

УДК 622.243.24

**ОБОСНОВАНИЕ ДЛИНЫ ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ ЧАСТИ
СТВОЛА СКВАЖИН НА ПРИМЕРЕ ВАНКОРСКОГО
НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

**JUSTIFICATION OF THE LENGTH OF THE HORIZONTAL PART
OF THE WELLBORE ON THE EXAMPLE
OF THE VANKORSKOYE OIL-GAS-CONDENSATE FIELD**

Мельников Антон Дмитриевич

студент,
института Нефти, газа и энергетики,
Кубанский государственный
технологический университет
melnikov.anton.2012@mail.ru

Аннотация. В статье на примере Ванкорского месторождения рассматривается подход к определению оптимальной длины горизонтальной секции ствола скважин. Показаны результаты бурения горизонтальных скважин и проведение промыслово-геофизических исследований Ванкорского месторождения, которые наглядно демонстрируют возможности увеличения охвата пласта за счёт применения горизонтальных скважин. Несмотря на увеличение охвата пласта, горизонтальные скважины не могут рассматриваться как «панацея» для всех без исключения случаев и месторождений. Результаты промыслово-геофизических исследований демонстрируют невысокую эффективность работы всего горизонтального участка скважины. Поэтому возможность применения горизонтальных скважин в каждом конкретном случае должна обосновываться технико-экономическими расчётами показателей разработки месторождения или отдельных его залежей и блоков. Ценность статьи заключается в более уверенном прогнозировании уровней добычи нефти при разработке объектов горизонтальными скважинами и, как следствие, объёмов требуемых инвестиций при низкой изученности объектов.

Ключевые слова: горизонтальные скважины и их применение; увеличение охвата пласта воздействием; обоснование длины горизонтальной части ствола скважины; оценка интенсивности притока в горизонтальную скважину; методики расчёта продуктивности горизонтальной скважины; потери давления в горизонтальной скважине; методика расчёта оптимальной длины горизонтальной скважины.

Mel'nikov Anton Dmitrievich

Student,
Institute of Oil, Gas and Energy,
Kuban state technological university
melnikov.anton.2012@mail.ru

Annotation. The article examines the approach to determining the optimal length of the horizontal section of the wellbore using the example of the Vankorskoye field. The results of horizontal well drilling and field geophysical surveys of the Vankorskoye field are shown, which clearly demonstrate the possibilities of increasing the reservoir coverage by using horizontal wells. Despite the increase in reservoir coverage, horizontal wells cannot be considered as a «panacea» for all cases and fields without exception. The results of field geophysical studies demonstrate the low efficiency of the entire horizontal section of the well. Therefore, the possibility of using horizontal wells in each specific case should be justified by technical and economic calculations of the development of the field or its individual deposits and blocks. The value of the article lies in a more confident forecasting of oil production levels in the development of objects by horizontal wells and, as a result, the volume of required investments with low knowledge of the objects.

Keywords: horizontal wells and their application; increase in seam coverage; justification of the length of the horizontal part of the wellbore; estimation of the intensity of inflow into a horizontal well; methods for calculating the productivity of a horizontal well; pressure loss in a horizontal well; method of calculating the optimal length of a horizontal well.

Введение

Компания ЗАО «Ванкорнефть» обладает лицензиями на ряд новых активов, находящихся на территории Красноярского края, требующих минимизации капитальных затрат на строительство скважин для достижения приемлемых экономических показателей. В настоящее время на этих месторождениях ведутся поисково-разведочное бурение и опытно-промышленные работы по доизучению залежей нефти и газа. Для получения максимального технико-экономического эффекта в качестве базовой технологии разработки планируется применение горизонтальных добывающих скважин.

Одним из ключевых параметров горизонтальных скважин (ГС), требующих детального обоснования, явилась оптимальная длина горизонтального участка. Опираясь на традиционные расчёты, выполненные на геолого-гидродинамических моделях, можно констатировать, что дебит скважины при увеличении длины горизонтального ствола (дополнительная перфорация ячеек) увеличивается практически линейно. При

меньшем количестве скважин с увеличенной длиной ствола по сравнению с наклонно-направленными скважинами (ННС) или ГС с меньшей длиной ствола динамика добычи нефти и накопленные показатели различаются незначительно, тогда как НДДП при бурении «длинных» горизонтальных скважин по сравнению с остальными существенно выше. Данное обстоятельство при расчётах на фильтрационных моделях приводит к выводу о целесообразности бурения максимально длинных ГС, тогда как фактический опыт указывает на обратное: существуют технико-экономические ограничения длины открытого ствола ГС, которая составляет 500 м (± 200 м). Причиной этого является то, что фактически приток флюида из пласта в горизонтальную скважину происходит с разной интенсивностью по мере удалённости от начала горизонтального ствола. Это подтверждается результатами промыслово-геофизических исследований (ПГИ) на месторождении и данными из разных литературных источников. В связи с этим в статье особое внимание уделено оценке интенсивности притока по стволу скважины.

Горизонтальные скважины и их применение

Горизонтальные скважины имеют длительную историю применения во многих нефтегазодобывающих провинциях мира и России. В России с 1947 года (70-летний период) было пробурено около 3000 горизонтальных скважин. Текущий темп бурения составляет приблизительно 300 скважин в год.

В первое время сообщалось о впечатляющем увеличении добычи, в 10–20 раз по сравнению с добычей из вертикальных скважин. О меньших коэффициентах увеличения сообщается в последнее время из Татарстана, в 1,3–1,6 раз в пластах, сложенных известняком и в 1,5–3,5 раз в пластах, сложенных песчаником, но в одном случае в Западной Сибири сообщается о коэффициенте увеличения добычи в 10+ раз. На месторождениях тяжёлой нефти дебит увеличивается в 5–10 раз. Успешно испытано бурение на депрессии с использованием смеси нефти-азота в качестве бурового раствора. Добыча из горизонтальных скважин, пробуренных на таком растворе на репрессии, увеличивается в 4 раза.

Первые горизонтальные скважины (ГС) появились в России в 1947 году. Их пробурили на Ишимбайском месторождении в Башкирии под руководством Григоряна А.М. и Брагина В.А. Позже разветвлённо-горизонтальные скважины (РГС) бурили в Башкирии в 1952–53 гг. на Карташёвском нефтяном месторождении НГДУ «Ишимбайнефть». Скважины 65/45 и 66/45 имели соответственно 8 и 10 дополнительных ответвлений, пробуренных до глубины около 600 м с максимальным горизонтальным смещением 224 м. Технология бурения горизонтальных и многоствольных скважин была внедрена в Закарпатье (нынешняя Украина) и Краснодарском крае; объектами бурения были песчано-глинистые последовательности; мощность залежей превышала 40 м на глубинах менее 2000 м. Большая часть скважин была пробурена на истощённых месторождениях со средними дебитами по нефти меньше 10 тонн/сут. Полученные дебиты более чем в 20 раз превышали дебиты соседних вертикальных скважин. Лучшие результаты были достигнуты в «Бориславнефти» (Закарпатье, Украина), где 4 горизонтально-разветвлённые буровые скважины удвоили дебит по нефти, и в «Черноморнефти» (Южно-Карская площадь) на месторождении высоковязкой нефти, где 3 горизонтально-разветвлённые скважины дали до 300 тонн/сут., в то время как из 11 вертикальных скважин получили около 110 тонн/сут.

Другой пример применения ГС в этот период – использование горизонтальных скважин в системе шахтных стволов на Ярегском месторождении вязкой нефти. Добыча началась из вертикальных скважин, затем из наклонных скважин, и с 1971 года начали закачку пара в горизонтальные нагнетательные скважины, в то время как нефть добывают из шахтного ствола.

В 1964 году Борисов и соавторы представили корреляцию для коэффициента продуктивности горизонтальной скважины в изотропном коллекторе. В течение двадцати лет эта корреляция наиболее обычно использовалась в России. В дальнейшем корреляция была дополнена Джоши (Joshi), где он включил влияние анизотропии (1988 год), и Ренард и Дюпюи (Renard and Dupuy) (1990 год).

Технология, использовавшаяся в вышеупомянутых случаях, не давала возможности ориентировать бурение скважины, что приводило к недостаточной точности в достижении объекта бурения. Скважины были обсажены перфорированными хвосто-

виками. «Грознефтегеофизика» разработала инклинометры, которые могли измерять отклонения буровой скважины в диапазоне 30° – 105° и были испытаны в скважинах до 160 м длиной при толщине пласта менее 2 м. Затем были разработаны каротажные приборы, устанавливаемые в составе компоновки низа бурильной колонны (КНБК), что позволило измерять ориентацию ствола скважины и пластовые параметры. Опыт в использовании данной технологии позволил увеличить дебиты горизонтальных скважин в 2–20 раз по сравнению с соседними вертикальными скважинами. В 1950–1970 гг. в СССР было пробурено около 80 горизонтальных и многозабойных скважин.

Вслед за этими начальными достижениями в 1972–1976 гг. 7 ГС были пробурены на турнейские отложения на месторождениях Сиреневское и Тавельское в Татарстане. В течение 1978–1980 гг. были пробурены 3 скважины со схождением забоев (использование системы «Паук») и одной ГС.

Применение местной технологии в бурении в береговом секторе месторождения Одопту на острове Сахалин в 1971–73 гг., позволило пробурить несколько ГС, включая скважину с рекордным горизонтальным смещением 2345 м; её измеренная конечная глубина равна 3406 м.

В конце 1970-ых гг. интерес к горизонтальным скважинам, стимулируемый ценой на нефть \$35 за баррель, принял международный характер, и крупнейшие сервисные компании начали предоставлять системы бурения, возможность проведения каротажа и инклинометрии. В то же самое время возможность моделировать и прогнозировать поведение ГС улучшилась. В 1987 году в СССР добыча снижалась, и правительство страны приняло решение начать систематическую программу «Горизонт», чтобы внедрить горизонтальные скважины в разработку месторождений газа и нефти. Первая ГС в Западной Сибири, пробуренная на Салымском месторождении в 1986 году, имела длину ствола 376 м. Опорную скважину пробурили на Самотлорском месторождении примерно в то же время. Разработка месторождения с использованием горизонтальных скважин становилась успешной, и к 1990 году была одобрена Центральной комиссией по разработке (ЦКР) для применения в Башкирии, Удмуртии, Татарстане, Тюменской области и Якутии.

Согласно протоколам совещания по разработке, с помощью технологии горизонтального бурения к началу 1990-ых гг. было пробурено 126 горизонтальных скважин, но из них только третья часть была в удовлетворительном состоянии.

Опыт по бурению и эксплуатации ГС показывает, что для достижения высокой эффективности ГС (увеличения дебита в 2–10 раз по сравнению с сопоставимыми вертикальными скважинами), требуется не только учитывать особые геологические и эксплуатационные характеристики пласта, но также и применять эффективные методы бурения и вскрытия пласта. Проблему достижения и увеличения продуктивности ГС можно решить с использованием недавно разработанных технологий, например, бурения на депрессии, бурения с большим отходом от вертикали и применения методов гидроразрыва пласта в горизонтальных скважинах. Планы разработки месторождения при представлении в ЦКР РФ теперь должны включать вариант с применением бурения ГС.

Увеличение охвата пласта воздействием

Горизонтальные скважины, безусловно, могут рассматриваться как один из инструментов увеличения охвата пласта воздействием, поскольку имеют значительную протяжённость стволов в продуктивном пласте и обеспечивают значительно более существенный контакт с пластом, чем вертикальные скважины. За счёт использования горизонтальных скважин в значительной мере может быть увеличен коэффициент охвата пласта в залежах с газовыми шапками и подошвенной водой, а также в карбонатных пластах с системой естественных трещин. В залежах с обширными газонефтяными и водонефтяными зонами эффект от применения горизонтальных скважин определяется не только «геометрическим фактором» (охватом горизонтального ствола значительных площадей залежи), но и ещё возможностью существенно уменьшить проявление водяных и газовых конусов за счёт снижения депрессии на пласт. Тем самым, наряду с улучшением текущих показателей добычи (уменьшение обводнённости скважин и газовых факторов), повышается выработка запасов нефти пласта, особенно в его приконтактных зонах. Повышение охвата пласта за счёт использования горизонтальных скважин в карбонатных трещиноватых коллекторах достигается за счёт обеспече-

ния большего контакта основных фильтрационных каналов пласта – трещин со стенками скважин. При рациональных технологических режимах эксплуатации скважин это позволяет вовлечь в дренирование большой объём пласта. И, наконец, за счёт горизонтальных скважин возможно вовлечение в разработку низкопродуктивных зон пластов, которые оказываются по экономическим причинам не привлекательными для эксплуатации вертикальными скважинами.

Количество ежегодно вводимых в эксплуатацию в России горизонтальных скважин неуклонно растёт, и в 2017 году оно достигло значений около 400 ед. Годовая добыча по введённым в 2017 году горизонтальным скважинам составила больше 4 млн. тонн нефти. Горизонтальные скважины используются на различных по своим характеристикам месторождениях и для решения разнообразных задач, в том числе и для указанных выше проблем повышения охвата пласта воздействием. Применяются как одиночные горизонтальные скважины на участках, разбуренных вертикальными и наклонно-направленными скважинами, так и системы горизонтальных скважин.

Результаты бурения горизонтальных скважин наглядно демонстрируют возможности увеличения охвата пласта за счёт их применения. Кроме того, довольно эффективно используются боковые стволы с горизонтальным окончанием. В тоже время горизонтальные скважины не могут рассматриваться как «панацея» для всех без исключения случаев и месторождений. Имеются также отдельные примеры невысокой эффективности горизонтальных скважин вследствие различных причин: не учёт геологического строения пласта и его неоднородности, значительной интерференции скважин с дренированием удельных объёмов соседних скважин и т.д. Поэтому возможность применения горизонтальных скважин в каждом конкретном случае должна обосновываться технико-экономическими расчётами показателей разработки месторождения или отдельных его залежей и блоков.

Оценка и обоснование длины горизонтальной части ствола скважины

Рассмотрим прибор для оценки сложного многофазного потока в горизонтальных скважинах (рис. 1).

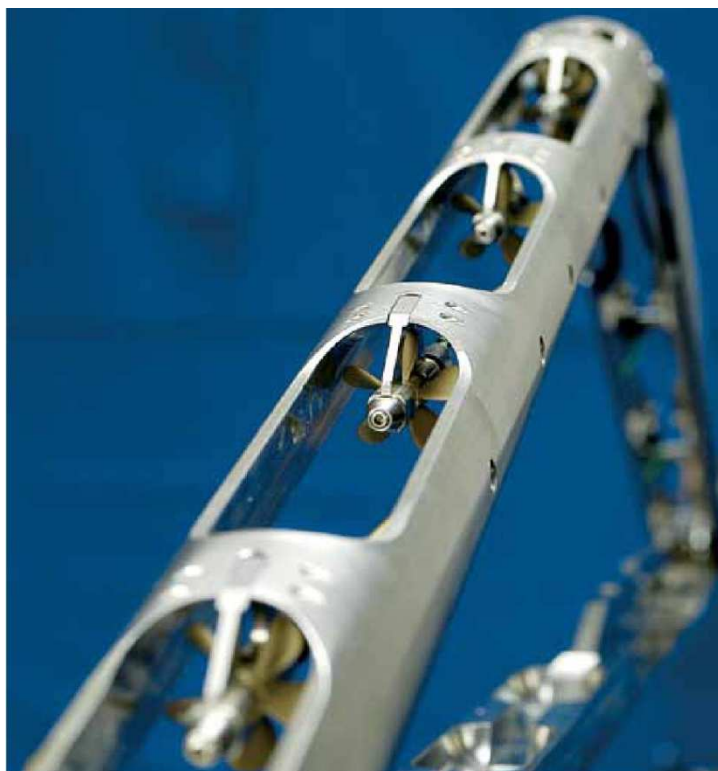


Рисунок 1 – Прибор Flow Scanner:
прибор Flow Scanner использует подвижную лапу каверномера для позиционирования сенсоров по вертикальной оси ствола наклонных скважин для замеров скорости и процентного отношения фаз в смешанном и расслоённом режимах потока

Прибор FloScan Imager (FSI) создан для оценки сложного многофазного потока в горизонтальных скважинах и скважинах с углом отклонения от вертикали $>30^\circ$. Он состоит из двух выдвижных лап с датчиками, расположенными в вертикальной плоскости сечения ствола скважины. На одной лапе располагаются 5 механических расходомеров, которые измеряют профиль скорости течения флюида, а на другой – две группы из 6 электрических и 6 оптических датчиков, определяющих фазовое содержание воды и газа в скважинном потоке. Небольшая длина прибора позволяет проводить исследования даже в скважинах, имеющих высокую степень искривления ствола. В рабочем состоянии прибор децентрирован и расположен на нижней стенке скважины, а его лапы находятся в плоскости, перпендикулярной плоскости горизонта.

Методика обнаружения наличия воды в скважинном флюиде, применяемая в приборе FSI, основана на замерах электрического сопротивления, выполняемых шестью миниатюрными датчиками. При попадании газа или нефти в поток воды или капля воды в поток УВ каждый датчик генерирует сигнал, подобный двоичному. Пороговые значения устанавливаются таким образом, чтобы можно было дифференцировать воду от УВ фазы ($R_{\text{сигнала}} > R_{\text{порогового значения}} > R_{\text{воды}}$). Поэтому замеренные максимальное и минимальное значения сигнала сопротивления позволяют прибору различать присутствующие в потоке УВ (нефть или газ) и водную фазу. В отличие от воды, нефть и газ не проводят электрический ток. По этому принципу процентное содержание воды в скважинном потоке определяется каждым датчиком как отношение суммарного времени сигнала «от воды» к общему времени проведения измерения T :

$$Y_{\text{воды}} = \frac{\sum t_{\text{воды}}}{T}.$$

Главное преимущество данной методики состоит в том, что она позволяет получать процентное содержание воды в скважинном потоке независимо от свойств флюида, а также без необходимости калибровки датчиков прибора, что выгодно отличает его от традиционных приборов, требующих точной калибровки в воде и нефти непосредственно перед началом каждой работы. Более того, замеры количества пузырьков в потоке, т.е. числа непроводящих событий, зарегистрированных в течение всего периода измерения, можно использовать для точной локализации интервала поступления флюида в скважину, что традиционными приборами до сих пор сделать не удавалось в виду их недостаточной точности.

Построенный таким образом профиль замеров процентного содержания воды в области вертикального сечения ствола скважины даёт точную картину режима потока в скважине. Однако, поскольку низкочастотные датчики сопротивления могут отличить только воду от УВ, то для регистрации газа прибор снабжён также оптическими анализаторами.

Обнаружение газа в потоке прибором FloScan Imager проводится с помощью шести оптических датчиков, регистрирующих показатель преломления света в разных типах флюида. Обычно показатель преломления для газа близок к 1, для воды – 1,35, для нефти – около 1,5. Поскольку показатели преломления для воды и нефти близки, оптические датчики используются для выделения газовой фазы в общем потоке жидкости. Точно также, как в электрических датчиках, показания оптических датчиков для газа и жидкости сильно отличаются между собой. Точно также устанавливаются пороговые значения для определения присутствия газа в потоке жидкости (сигнал $>$ пороговое значение $>$ газ). Расчёт процентного содержания газа в потоке ведётся следующим образом:

$$Y_{\text{газа}} = \frac{t_{\text{газа}}}{t_{\text{газа}} + t_{\text{жидкости}}},$$

где $t_{\text{газа}}$ и $t_{\text{жидкости}}$ – значения общего времени пребывания датчика в среде газа и жидкости соответственно.

Из показаний прибора можно получить также счёт пузырьков газа, который можно использовать для локализации интервала входа (первого вступления) газа в скважину. Также как в случае с электрическими датчиками, преимущество использования

оптических датчиков состоит в том, что они не требуют точной калибровки для работы в жидкости или газе, поскольку при замерах генерируют квази-двоичный сигнал.

Более того, полевые испытания показали, что замеры оптическими датчиками позволяют при благоприятных условиях дифференцировать нефть и воду.

Скорость потока жидкости вдоль профиля скважины определяется с помощью пяти механических минирасходомеров, расположенных вдоль лапы прибора по направлению вертикального диаметра ствола скважины. Такое расположение позволяет легко регистрировать даже резкое изменение профиля скоростей потока, что раньше было невозможно при использовании приборов с центрированной в скважине точкой записи.

В процессе полевых испытаний данная компоновка из пяти минирасходомеров, применяемых в приборе FSI, показала высокую эффективность и возможность регистрировать поток жидкости в скважине, текущий в обратном направлении (эффект рециркуляции). Помимо этого для определения точного положения прибора в разрезе скважины дополнительно выполняются измерения диаметра колонны и относительного азимута. При необходимости лапы прибора могут открываться и закрываться гидравлическим приводом, одновременно выполняя стационарные измерения для более точной регистрации границы раздела фазовых составляющих потока в скважине.

Оценка интенсивности притока в горизонтальную скважину

Для целей проектирования разработки месторождений в качестве основного инструмента принятия решений используется гидродинамическое моделирование. Необходимо учитывать, что при определении оптимальной длины горизонтальной скважины при многовариантных расчётах на ГДМ интенсивность притока по стволу скважины зависит от фильтрационных свойств перфорированных ячеек. В случае однородного пласта (равной проницаемости) интенсивность притока будет одинаковой во всех ячейках в момент запуска скважины. А в случае неоднородного пласта (реальные условия) интенсивность притока неодинакова во всех ячейках в момент запуска (рис. 2 и 3) и остановки скважины (рис. 4).

По результатам проведённого анализа ПГИ и обзора литературы отмечено, что приток флюида по горизонтальному стволу работающих скважин зависит от удаления интервала притока от точки входа ГС. Для изучения этого вопроса проанализированы результаты ПГИ скважин X1 и X2 участка опытно-промышленных работ, пробуренных на пласты Ванкорского месторождения, и результаты исследований скважин Y1 и Y2 соседнего разрабатываемого месторождения (рис. 5 и 6).

На рисунках приведён удельный дебит жидкости вдоль ствола скважины, отнесённый к проницаемости и пересчитанный из интервальных притоков, замеренных при ПГИ в сопоставлении с проницаемостью. Значения проницаемости по скважинам X2, Y1 и Y2 получены из гидродинамической модели, по скважине X1 проницаемость пересчитана из значений пористости, рассчитанной по плотностному каротажу.

Имеющиеся результаты замеров забойного давления по стволу скважины во время проведения ПГИ представлены на рисунках 7–10. Хотелось бы заметить, что данные исследования были проведены на разных режимах и на разных скважинах для уточнения понимания возможности вовлечения в работу полностью всех интервалов. Рисунки наглядно демонстрируют, что величина рабочего интервала прямо зависит от депрессии, но интенсивность работы при этом не сильно высокая ввиду высокой депрессии в пятке и основного притока в данной зоне, полученные результаты ПГИ подтверждают данные утверждения.

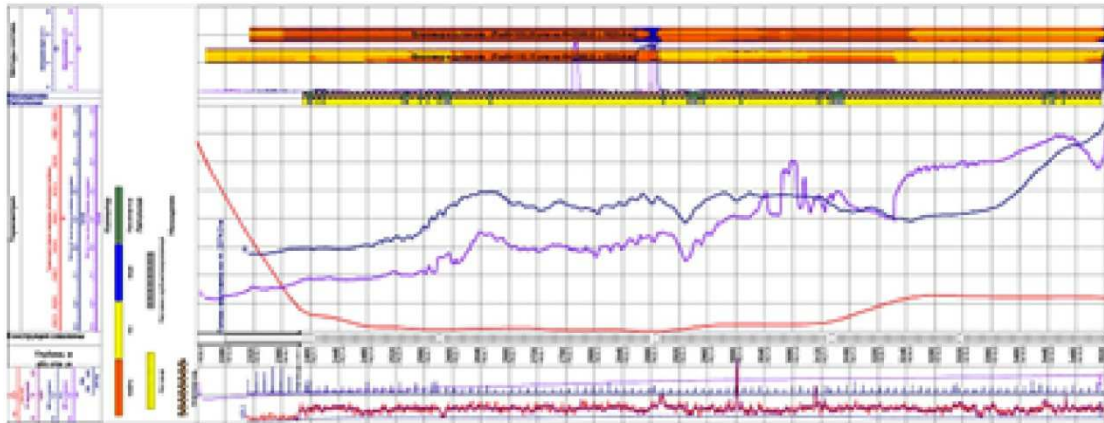


Рисунок 4 – Замер в остановленной скважине

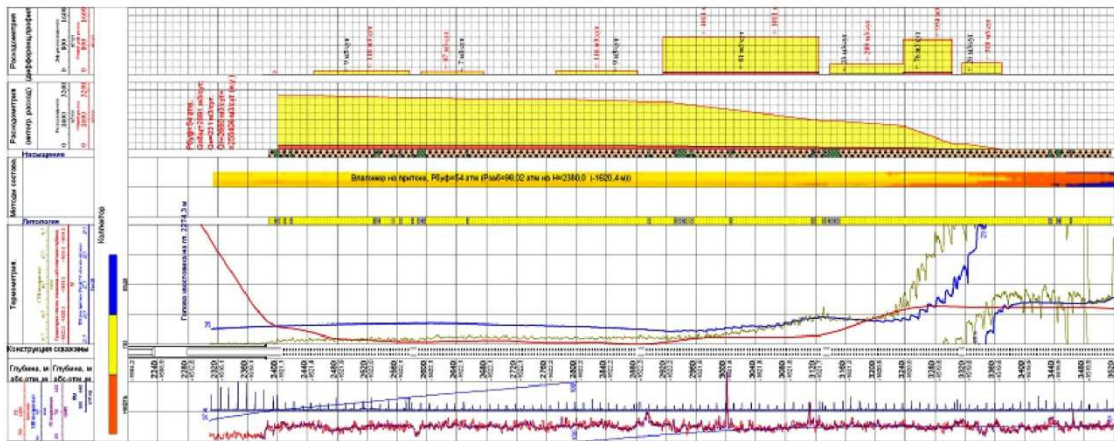


Рисунок 3 – Замер в работающей скважине при $P_{буф} = 54$ атм.

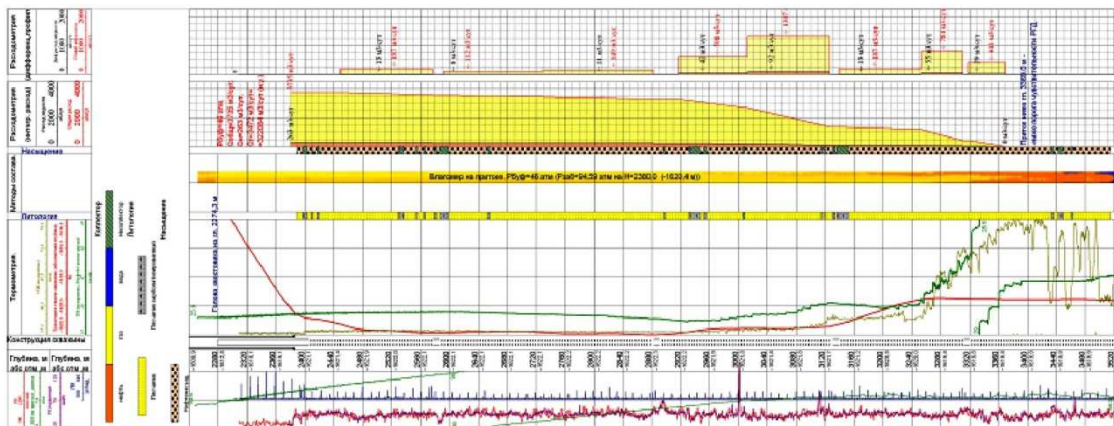


Рисунок 2 – Замер в работающей скважине при $P_{буф} = 46$ атм.

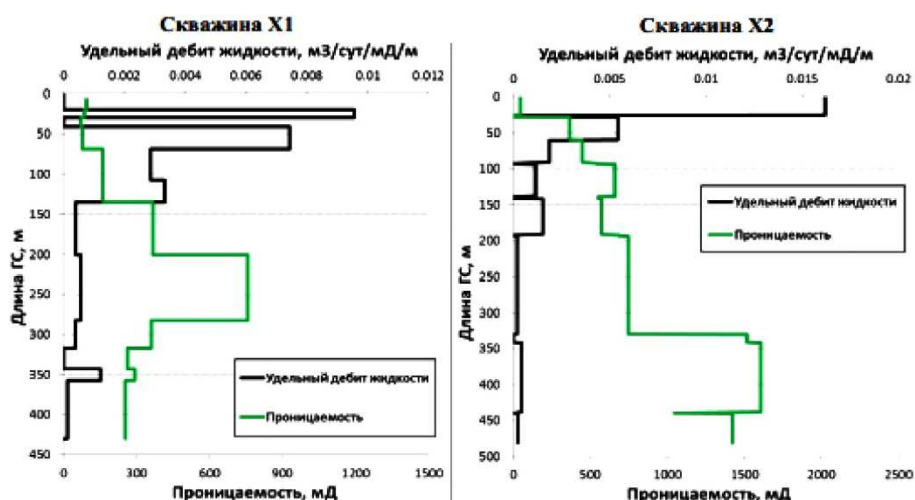


Рисунок 5 – Результаты ПГИ в сопоставлении с проницаемостью по стволу скважин X1 и X2

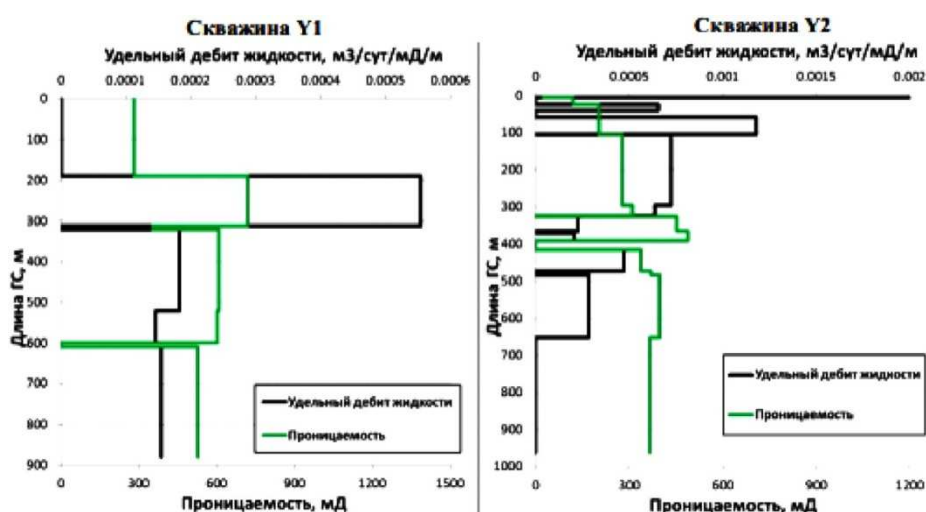


Рисунок 6 – Результаты ПГИ в сопоставлении с проницаемостью по стволу скважин Y1 и Y2

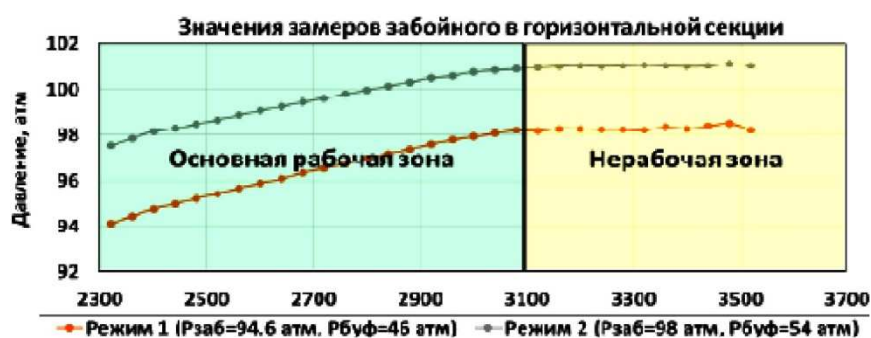


Рисунок 7 – Замер забойного давления в горизонтальной секции (скважина X1)

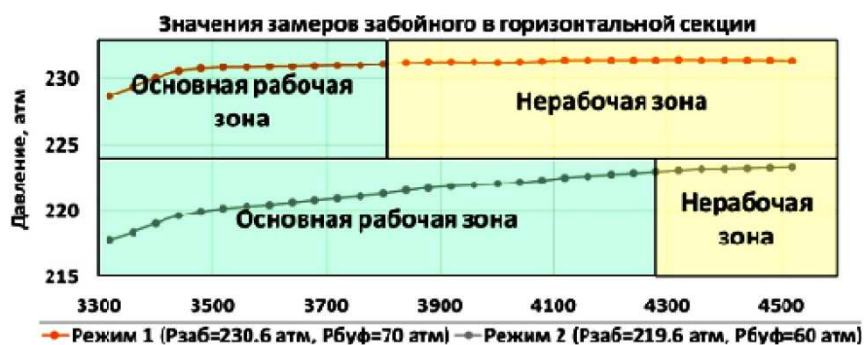


Рисунок 8 – Замер забойного давления в горизонтальной секции (скважина X2)

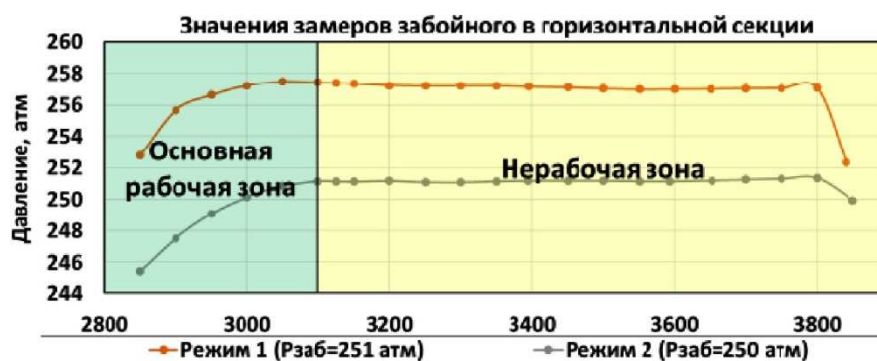


Рисунок 9 – Замер забойного давления в горизонтальной секции (скважина Y1)

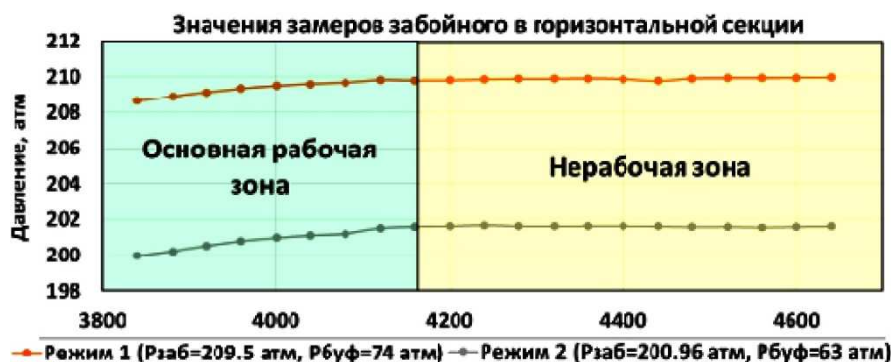


Рисунок 10 – Замер забойного давления в горизонтальной секции (скважина Y2)

Анализ результатов ПГИ указывает на то, что во всех случаях наибольшие удельные дебиты жидкости приходятся на первые 100–200 м ствола, где значения проницаемости не высокие. Что также наглядно отображается при сопоставлении удельных дебитов жидкости вдоль ствола скважины на рисунке 11.

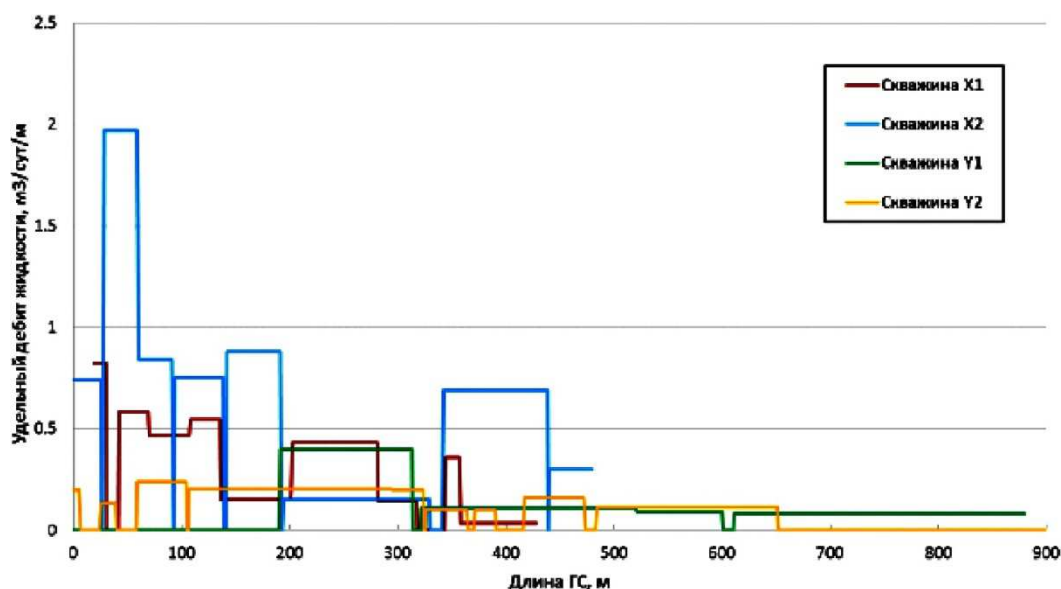


Рисунок 11 – Сопоставление результатов промыслово-геофизических исследований в ГС

Интервалы скважин с повышенными значениями проницаемости приурочены к середине или носку скважин и именно на этих участках ожидаемы более высокие притоки. Сопоставление средних показателей (притока по стволу и проницаемости) по четырём скважинам приведено на рисунке 12.

К физике процесса, обуславливающего расхождение удельных притоков и проницаемости с увеличением длины горизонтальной скважины, следует отнести потери

энергии основного потока при одновременном притоке из отверстий хвостовика и на преодоление местных гидравлических сопротивлений (например, уменьшение эффективного радиуса скважины за счёт осаждения песка в стволе или скопления газа). Потеря давления на трение рассматривается как возможная причина снижения притока в ствол скважины, поскольку вес её незначителен, хотя в некоторых работах и аналитических методиках потерями давления на трение обосновывается оптимальная длина горизонтальной скважины.

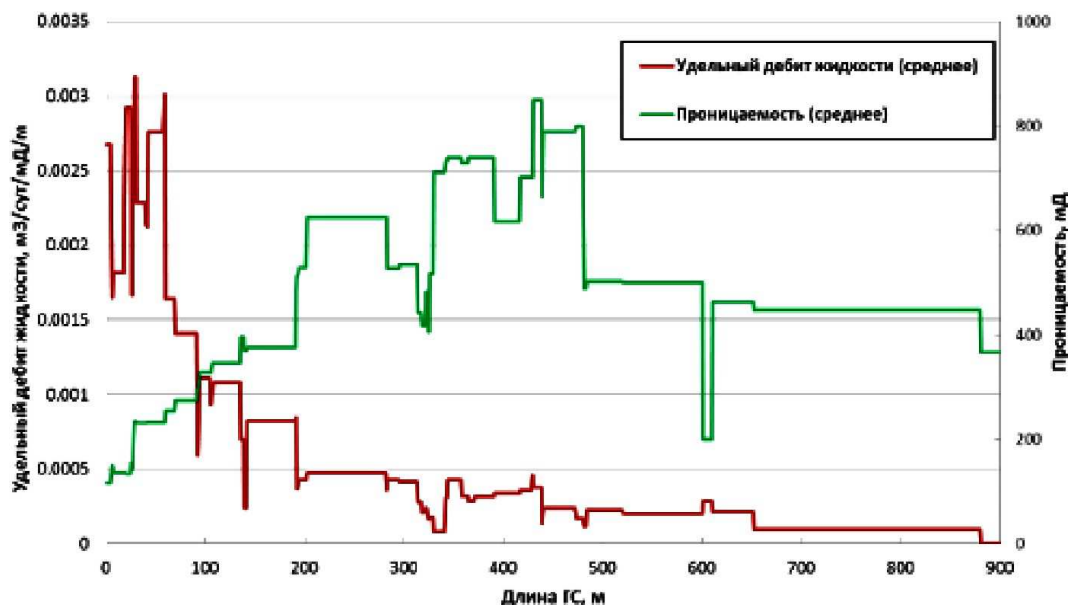


Рисунок 12 – Сопоставление удельного дебита жидкости и проницаемости по стволу горизонтальной скважины, в среднем по четырём ПГИ

Также необходимо затронуть вопрос, возникающий у некоторых специалистов, касающийся возможного движения флюида по заколонному пространству, поскольку все рассматриваемые скважины заканчивались хвостовиком без цементирования. В качестве ответа были проанализированы дополнительные результаты ПГИ, где было получено отсутствие притоков на участках неколлекторов в пятке горизонтального ствола, а также в случае наличия суперколлектора (проницаемость больше более чем на порядок) в интервалах в середине или в носке ГС отмечается основной приток в ствол именно с этих участков. Что не было бы возможно при доминировании движения жидкости по заколонке и это указывает на корректность результатов исследований.

Из приведённых выше данных следует, что профиль притока по стволу скважины по результатам инструментальных замеров и расчётам на гидродинамической модели существенно отличается. Поэтому для последующих прогнозных расчётов необходимо заложить результаты ПГИ в ГДМ и настроиться на полученный усредненный профиль дебита жидкости по четырём скважинам.

Методики расчёта продуктивности горизонтальной скважины

Существуют различные математические модели для расчёта притока флюида из пласта к горизонтальной скважине, учитывающие форму площади дренирования скважины: методы Борисова, Гигера, Джоши, Ренарда и Дююи. Основным их различием является входящий в формулу расчёта компонент, отражающий приток пластового флюида к скважине в горизонтальной плоскости. Исходя из этого, наиболее точной формулой для определения продуктивности ГС является формула Джоши, которая с помощью коэффициента анизотропии проницаемости учитывает приток пластового флюида к скважине в вертикальной плоскости.

Потери давления в горизонтальной скважине

Использование существующих формул для расчёта притока пластового флюида к горизонтальной скважине позволяет сделать вывод, что при большей длине горизон-

тального ствола скважины ожидаются более высокие дебиты и соответственно прибыль организации. Однако это утверждение является неверным, так как данные аналитические решения не учитывают потери давления в ГС. Для их расчёта необходимо представить горизонтальный участок скважины в виде горизонтальной трубы. Следовательно, потери давления могут быть рассчитаны с использованием уравнения энергетического баланса:

$$\frac{dp}{dz} = \left(\frac{dp}{dz}\right)_{пот} + \left(\frac{dp}{dz}\right)_{кин} + \left(\frac{dp}{dz}\right)_{тр},$$

где $\left(\frac{dp}{dz}\right)_{пот}$, $\left(\frac{dp}{dz}\right)_{кин}$ и $\left(\frac{dp}{dz}\right)_{тр}$ – потери давления соответственно на преодоление потенциальной, кинетической энергии и трения.

Потерями давления на преодоление потенциальной энергии в ГС можно пренебречь, так как при фильтрации пластового флюида в горизонтальном направлении в горизонтальной скважине эти потери несутся по сравнению с потерями в вертикальные скважины.

Потери давления на преодоление кинетической энергии в ГС возникают в результате притока флюида по нормали из пласта к линейному потоку флюида в горизонтальной части скважины. Данное явление приводит также к завихрениям и турбулентному течению флюида в горизонтальной скважине.

Потери давления на трение в ГС образуются в результате трения пластового флюида о стенки скважины в момент его течения по её стволу. Эти потери давления зависят от длины горизонтального ствола, диаметра скважины (хвостовика), скорости течения пластового флюида в скважине, шероховатости её внутренней поверхности, плотности флюида, режима течения флюида в пласте. Для обеспечения наибольшей эффективности работы ГС необходимо оптимизировать длину горизонтального участка с учётом потерь давления на трение.

Методика расчёта оптимальной длины горизонтальной скважины

Приведённые аналитические модели для расчёта коэффициента продуктивности горизонтальных скважин просты в применении и широко используются в отрасли. Однако они дают завышенную оценку продуктивности скважины без учёта потерь давления на трение по стволу. Доля потерь давления на трение возрастает с увеличением длины ГС и становится значительной в скважинах малого диаметра в высокопроницаемых пластах.

В ходе работы была предложена методика оптимизации длины горизонтальной скважины, учитывающая потери давления на трение в её стволу. Данная методика состоит из двух частей:

1) аналитический расчёт оптимальной длины горизонтальной скважины в зависимости от дебита и потерь давления на трение;

2) аналитический расчёт в зависимости от экономической эффективности проекта.

Аналитический расчёт оптимальной длины горизонтальной скважины в зависимости от дебита и потерь давления на трение. Алгоритм данного расчёта представлен на рисунке 13.

На первом этапе необходимо оценить площадь дренирования горизонтальной скважины. Для этого примем, что площадь дренирования представлена в виде эллипса. Затем необходимо определить половину длины основной оси эллипса a , далее рассчитать коэффициент анизотропии проницаемости.

Для определения дебита горизонтальной скважины без учёта потерь давления на трение Q используется модель Джоши-Экономидеса для установившегося притока, так как она учитывает коэффициент анизотропии проницаемости:

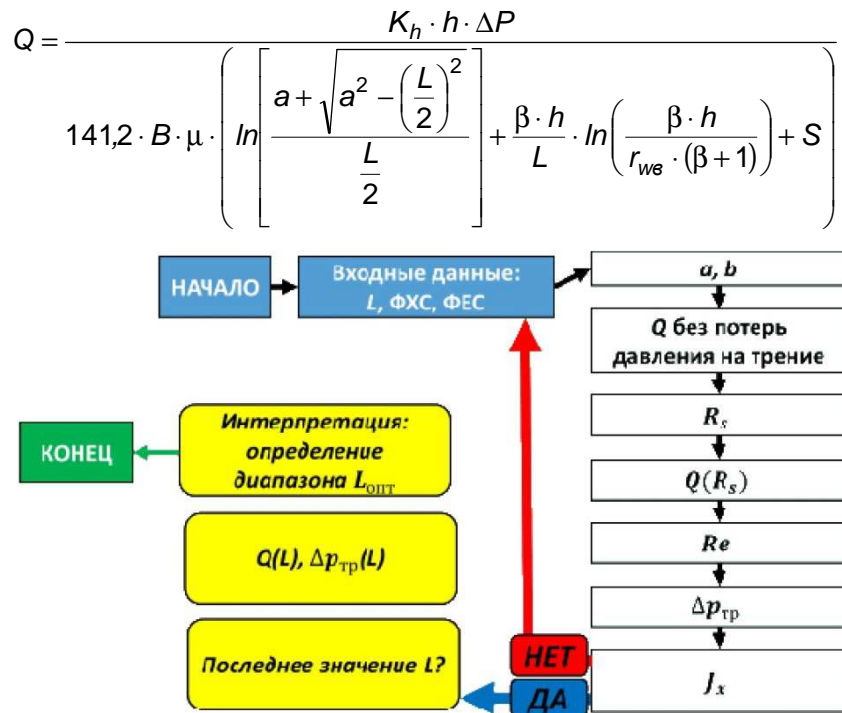


Рисунок 13 – Алгоритм расчёта оптимальной длины горизонтальной скважины в зависимости от дебита и потерь давления на трение

Затем необходимо учесть гидравлическое сопротивление потока R_s , которое зависит от свойств флюида, движущегося в скважине, и её параметров, для корректного расчёта дебита ГС. Для определения продуктивности горизонтальной скважины были приняты следующие допущения:

- установившийся режим течения однофазного флюида в скважине;
- горизонтальная скважина работает с открытым забоем;
- радиальным притоком около «носки» горизонтальной скважины можно пренебречь;
- ГС пробурена параллельно границе постоянного давления.

Исходя из этих допущений, приток флюида из пласта к скважине можно определить по формуле:

$$q_s(x) = J_s(x) \cdot [p_e - p_w(x)],$$

где $J_s(x)$ – коэффициент продуктивности скважины на единицу длины горизонтальной секции, м³/(сут·атм.); $p_w(x)$ – изменение давления на расстояние x горизонтальной части скважины за счёт потерь давления на трение, атм.

Коэффициент продуктивности на единицу длины ГС является постоянным и зависит от геометрии скважины, свойств пласта (проницаемости) и режима течения флюида (радиальный или сферический). Зависимость между градиентом давления в скважине и её фактическим дебитом в каждой точке горизонтальной части может быть описана уравнением Диккена:

$$\frac{dp_w(x)}{d(x)} = R_s \cdot q_w(x)^{2-a}.$$

Решением этого уравнения является выражение для расчёта дебита горизонтальной скважины с учётом гидравлического сопротивления потока R_s :

$$Q = \frac{2 \cdot J_s(x) \cdot \Delta p \cdot L}{\exp(L \cdot \sqrt{J_s(x) \cdot R_s})}.$$

Скорость движения потока в горизонтальной скважине увеличивается от «носка» к «пятке», что создаёт турбулентный режим течения флюида. С увеличением дебита и длины горизонтальной части возрастают потери давления на трение в скважине.

Коэффициент трения f зависит от числа Рейнольдса Re и эффективной шероховатости стенок скважины.

Потери давления на трения рассчитываются с учётом длины горизонтального ствола скважины по формуле:

$$\Delta p_f(x)_{x=L} = L \cdot \frac{\Delta p_w}{dx}.$$

Зная потери давления на трение в горизонтальной части скважин и дебит с учётом гидравлического сопротивления потока, можно определить истинное значение коэффициента продуктивности скважины:

$$J'_s = \frac{Q}{\Delta p + \Delta p_f}.$$

Последним этапом данного аналитического расчёта является построение зависимости дебита от длины горизонтального ствола скважины (рис. 14).

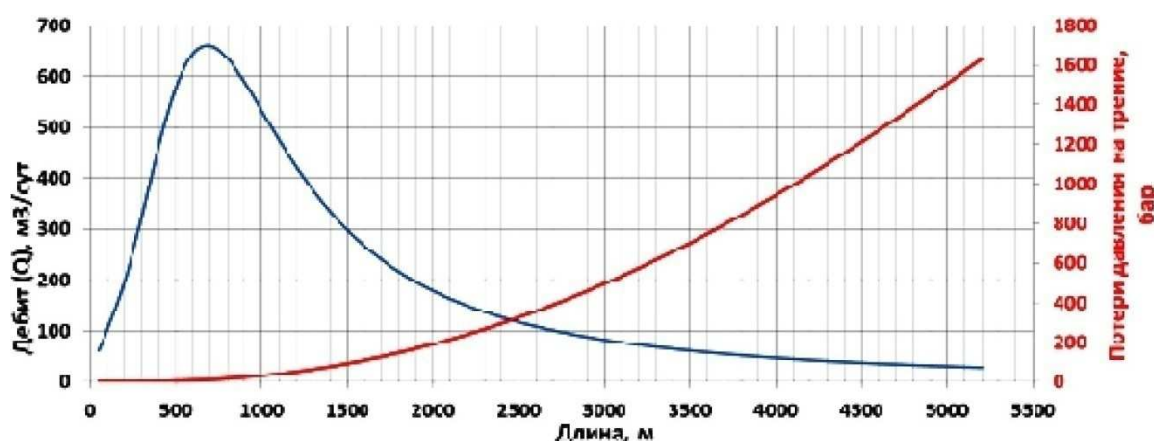


Рисунок 14 – Зависимость дебита от длины горизонтального ствола скважины Ванкорского месторождения

Из рисунка 14 видно, что потери давления на трение в горизонтальном стволе возрастают с увеличением его длины. При этом дебит изменяется незначительно после достижения определённой длины горизонтального ствола скважины. Следовательно, эти значения длины не влияют на дальнейшие расчёты. Из оставшегося диапазона длины необходимо определить оптимальную длину ГС с помощью оценки экономической эффективности бурения горизонтальной скважины различной длины.

Полученные результаты показывают, что для данного месторождения длина горизонтального ствола в 500 метров является оптимальной. При увеличении длины горизонтального участка происходят потери на трение внутри ствола, ввиду чего не наблюдается прирост.

Пример аналитического расчёта зависимости продуктивности и потерь давления на трение.

Шаг 1. Горизонтальная площадь дренирования.

Радиус контура питания в вертикальной проекции в скважине:

$$R_{ev} = \sqrt{\frac{A_v \cdot 43560}{\pi}}. \quad (1)$$

Радиус контура питания в горизонтальной проекции в скважине принимаем равным 100 м:

$$R_{eh} = 100 \cdot m. \quad (2)$$

Большая полуось эллипса дренирования (половина стороны основной оси зоны дренирования (эллипс)):

$$A_h = \pi \cdot \left(\frac{L}{2} + R_{ev} \right) \cdot \frac{R_{ev}}{43560}. \quad (3)$$

Шаг 2. Коэффициент (параметр) анизотропии:

$$\beta = \sqrt{\frac{K_h}{K_v}}; \quad (4)$$

$$(\cos h(X))^{-1} = \ln \left[\frac{a + \sqrt{a^2 - \left(\frac{L}{2} \right)^2}}{\frac{L}{2}} \right]; \quad (5)$$

$$r'_w = \left(\frac{1 + \beta}{2 \cdot \beta} \right) \cdot r_w. \quad (6)$$

Шаг 3. Расчёт дебита без учёта потерь на трение:

$$Q' = \frac{0,007078 \cdot K_h \cdot h \cdot \Delta P \cdot \mu}{(\cos h(X))^{-1} + \frac{\rho \cdot h}{L} \cdot \ln \left(\frac{h}{2 \cdot \pi \cdot r_{w8}} \right)}. \quad (7)$$

Шаг 4. Расчёт коэффициента сопротивления потока:

$$R_s = 2,921 \cdot 10^{-15} \cdot L^{1,86} \cdot \left(\frac{\mu \cdot D}{\rho} \right)^a \cdot \left(\frac{\rho}{\pi^{1,75} \cdot D^5} \right). \quad (8)$$

Шаг 5. Расчёт дебита с учётом коэффициента сопротивления потока:

$$J_s(x) = \frac{Q \cdot B_0}{\Delta P \cdot L}; \quad (9)$$

$$Q_{x=0} = \frac{J_s(x) \cdot \Delta P \cdot (L - X)}{\cos h(L \cdot \sqrt{J_s(x) \cdot R_s})}; \quad (10)$$

$$Q = \frac{Q_{x=0}}{B_0}. \quad (11)$$

Шаг 6. Расчёт числа Рейнольдса:

$$V_X = \frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot D^2}; \quad (12)$$

$$N_{Re} = \frac{\rho \cdot V_X \cdot D}{\mu} = 0,1231 \cdot \frac{Q \cdot \rho}{\mu \cdot D}. \quad (13)$$

Шаг 7. Расчёт потерь давления на трение:

$$f = 0,25 \cdot \left[1,14 - 2 \cdot \log \left(\frac{\varepsilon}{D} + 21,25 \cdot N_{Re}^{-0,9} \right) \right]^{-2}; \quad (14)$$

$$\frac{dP_w}{dx} = \frac{2 \cdot f \cdot \rho \cdot P_w}{dx}; \quad (15)$$

$$\Delta P_f(x)_{x=L} = \frac{dP_w}{dx} \cdot \frac{L}{dx}. \quad (16)$$

Шаг 8. Расчёт потерь давления на аккумуляцию флюида в стволе скважины:

$$\Delta P_{acc} = \frac{2 \cdot \rho \cdot V_x^2}{D \cdot g_c} \cdot \frac{dL}{dt}. \quad (17)$$

Шаг 9. Расчёт потерь давления на изменение кинетической энергии потока:

$$\Delta P_{acc} = \frac{2 \cdot \rho \cdot V_x^2}{D \cdot g_c} \cdot \frac{dL}{dt}. \quad (18)$$

Шаг 10. Расчёт индекса продуктивности:

$$P_E - P_H = P_e - P_f + P_E; \quad (19)$$

$$J_s(x) = \frac{q_s(x)}{P_E - P_H}. \quad (20)$$

Заключение

В статье проведён анализ эффективности разработки Ванкорского месторождения горизонтальными скважинами и обоснование длины секции горизонтального ствола.

Существует множество математических моделей расчёта коэффициента продуктивности горизонтальной скважины, среди которых выделяют упрощённые и более сложные. Применение упрощённых моделей часто приводит к завышенным значениям коэффициента продуктивности вследствие пренебрежения потерями давления по стволу горизонтальной скважины. Использование сложных моделей, учитывающих данные потери, на практике затруднено.

Результаты анализа потерь давления в стволе горизонтальной скважины показали, что наибольшее влияние оказывают потери давления на трение, которые возрастают с увеличением длины ствола скважины. Следовательно, бурение длинных горизонтальных стволов неэффективно.

Рассмотрена применимость методики расчёта оптимальной длины горизонтального ствола скважин, учитывающая потери давления на трение. По результатам анализа была определена оптимальная длина горизонтального ствола данной скважины, которая составила 500 м. Расчёты разных вариантов на гидродинамической модели подтвердили полученные результаты.

С учётом полученных результатов при планировании разработки месторождений с использованием горизонтальных скважин данная методика может применяться в дальнейшем для аналитического обоснования длины горизонтального ствола.

Проведённый анализ показал, что эксплуатация пласта с помощью горизонтальных скважин длиной 500 м будет наиболее выгодна, т.к. проведённые результаты ПГИ доказывают, что в основной массе в скважинах работают данные интервалы.

В итоге применение данного метода разработки на Ванкорском месторождении оценено как эффективное и выгодное.

Литература:

1. Басарыгин Ю.М., Будников В.Ф., Булатов А.И., Гераськин В.Г. Строительство наклонных и горизонтальных скважин. – М. : Издательство «Недра», 2000. – 262 с.
2. Бердин Т.Г. Проектирование разработки нефтегазовых месторождений системами горизонтальных скважин. – М. : ООО «Недра-Бизнесцентр», 2001. – 199 с.
3. Булатов А.И., Просёлков Е.Ю., Просёлков Ю.М. Бурение горизонтальных скважин : справочное пособие. – Краснодар : Издательство «Советская Кубань», 2008. – 419 с.
4. Булатов А.И., Просёлков Ю.М. Справочник по бурению горизонтальных скважин : справочное пособие. – Краснодар : Издательство «Советская Кубань», 2008. – 354 с.
5. Булатов А.И., Савенок О.В. Осложнения и аварии при строительстве нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2010. – 522 с.
6. Булатов А.И., Савенок О.В. Заканчивание нефтяных и газовых скважин: теория и практика. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2010. – 539 с.

7. Булатов А.И., Волощенко Е.Ю., Кусов Г.В., Савенок О.В. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 603 с.
8. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин в 4 томах. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012–2015. – Т. 1–4.
9. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин» в 4 томах : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013–2014. – Т. 1–4.
10. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 576 с.
11. Булатов А.И., Качмар Ю.Д., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Освоєння нафтових і газових свердловин. Наука і практика : монографія. – Львів : Сполом, 2018. – 476 с.
12. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – М. : Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.
13. Третьяк А.Я., Савенок О.В., Швец В.В. Охрана труда и техника безопасности при бурении и эксплуатации нефтегазовых скважин : учебное пособие для студентов ВУЗов, обучающихся по направлению «Нефтегазовое дело». – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2016. – 290 с.
14. Обоснование длины горизонтальной части ствола скважин Ванкорского нефтегазового месторождения ЗАО «Ванкорнефть» – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0a65625b2ac79b4c43b89421216c26_0.html
15. Вартумян Г.Т., Петрушин Е.О. Математическая модель горизонтальной скважины : Сборник студенческих научных работ, отмеченных наградами на конкурсах. – Краснодар : Изд. КубГТУ. – Вып. 11 в 3-х частях, 2010. – Ч. 2. – С. 43–45.
16. Доброчасов А.И., Попова Ж.С., Саломатов В.А. Техничко-технологические решения по повышению эффективности бурения боковых горизонтальных стволов на месторождениях Западной Сибири // Булатовские чтения: Материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 года) в 5 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 3: Бурение нефтяных и газовых скважин. – С. 76–82.
17. Мажник В.И., Лешкович Н.М. Анализ текущего состояния разработки Ванкорского нефтегазоконденсатного месторождения // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – № 4. – С. 72–98.
18. Павельева О.Н., Басов А.О., Павельева Ю.Н. Бурение боковых стволов как метод повышения нефтеотдачи пласта в нефтяных скважинах // Булатовские чтения: Материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 года) в 5 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 3: Бурение нефтяных и газовых скважин. – С. 206–208.
19. Петрушин Е.О., Антониади Д.Г., Савенок О.В. Экспериментальные исследования гидродинамики горизонтальных скважин // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2014. – № 3. – С. 35–42.
20. 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). – М. : Издательство «Горная книга», 2015. – № 10. – С. 397–405.
21. Петрушин Е.О., Савенок О.В., Арутюнян А.С. Разработка математической модели изменения давления в процессе исследования горизонтальных скважин // Научно-технический журнал «Инженер-нефтяник». – М. : Издательство ООО «Ай Ди Эс Дриллинг», 2015. – № 3. – С. 44–48.
22. Петрушин Е.О., Савенок О.В., Арутюнян А.С. Определение дебита пластовой жидкости с учётом отклонения оси скважины от нормали к плоскости напластования пород // Научно-технический журнал «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море». – М. : ВНИИОЭНГ, 2015. – № 11. – С. 9–13.
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 // Научно-технический журнал «Наука и техника в газовой промышленности». – М. : Издательство ОАО «Газпром промгаз», 2016. – № 2. – С. 47–58.
24. Петрушин Е.О., Савенок О.В., Арутюнян А.С. Оценка достоверности методики определения параметров пласта по данным исследования горизонтальных скважин // Научно-технический журнал «Наука и техника в газовой промышленности». – М. : Издательство ОАО «Газпром промгаз», 2017. – № 1 (69). – С. 62–71.

25. Петрушин Е.О., Арутюнян А.С. Определение оптимальной длины горизонтального участка и расчёт NPV горизонтальных скважин на примере Энтельской площади Мамонтовского месторождения // Современная Россия: потенциал инновационных решений и стратегические векторы развития экономики: материалы Международной научно-практической конференции (7–8 ноября 2018 года, г. Краснодар) / под ред. В.В. Прохоровой; ФГБОУ ВО «Кубанский государственный технологический университет», Кафедра отраслевого и проектного менеджмента. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – Раздел 5: Развитие экономических механизмов поддержки инновационных проектов. – С. 387–392.

26. Савенок О.В., Петрушин Е.О., Арутюнян А.С. Анализ существующих методов определения параметров пласта по данным гидродинамических исследований горизонтальных скважин // Научно-технический журнал «Нефтепромысловое дело». – М. : ВНИИОЭНГ, 2016. – № 4. – С. 23–28.

27. 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.

28. Joshi S.D. Horizontal well technology. – Tulsa : «Pennwell publishing company», 1991. – 535 p.

29. Renard G.I. & Dupuy J.M. Influence of Formation Damage on the Flow Efficiency of Horizontal Wells. SPE 19414, 1990.

30. Savenok O.V., Arutyunyan A.S., Petrushin E.O., Likhacheva O.N., Kusov G.V. Secondary opening of productive layers // Advances in Engineering Research, volume 133 Proceeding of the International Conference «Actual Issues of Mechanical Engineering» 2017 (AIME 2017) Pages: 734–741. – URL : <http://www.atlantis-press.com/proceedings/aime-17/articles?q=savenok>

References:

1. Basarygin Yu.M., Budnikov V.F., Bulatov A.I., Geraskin V.G. Construction of inclined and horizontal wells. – M. : Nedra publishing house, 2000. – 262 p.

2. Berdin T.G. Design of development of oil and gas fields by the systems of horizontal wells. – M. : LLC Nedra-Businesscentre, 2001. – 199 pages.

3. Bulatov A.I., Prosyolkov E.Yu., Prosyolkov Yu.M. Drilling of horizontal wells : handbook. – Krasnodar : Soviet Kuban publishing house, 2008. – 419 p.

4. Bulatov A.I., Prosyolkov Yu.M. Reference book on drilling of horizontal wells : handbook. – Krasnodar : Soviet Kuban publishing house, 2008. – 354 p.

5. Bulatov A.I., Savenok O.V. Complications and accidents at construction oil and gas wells. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2010. – 522 p.

6. Bulatov A.I., Savenok O.V. Completion of oil and gas wells: theory and practice. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2010. – 539 p.

7. Bulatov A.I., Voloshchenko E.Yu., Kusov G.V., Savenok O.V. Ecology at construction of oil and gas wells : manual for students of higher education institutions. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2011. – 603 p.

8. Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repairs of oil and gas wells in 4 volumes. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2012–2015. – Т. 1–4.

9. Bulatov A.I., Savenok O.V. A workshop on discipline «Completion oil and gas wells» in 4 volumes : manual. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2013–2014. – Т. 1–4.

10. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremychuk R.S. Scientific bases and practice of development of oil and gas wells. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2016. – 576 p.

11. Bulatov A.I., Kachmar Yu.D., Savenok O.V., Yaremychuk R.S. Osvoennya naftovikh i gazovikh sverdrovin. Science i practice : monograph. – L'viv : Spol, 2018. – 476 p.

12. Savenok O.V., Kachmar Yu.D., Yaremychuk R.S. Oil and gas engineering at development of wells. – M. : Infra-Inzheneriya, 2019. – 548 p.

13. Tretiak A.Ya., Savenok O.V., Shvets V.V. Labor protection and safety measures during the drilling and operation of oil and gas wells: the manual for students of Higher Education Institutions, students in the Oil and Gas Business direction. – Novochoerkassk : Lik publishing house, 2016. – 290 p.

14. Justification of length of a horizontal part of a trunk of wells of the Vankorsky oil and gas field of CJSC Vankorneft. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0a65625b2ac79b4c43b89421216c26_0.html

15. Vartumyan G.T., Petrushin E.O. Mathematical model of the horizontal well : The collection of the student's scientific works noted by awards at competitions. – Krasnodar : Prod. KubGTU. – The issue 11 in 3 parts, 2010. – Part 2. – P. 43–45.

16. Dobrochasov A.I., Popova Zh.S., Salomatov V.A. Technical technology solutions on increase in efficiency of drilling of side horizontal trunks on fields of Western Siberia // Bulatovskiye of reading: Materials I of the International scientific and practical conference (on March 31, 2017) in 5 volumes : the collection of articles / under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – T. 3: Drilling of oil and gas wells. – P. 76–82.
17. Mazhnik V.I., Leshkovich N.M. Analysis of current state of development of the Vankorsky oil-gas condensate field // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing house – the South, 2018. – № 4. – P. 72–98.
18. Pavelyeva O.N., Basov A.O., Pavelyev Yu.N. Bases. Drilling of side trunks as a method of increase in oil recovery of layer in oil wells // Bulatovsky readings: Materials I of the International scientific and practical conference (on March 31, 2017) in 5 volumes : the collection of articles / under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – T. 3: Drilling of oil and gas wells. – P. 206–208.
19. Petrushin E.O., Antoniadi D.G., Avenok O.V. Pilot studies of hydrodynamics of horizontal wells // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing house – the South, 2014. – № 3. – P. 35–42.
20. Petrushin E.O., Savenok O.V., Arutyunyan A.S. Analysis of modern technologies of interpretation of results of hydrodynamic researches of horizontal wells // Mountain information and analytical bulletin (scientific and technical magazine). – M. : Mountain Book publishing house, 2015. – № 10. – P. 397–405.
21. Petrushin E.O., Savenok O.V., Arutyunyan A.S. Development of mathematical model of change of pressure in the course of the research of horizontal wells // the Scientific and technical magazine «Inzhener-nefyanik». – M. : LLC Ai Dee Es Drilling publishing house, 2015. – № 3. – P. 44–48.
22. Petrushin E.O., Savenok O.V., Arutyunyan A.S. Definition of an output of reservoir liquid taking into account a well axis deviation from a normal to the plane of bedding of breeds // the Scientific and technical magazine «Stroitelstvo Neftnykh I Gazovykh Skvazhin Na Sushe I Na More». – M. : VNIIOENG, 2015. – № 11. – P. 9–13.
23. Petrushin E.O., Savenok O.V., Arutyunyan A.S. The analysis of application of a technique of determination of parameters of layer according to a research of horizontal wells, its features and new opportunities // the Scientific and technical magazine «Nauka I Tekhnika V Gazovoy Promyshlennosti». – M. : JSC Gazprom promgaz publishing house, 2016. – № 2. – P. 47–58.
24. Petrushin E.O., Savenok O.V., Arutyunyan A.S. Otsenka of reliability of a technique of determination of parameters of layer according to a research of horizontal wells // the Scientific and technical magazine «Nauka I Tekhnika V Gazovoy Promyshlennosti». – M. : JSC Gazprom promgaz publishing house, 2017. – № 1 (69). – P. 62–71.
25. Petrushin E.O., Arutyunyan A.S. Determination of optimum length of the horizontal site and calculation of NPV of horizontal wells on the example of Entelskaya Square of the Mamontovsky field // Modern Russia: potential of innovative solutions and strategic vectors of development of economy: materials of the International scientific and practical conference (on November 7–8, 2018, Krasnodar) / under the editorship of V.V. Prokhorova; FGBOOU VO «Kuban state technological university», Department of branch and design management. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2018. – Section 5: Development of economic mechanisms of support of innovative projects. – P. 387–392.
26. Savenok O.V., Petrushin E.O., Arutyunyan A.S. The analysis of the existing methods of determination of parameters of layer according to hydrodynamic researches of horizontal wells // the Scientific and technical magazine «Neftepromyslovoye Delo». – M. : VNIIOENG, 2016. – № 4. – P. 23–28.
27. Savenok O.V., Kusov G.V. Otsenk of technological and cost efficiency of development of the gas-oil field with application of horizontal wells // the XXIII International scientific and practical Innovation-2018 conference : collection of scientific articles (on October 26–27, 2018, Tashkent). – Section 2: Innovative processes in branches of economy. – P. 102–103.
28. Joshi S.D. Horizontal well technology. – Tulsa : «Pennwell publishing company», 1991. – 535 p.
29. Renard G.I. & Dupuy J.M. Influence of Formation Damage on the Flow Efficiency of Horizontal Wells. SPE 19414, 1990.
30. Savenok O.V., Arutyunyan A.S., Petrushin E.O., Likhacheva O.N., Kusov G.V. Secondary opening of productive layers // Advances in Engineering Research, volume 133 Proceeding of the International Conference «Actual Issues of Mechanical Engineering» 2017 (AIME 2017) Pages: 734–741. – URL : <http://www.atlantis-press.com/proceedings/aime-17/articles?q=savenok>