальной скважины. Коэффициент нефтеотдачи на 12-й год разработки элемента вертикальной скважины составил только 4,5 % (рис. 21, кривая 4), что в 3,4 раза меньше, чем конечная нефтеотдача В-1 и В-3.

Таким образом, можно говорить о явном преимуществе горизонтальной скважины над вертикальной при разработке газонефтяного месторождения «Н».

Литература

1. Алиев З.С., Шермет В.В. Определение производительности горизонтальных скважин, вскрывших газовые и газонефтяные пласты. – М. : Недра, 1995. – 131 с.
2. Басниев К.С., Кочина И.Н., Максимов В.М. Подземная гидромеханика. – М. : Недра, 1993.
3. Бердин Т.Г. Проектирование разработки нефтегазовых месторождений системами горизонтальных скважин. – М. : ВНИИОЭНГ, 1996. – 388 с.
4. Гавура В.Е. Геология и разработка нефтяных и газонефтяных месторождений. – М. : ВНИИОЭНГ, 1995. – 496 с.
5. Закиров И.С. Совершенствование разработки нефтегазовых залежей со слоисто-неоднородными коллекторами : дисс. ... кандидата технических наук. – М., 1996.
6. Закиров С.Н. Разработка газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. – М. : Струна, 1998. – 628 с.
7. Савенок О.В. Оптимизация функционирования эксплуатационной техники для повышения эффективности нефтепромысловых систем с осложнёнными условиями добычи. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013. – 336 с.
8. Савенок О.В. Повышение эффективности базовых и информационно-управляющих технологий при разработке месторождений углеводородов с трудноизвлекаемыми запасами : дисс. ... доктора технических наук. – М., 2013. – 432 с.
9. Савенок О.В., Ладенко А.А. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2019. – 275 с.
10. Силин М.А., Елисеев Д.Ю., Куликов А.Н. Оптимизация применения технологий ограничения водопритоков и повышения нефтеотдачи пластов на залежах трудноизвлекаемых запасов нефти Западной Сибири. – М. : РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2011. – 139 с.
11. Швецов И.А., Мамырин В.Н. Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи пластов. Анализ и проектирование. – Самара : Российское представительство Акционерной Компании «Ойл Технолоджи Оверсиз Продакшн Лимитед», 2000. – 336 с.
12. Joshi S.D., Joshi Ph.D. Основы технологии горизонтальной скважины. – Technologies International, Inc. Tulsa, OK, U.S.A., 2000. – 368 p.
13. Оптимизация технологии разработки тонких нефтяных оторочек. – URL : http://tmnlib.ru/jirbis/ files/upload/books/VKR/2017/FTI/Polkovnikov_VKR.pdf

14. Баженов Д.Ю. [и др.]. Оптимизация технологии разработки нефтяных оторочек // Недропользование XXI век. – 2016. – № 4 (61). – С. 60–67.
15. Гилязов Р.М., Рахимкулов Р.Ш., Гилязов А.Р. Геолого-физические и промысловые факторы, определяющие эффективность создания водоизолирующих экранов при заканчивании и эксплуатации нефтяных скважин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2011. – № 7. – С. 43–45.
16. Косачку Г.П., Сагитова Д.З., Титова Т.Н. Опыт разработки газовых и газоконденсатных месторождений с нефтяными залежами и оторочками // Газовая промышленность. – 2006. – № 2. – С. 27–30.
17. Петрушин Е.О., Андрияди А.А., Савенок О.В. Исследование гидродинамики горизонтальных скважин / Материалы VII Всероссийской конференции «Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых» (28–31 октября 2014 года, Пермь). – Пермь : Издательство Пермского национального исследовательского политехнического университета, 2014. – С. 275–278.
18. Петрушин Е.О., Савенок О.В. Экспериментальные исследования гидродинамики горизонтальных скважин // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник), 2014. – № 3. – С. 35–42.
19. Петрушин Е.О., Савенок О.В., Арутюнян А.С. Анализ современных технологий интерпретации результатов гидродинамических исследований горизонтальных скважин // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). – 2015. – № 10. – С. 397–405.
20. Петрушин Е.О., Савенок О.В., Арутюнян А.С. Разработка математической модели изменения давления в процессе исследования горизонтальных скважин // Инженер-нефтяник. – 2015. – № 3. – С. 44–48.
21. Петрушин Е.О., Савенок О.В., Арутюнян А.С. Интерпретация результатов испытания горизонтальных скважин и анализ полученных данных на примере Памятно-Сасовского нефтяного месторождения (Волгоградской области) // Инженер-нефтяник. – 2015. – № 4. – С. 34–44.
22. Петрушин Е.О., Савенок О.В., Арутюнян А.С. Разработка методики определения параметров пласта по данным исследования горизонтальных скважин и оценка применимости полученных данных // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2016. – № 1. – С. 43–47.
23. Петрушин Е.О., Савенок О.В., Арутюнян А.С. Анализ применения методики определения параметров пласта по данным исследования горизонтальных скважин, её особенности и новые возможности // Наука и техника в газовой промышленности. – 2016. – № 2/2016. – С. 47–58.
24. Петрушин Е.О., Савенок О.В., Арутюнян А.С. Оценка достоверности методики определения параметров пласта по данным исследования горизонтальных скважин // Наука и техника в газовой промышленности. – 2017. – № 1 (69). – С. 62–71.
25. Пресняков А.Ю. [и др.]. Комплексный подход к выбору технологии ограничения водо- и газопритока в условиях Юрубчено-Тохомского месторождения // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 6. – С. 94–98.
26. Савенок О.В., Петрушин Е.О., Арутюнян А.С. Анализ существующих методов определения параметров пласта по данным гидродинамических исследований горизонтальных скважин // Нефтепромысловое дело. – 2016. – № 4. – С. 23–28.
27. Савенок О.В., Поварова Л.В., Аванесов А.С. Исследование результатов эксплуатации горизонтальных скважин, эффективности бурения боковых стволов и работ по их углублению на Вынгапуровском месторождении // Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 года) в 7 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – Т. 2 в 2 ч.: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Ч. 2. – С. 139–145.
28. Савенок О.В., Кусов Г.В. Оценка технологической и экономической эффективности разработки газонефтяного месторождения с применением горизонтальных скважин // XXIII Международная научно-практическая конференция «Инновация-2018» : сборник научных статей (26–27 октября 2018 года, г. Ташкент). – Секция 2: Инновационные процессы в отраслях экономики. – С. 102–103.
29. Савенок О.В. [и др.]. Некоторые причины низкой эффективности применения длинноствольных скважин // Инженер-нефтяник. – 2019. – № 3 (48). – С. 17–22.
30. Хлебникова М.Э. [и др.]. Анализ литературных и патентных источников по технологиям селективной изоляции воды и ликвидации заколонных перетоков // Интервал. Передовые нефтегазовые технологии. – 2003. – № 9 (56). – С. 4–22.

References

1. Aliyev Z.S., Sheremet V.V. Determination of Productivity of Horizontal Wells Drilled into Gas and Gas-Oil Formations. – M. : Nedra, 1995. – 131 p.
2. Basniev K.S., Kochina I.N., Maximov V.M. Underground Hydromechanics. – M. : Nedra, 1993.
3. Berdin T.G. Designing of Oil and Gas Fields Development by Systems of Horizontal-Tal Well Systems. – M. : VNIOENG, 1996. – 388 p.
4. Gavura V.E. Geology and Development of Oil and Gas-Oil Fields. – M. : VNIEO-ENG, 1995. – 496 p.
5. Zakirov I.S. Development improvement of the oil and gas deposits with the layered-heterogeneous reservoirs: dissertation. ... candidate of technical sciences. – M., 1996.
6. Zakirov S.N. Development of the gas, gas-condensate and oil-gas-condensate deposits. – M. : String, 1998. – 628 p.
7. Savenok O.V. Optimization of the operation technique operation for increasing of efficiency of the oilfield systems with complicated production conditions. – Krasnodar : South Publishing House, 2013. – 336 p.
8. Savenok O.V. Efficiency improvement of the basic and information-management technologies in the development of hydrocarbon fields with hard-to-recover reserves : Dissertation. ... doctor of technical sciences. – M., 2013. – 432 p.
9. Savenok O.V., Ladenko A.A. Development of the oil and gas fields. – Krasnodar : Ezd. FSBOU VO «KubGTU», 2019. – 275 p.
10. Silin, M.A., Eliseev, D.Yu., Kulikov, A.N. Optimization of application of technologies for water flow limitation and oil recovery enhancement in the deposits of hard-to-recover oil reserves in Western Siberia. – M. : Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 2011. – 139 p.
11. Shvetsov I.A., Mamyryn V.N. Physicochemical methods of oil recovery enhancement. Analysis and Design. – Samara : Russian representative office of Oil Technology Overseas Production Limited, 2000. – 336 p.
12. Joshi S.D., Joshi Ph.D. Basics of horizontal well technology. – Technologies International, Inc. Tulsa, OK, U.S.A., 2000. – 368 p.
13. Optimization of technology for development of thin oil rims. – URL : http://tmnlib.ru/jirbis/files/upload/books/VKR/2017/FTI/Polkovnikov_VKR.pdf
14. Bazhenov D.Y. [et al]. Optimization of the oil rim development technology // Subsoil use of the XXI century. – 2016. – № 4 (61). – P. 60–67.
15. Gilyazov R.M., Rakhimkulov R.S., Gilyazov A.R. Geological-physical and field factors determining efficiency of the water shut-off screens creation at oil wells completion and operation // Construction of oil and gas wells on land and at sea. – 2011. – № 7. – P. 43–45.
16. Kosachka G.P., Sagitova D.Z., Titova T.N. Experience of the gas and gas-condensate fields development with the oil deposits and rims // Gas industry. – 2006. – № 2. – P. 27–30.
17. Petrushin E.O., Andriadi A.A., Savenok O.V. Hydrodynamics research of the horizontal wells / Proceedings of VII All-Russian conference «Problems of development of the hydrocarbon and ore minerals deposits» (28–31 October 2014, Perm). – Perm : Publishing house of Perm National Research Polytechnic University, 2014. – P. 275–278.
18. Petrushin E.O., Savenok O.V. Experimental investigations of the hydrodynamics of the horizontal-tal wells // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin), 2014. – № 3. – P. 35–42.
19. Petrushin E.O., Savenok O.V., Arutyunyan A.S. Analysis of Modern Technologies for Interpretation of Hydrodynamic Investigation Results of Horizontal Wells // Gornyi informational-analytical bulletin (scientific-technical journal). – 2015. – № 10. – P. 397–405.
20. Petrushin E.O., Savenok O.V., Harutyunyan A.S. Development of a mathematical model of the pressure change during the horizontal well investigation // Petroleum engineer. – 2015. – № 3. – P. 44–48.
21. Petrushin E.O., Savenok O.V., Harutyunyan A.S. Interpretation of the results of the horizontal well testing and analysis of the obtained data by the example of Pamyatno-Sasovskoye oil field (Volgograd region) // Petroleum engineer. – 2015. – № 4. – P. 34–44.
22. Petrushin E.O., Savenok O.V., Harutyunyan A.S. Development of a method for determination of the reservoir parameters according to the data of the horizontal wells research and assessment of applicability of the radiated data // Construction of the oil and gas wells on land and at sea. – 2016. – № 1. – P. 43–47.
23. Petrushin E.O., Savenok O.V., Harutyunyan A.S. Analysis of application of the reservoir parameter determination technique according to the data of the horizontal well investigation, its features and new possibilities // Science and technology in gas industry. – 2016. – № 2/2016. – P. 47–58.
24. Petrushin E.O., Savenok O.V., Harutyunyan A.S. Estimation of a technique reliability of the reservoir parameters determination on the data of the horizontal wells research // Science and technology in gas industry. – 2017. – № 1 (69). – P. 62–71.

25. Presnyakov A.Yu. [et al]. Complex approach to a choice of technology of water and gas inflow restriction in conditions of Yurubcheno-Tokhoma field // Oil economy. – 2014. – № 6. – P. 94–98.
26. Savenok O.V., Petrushin E.O., Harutyunyan A.S. Analysis of the existing methods for determination of the formation parameters according to the data of the hydrodynamic investigations of the horizontal wells // Neftepromyshlennoe delovo. – 2016. – № 4. – P. 23–28.
27. Savenok O.V., Povarova L.V., Avanesov A.S. Investigation of the results of operation of the horizontal wells, the efficiency of the sidetrack drilling and the works on their deepening on the Vyn-gapurovskoye field // Bulatovskie readings: Proceedings of the II International scientific-practical conference (March 31, 2018) in 7 volumes : a collection of articles / under general editorship of Dr. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2018. – T. 2 in 2 pm: Development of oil and gas fields. – PART 2. – P. 139–145.
28. Savenok O.V., Kusov G.V. Estimation of the technological and economic efficiency of the oil-gas field development using the horizontal wells // XXIII International Scientific and Practical Conference «Innovation-2018». Collection of scientific articles (26–27 October 2018, Tashkent). – Section 2: Innovative processes in branches of economy. – P. 102–103.
29. Savenok O.V. [et al]. Some reasons of low efficiency of longbore wells application // Petroleum engineer. – 2019. – № 3 (48). – P. 17–22.
30. Khlebnikova M.E. [et al]. Analysis of the literary and patent sources on technologies of selective water isolation and liquidation of the concave flows // Interval. Advanced oil and gas technologies. – 2003. – № 9 (56). – P. 4–22.