

УДК 622.243.24

**ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗРАБОТКИ САМБУРГСКОГО
НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.
ОСОБЕННОСТИ ЗАРЕЗКИ БОКОВЫХ СТВОЛОВ**

**PROSPECTS OF DEVELOPMENT OF THE SAMBURGSKOE
OIL, GAS AND CONDENSATE FIELD.
FEATURES OF KICKOFF OF SIDE TRUNKS**

Кусов Геннадий Владимирович

аспирант,
Северо-Кавказский федеральный университет
de_france@mail.ru

Березовский Денис Александрович

заместитель начальника цеха,
филиал ООО «Газпром добыча Краснодар»
Каневское газопромислое управление
daberezovskiy-gaz@rambler.ru

Савенок Ольга Вадимовна

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

Аннотация. Опыт разработки газовых и газоконденсатных месторождений показывает, что можно в значительной мере увеличить дебит отдельных скважин или снизить величину депрессии на пласт при неизменном дебите газа за счёт интенсификации добычи газа. Эти методы также служат единственным средством получения рентабельных дебитов газа в низкопроницаемых коллекторах. Для интенсификации добычи природного газа к забою добывающей скважины обычно применяют гидроразрыв пласта, солянокислотную обработку, гидропескоструйную перфорацию, а также зарезку боковых стволов (в частности, горизонтальных), которая позволяет вовлекать в разработку ранее не задействованные участки пласта. В современных условиях, когда основной фонд добывающих скважин состоит из вертикальных и наклонно-направленных, актуальным становится вопрос о переводе таких скважин в разряд горизонтальных, имеющих ряд преимуществ, позволяющих более рационально и экономически выгодно разрабатывать месторождения.

Ключевые слова: зарезка боковых стволов; технология зарезки боковых стволов; конструкция типовой скважины; конструкция боковых стволов; производительность горизонтальных скважин; профиль наклонно-направленной скважины с горизонтальным окончанием; технологическая эффективность зарезки боковых стволов.

Kusov Gennady Vladimirovich

Graduate student,
North-Caucasian Federal University
de_france@mail.ru

Berezovskiy Denis Aleksandrovich

Deputy chief of department,
branch LLC «Gazprom mining Krasnodar»
Kanevskoe gas field management
daberezovskiy-gaz@rambler.ru

Savenok Olga Vadimovna

Doctor of the technical sciences,
Assistant professor, Professor of
the pulpit oil and gas deal of
the name of the Professor G.T. Vartumyan,
Kuban state technological university
olgasavenok@mail.ru

Annotation. Experience of development of gas and gas-condensate fields shows that it is possible to increase considerably an output of certain wells or to reduce depression size on layer at an invariable output of gas at the expense of a gas production intensification. These methods also serve as the only means of receiving profitable outputs of gas in low-permeability collectors. To a face of a production well usually apply layer hydraulic fracturing, hydrochloric acid treatment, hydrosanding perforation and also kickoff of side trunks to an intensification of extraction of natural gas (in particular, horizontal) which allows to involve earlier not involved sites of layer in development. In modern conditions when the fixed assets of production wells consist from vertical and inclined directed, relevant is a question of the transfer of such wells to the category of the horizontal, having a row advantages allowing to develop more rationally and economically fields.

Keywords: kickoff of side trunks; technology of kickoff of side trunks; typical well construction; construction of side trunks; productivity of horizontal wells; profile of the inclined directed well with the horizontal termination; technological efficiency of kickoff of side trunks.

Особенности зарезки боковых стволов на месторождениях нефти и газа

Технология зарезки боковых стволов

Требования к выбору скважин для бурения в них горизонтальных стволов:

1. Все работы по зарезке и бурению боковых стволов (БС) представляются следующими основными этапами:

- выбор основных стволов для заданного множества забоев БС;
- выбор интервала вырезания «окна» (секции) в эксплуатационной колонне;
- расчёт траектории БС;
- вырезание «окна» (секции) в эксплуатационной колонне;
- зарезка и бурение бокового ствола;
- заканчивание бокового ствола.

2. При выборе скважин для бурения из них боковых стволов необходимо учитывать текущие характеристики эксплуатационной колонны, качество её крепления, фактическое пространственное положение ствола скважины:

- состояние эксплуатационной колонны выше интервала зарезки бокового ствола по данным соответствующих приборов и опрессовки должно быть технически исправным;
- необходимо обладать достоверной информацией о траекториях стволов подобранной и соседних с ней скважин для предотвращения пересечения стволов.

При этом следует руководствоваться следующими основными требованиями:

- пространственное положение интервала забуривания должно быть оптимальным с точки зрения экономической целесообразности. Величина отхода точки забуривания до начала эксплуатационного забоя должна быть минимальной, но не менее величины, определяемой допустимой интенсивностью искривления бокового ствола, максимальный отход от точки забуривания до начала эксплуатационного забоя обуславливается техническими характеристиками буровой установки и вероятной глубиной забуривания;

- допустимая величина разности азимутальных направлений основного и нового стволов не должна превышать величины, определяемой техническими возможностями бурения бокового ствола;

- траектория бокового ствола должна иметь минимальную вероятность пересечения с существующими и проектными стволами соседних скважин;

- поиск оптимальных вариантов, отвечающих технико-экономической целесообразности использования обводнённых и бездействующих скважин для зарезки и бурения боковых стволов, должен осуществляться, как правило, с использованием автоматизированных программ.

Одним из условий эффективности разработки месторождения БС является качественное проектирование их траекторий.

Проектирование профиля заключается в формировании регламентирующих параметров, выборе типа профиля, определении комплекса параметров, необходимых для его расчёта, построении оптимизационной процедуры расчёта выходных параметров траектории БС.

При проектировании БГС следует учитывать вероятность пересечения соседних стволов, определяемую с помощью автоматизированных расчётов.

Если зенитный угол составляет $55\text{--}75^\circ$, скважина считается полой, если $75\text{--}97^\circ$ – горизонтальной.

В качестве основных критериев выбора профилей принято считать:

- форму профиля бокового ствола;
- радиус искривления при выходе на горизонталь;
- угол охвата резко искривленного участка.

По этим признакам в зависимости от способа бурения и используемых технических средств можно выделить три группы характерных профилей боковых стволов, область их применения и рациональную технологию их реализации (рис. 1):

I – трёхинтервальный профиль;

II, III – двухинтервальный профиль;

IV – четырёхинтервальный профиль.

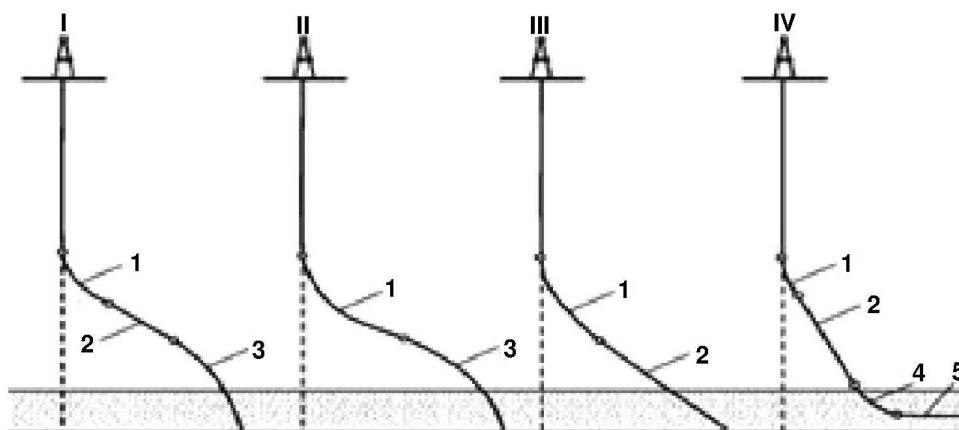


Рисунок 1 – Типы профилей:

I – трёхинтервальный; II, III – двухинтервальный; IV – четырёхинтервальный;
 участки: 1 – набора зенитного угла; 2 – стабилизации; 3 – падения зенитного угла;
 4 – выхода на горизонталь; 5 – горизонтальный

Профиль БГС состоит из двух сопряжённых между собой частей: направляющей и горизонтального участка.

Под направляющей частью профиля понимается часть бокового ствола скважины от её устья до точки, являющейся началом горизонтального участка. На стадии проектирования бурения началом горизонтального участка считается точка входа в заданный цилиндр допуска. Высота цилиндра – коридор проводки горизонтального участка, радиус окружности (круга допуска) – максимально допустимое отклонение фактического забоя от проектного. Эти параметры определяются с учётом технологических возможностей бурения, исходя из последствий в нарушении сетки разработки месторождения.

В практике бурения боковых стволов средние радиусы искривления на участке набора зенитного угла в зависимости от геологических условий и технического оснащения бригад составляют 60–660 м. Этот показатель также зависит от решаемой с помощью БС задачи. В одних случаях, например, при наличии на забое аварийного инструмента, радиусы могут составить малую величину, позволяющую реализовать небольшой отход от старого забоя. В других случаях, например, при полном обводнении скважины, радиус искривления составляет большую величину с целью максимального отхода от конуса обводнения старого ствола.

В настоящее время разработано более пяти технологических способов бурения боковых стволов (рис. 2). При анализе способов бурения было выявлено несколько проблем, возникающих в процессе строительства боковых стволов.

На части скважин для успешного отхода от основного ствола в заданном направлении устанавливается клин-отклонитель (рис. 2). Он должен быть устойчивым в стволе скважины и не проворачиваться под воздействием нагрузок со стороны режущего инструмента. Схемы также показывают необходимость фрезерования значительных объёмов металла эксплуатационной колонны (рис. 2 а, г). Поэтому требуются надёжные вырезающие устройства с повышенной прочностью режущих элементов, позволяющие фрезеровать колонну при разных зенитных углах основного ствола.

Бурение скважин на старых месторождениях ранее проводилось без цементирования основной части ствола. Это упущение может привести к экологически опасным последствиям. Бурение бокового ствола позволяет осуществить подъём верхней части колонны после вырезания небольшого кольцевого окна, что существенно уменьшит объём фрезерования (рис. 2 б, в).

Для выхода бурового инструмента из старого ствола необходим также цементный мост высокой прочности. Межпластовые перетоки при установке цементного моста вместо клинового отклонителя приводят к заметному снижению механической прочности цементного камня. Это затрудняет, а в ряде случаев не позволяет осуществить выход долота из старого ствола.

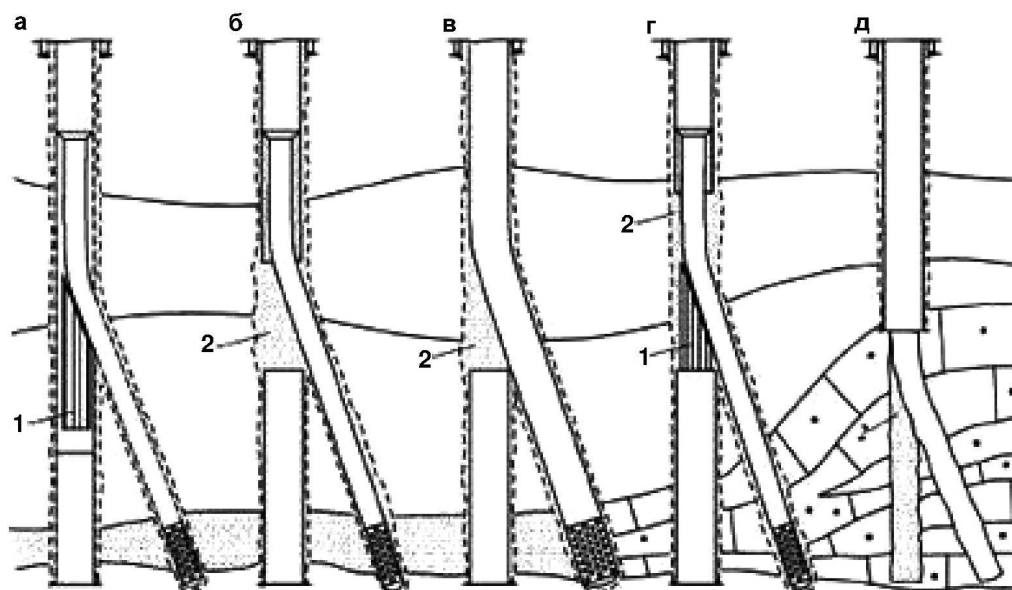


Рисунок 2 – Технологические способы забуривания боковых стволов:

- а – вырезание окна в эксплуатационной колонне; б – вырезание части эксплуатационной колонны;
 в – извлечение верхней незацементированной части эксплуатационной колонны;
 г – комбинированный способ бурения бокового ствола; д – бурение бокового ствола с открытым забоем;
 1 – клин-отклонитель; 2 – цементный мост

Процесс крепления хвостовиков в БС сопровождается специфическими особенностями:

- малые кольцевые зазоры между стенками скважины и обсадной колонной (в 2–3 раза меньше, чем в обычных наклонно-направленных скважинах диаметром 215,9 мм);
- большая интенсивность набора кривизны ствола скважины, которая может достигать $10^\circ/10$ м и более;
- низкие давления в пластах, выработанных путём заводнения, и высокие в пластах, расположенных как выше, так и ниже продуктивных объектов.

В связи с указанными выше особенностями возникают дополнительные проблемы, требующие повышенного внимания:

- трудность прохождения колонн к забою;
- ограничения к жёсткости колонны;
- опасность прорыва воды в скважину через интервал стыковки хвостовика с предыдущей колонной (колонной основного ствола), т.е. через голову хвостовика;
- возможность притока воды с забоя при открытом стволе;
- трудность размещения в затрубном пространстве каких-либо устройств (центраторов, якорей, пакеров);
- невысокая степень вытеснения глинистого раствора цементным;
- более высокий уровень давлений в процессе продавливания, что может вызвать нарушение целостности пластов и поглощение цементного раствора (в том числе продуктивными пластами).

Поэтому большое значение приобретает управление реологическими и тампонажными свойствами растворов, физико-механическими характеристиками цементного камня и гидравлическими параметрами потока в заколонном пространстве.

В связи с этим научно-обоснованное проектирование и реализация гидравлических режимов цементирования эксплуатационных колонн-хвостовиков является важнейшим требованием для обеспечения надёжности разобщения нефтеводоносных пластов при креплении БС (в условиях малых кольцевых зазоров и большой кривизны ствола) и максимальной их продуктивности.

Многочисленные исследования отечественных и зарубежных специалистов и производственная практика показывают, что максимальное замещение глинистого раствора тампонажным в заколонном пространстве происходит при турбулентном режиме его течения и использовании буферных жидкостей.

Для оценки достижения турбулентного режима определяется критическая скорость восходящего потока.

Важно обеспечить турбулентный режим течения глинистого раствора, буферной жидкости и цементного раствора при прохождении их в интервалах продуктивных горизонтов, осложнённых, как правило, кавернами, за весь период движения этих жидкостей в заколонном пространстве. На конечном этапе движения цементного раствора его течение может происходить при ламинарном режиме из-за роста давлений на устье скважины. Для фиксирования давления «стоп» скорость продавливания резко снижается, течение тампонажного раствора может происходить при «структурном» режиме, т.е. при практически не разрушенной (восстановленной) структуре. На этой скорости продавливается 0,5–1,0 м продавочной жидкости.

Ввиду малого объёма продавочной жидкости при цементировании хвостовиков в БС цементировочные агрегаты должны быть установлены строго горизонтально. Определяемые временем крепления значения реологических параметров в расчётах берутся на конец продавки тампонажного раствора.

Современные технологии зарезки боковых стволов

Задача восстановления или достижения рентабельной добычи имеет особую актуальность. Бурение бокового ствола (БС) из вырезанного участка обсадной колонны является одним из наиболее радикальных способов восстановления бездействующих, а также повышения компонентоотдачи малодебитных и увеличения продуктивности пробуренных скважин.

В настоящее время наибольшее распространение получили следующие два способа забуривания бокового ствола из обсаженной эксплуатационной колонны вертикальной или наклонной скважины:

1. Вырезка секции обсадной колонны с последующей зарезкой БС.
2. Вырезка «окна» в обсадной колонне при помощи вырезающих фрез с устанавливаемого клина-отклонителя и последующей зарезки БС скважины с этого клина-отклонителя.

Зарезка БС с клина-отклонителя

К основным преимуществам такого способа строительства БС скважин необходимо отнести:

- высокую точность ориентирования за счёт того, что направление бурения даётся уже установленным и с ориентированным клином-отклонителем;
- возможность использования роторного бурения;
- небольшой объём фрезеруемого металла (для первого способа зарезки БС необходимо вырезать не менее 7–8 м обсадной колонны), что ведёт к уменьшению числа спускоподъёмных операций;
- вырезание одновременно нескольких колонн;
- возможность вырезки «окна» в обсадной колонне любой прочности, а также в плохо закреплённых колоннах.

Клин-отклонитель состоит из желоба с отклоняющей плоскостью с углом наклона $2,5^\circ$ и узла фиксации клина-отклонителя в обсадной колонне. Спуск клина-отклонителя в скважину осуществляется на инструменте одновременно со стартовым фрезером или при помощи спускового устройства. Для осуществления направленной вырезки «окна» в колонне клин-отклонитель ориентируется по азимуту. При достижении клином-отклонителем забоя силой тяжести бурильного инструмента срезается стопорный штифт в узле фиксации клина-отклонителя. Плашка, перемещаясь по пазам, выходит из узла фиксации и врежется в стенку обсадной колонны. Узел фиксации надёжно расклинивается внутри колонны и удерживает клин-отклонитель от проворота, таким образом, отпадает необходимость цементирования клина-отклонителя. При дальнейшем увеличении нагрузки на клин-отклонитель происходит его отсоединение от стартового фреза. После чего вращением инструмента производится начальное фрезерование обсадной колонны. Далее с помощью оконного фреза вырезается «окно» в колонне, а затем арбузообразный фрез его калибрует. В завершение при выходе фрезерующей компоновки из колонны производится смена компоновки для дальнейшего бу-

рения дополнительного ствола. В настоящее время налажено производство трёх моделей клиньев-отклонителей – серии «М», серии «П» и серии «С» практически для всех существующих стандартных типоразмеров обсадной колонны. Кроме этого, на предприятии имеется техническая возможность изготовления указанного оборудования по «индивидуальным» требованиям потребителя. В новых моделях клиньев-отклонителей (серии «П» и «С») корпус узла фиксации после подготовки клина-отклонителя к работе становится жёстко связанным с желобной частью, а подвижный элемент, служащий для выдвижения расклинивающей плашки, находится внутри этого корпуса и срабатывает только при непосредственной опоре клина-отклонителя на забой. Тем самым исключается преждевременное срабатывание узла фиксации клина-отклонителя при его транспортировке до забоя, которое может произойти из-за разной толщины стенок обсадной колонны или недостаточной подготовки колонны для проведения работ по зарезке БС. В дополнение к вышеизложенному клин-отклонитель серии «С» при посадке на забой принудительно изгибается таким образом, что верхняя часть желоба прижимается к одной стороне колонны, а нижняя часть желоба – к другой, что обеспечивает лучшее дальнейшее прохождение инструмента, а также возможность установки данного клина-отклонителя в интервалах с большим углом наклона ствола скважины.

Фрезы для вырезания «окна» в обсадной колонне

Для удобства реализации технологии вырезки «окна» с клина-отклонителя вырезающие фрезы изготавливаются и поставляются в комплекте. Стандартный комплект фрез состоит из стартового фреза, оконного (торцевого) фреза и арбузообразного (калибровочного) фреза.

Стартовый фрез предназначен для спуска клина-отклонителя и начального фрезерования «окна», оконный фрез – для непосредственного прорезания «окна» в обсадной колонне, арбузообразный фрез – для калибрования окна. Подготовка к работе фрез достаточно простая и сводится к внешнему осмотру всех фрез на предмет повреждений режущей поверхности и целостности резьбовых соединений. Затем осуществляется стыковка стартового фреза с клином-отклонителем для спуска его на забой и начального фрезерования.

Компоновка в составе оконного и арбузообразного фрез собиается для непосредственного фрезерования «окна» в колонне. В некоторых случаях для улучшения калибрования «окна» в компоновку включают два арбузообразных фреза.

Выпускаемые клинья-отклонители и комплекты фрез получили широкое признание среди буровиков России. Но развитие технологий бурения и ремонта скважин побуждает непрерывно совершенствовать выпускаемую продукцию с учётом последних мировых научно-технических достижений и опыта собственных разработок, а также привлекать сторонние научные кадры.

Колтюбинг и второй ствол

При бурении горизонтальных боковых стволов весьма эффективен колтюбинг («гибкая труба»): он не только удешевляет стоимость бурения, но и позволяет обойтись без глушения скважин, а также обеспечивает экологическую безопасность.

По этой технологии забуривают боковые ответвления в боковых стволах на находящихся в эксплуатации месторождениях, в зонах замещения, с ухудшенными коллекторскими свойствами, как итог – освоение запасов нефти, добыча которых считалась нерентабельной.

Первыми в России опробовали эту технологию на боковых горизонтальных стволах малого диаметра в АНК «Башнефть» в 2003–2005 гг. Технология бурения на депрессии включала применение облегчённых промывочных жидкостей. В гибкую безмуфтовую трубу был встроен семижильный каротажный кабель, который использовался для передачи информации с забойной телеметрической системы «Надир» (ОАО НПФ «Геофизика»).

Телеметрия

Для безаварийной проводки боковых скважин на нефть и газ важна оперативная геологическая и технологическая информация, получаемая в процессе бурения. Она позволяет прогнозировать глубину залегания кровли продуктивного пласта, корректировать траекторию ствола горизонтальной скважины для предотвращения выхода до-

лота за пределы пласта-коллектора и/или попадания его в обводнённую часть коллектора. Для получения информации в процессе бурения применяются телеметрические (MWD) системы. В зависимости от состава (компоновки) они передают на поверхность инклинометрические (пространственное положение оси скважины) данные, показания естественной радиоактивности пород и их удельное сопротивление. По оперативным показаниям MWD-системы и ведётся бурение.

Наличие приборов (зондов) в телесистеме позволяет обходиться без повторного проведения геоинформационных исследований после бурения, что также сокращает расходы на строительство скважины. В подавляющем большинстве используется импортная телеметрия от известных производителей: «Halliburton», «Baker Hughes», «Geolink» (группа «Sondex»), «Schlumberger» и др. В России наиболее известна телесистема «SperrySun RMLS™ Retrievable MultiLateral preengineered casing window System» от «Halliburton». Российским ОАО НПФ «Геофизика» также разработаны и выпускаются несколько вариантов информационно-измерительной системы контроля и управления процессом бурения.

Без зарезки боковых стволов большое количество углеводородов осталось бы в пластах. Боковые стволы дают возможность значительно увеличить коэффициент извлечения углеводородов и максимально использовать ранее разведанные запасы.

Конструкция типовой скважины

Подготовительные работы к бурению боковых стволов и организационно-технические мероприятия

1. После выбора и обоснования скважины бездействующего и обводнённого фонда, из эксплуатационных колонн которых будет вестись бурение БС, перед проведением буровых работ осуществляются подготовительные работы.

2. Бурению боковых стволов предшествует спуск гирскопического инклинометра и геофизических приборов для уточнения пространственного положения обсадной колонны интервала эксплуатационного объекта.

3. Осуществляется глушение скважины солевым раствором в соответствии с действующими инструкциями.

4. Производится монтаж бурового оборудования (подъёмника, циркуляционной системы и обвязки) и демонтаж фонтанной арматуры.

5. Монтируется противовыбросовое оборудование согласно схемы оборудования устья и производится его опрессовка.

6. Выполняется подъём внутрискважинного оборудования.

7. С целью определения технического состояния эксплуатационной колонны и возможных участков сужения проводится её шаблонирование. При необходимости обсадная колонна прорабатывается райбером до свободного прохождения шаблона.

8. Для очистки от технических примесей скважина промывается солевым раствором (при необходимости горячим) не менее двух циклов.

9. Проводятся геофизические работы по определению глубины забоя с записью локатора муфт (ЛМ) и оценки качества цементирования камня (ОЦК). На основании данных ЛМ и ОЦК с учётом результатов предварительного профилирования БС определяется интервал забуривания бокового ствола. При выборе интервала забуривания место зарезки БС выбирается по возможности ближе к забою основного ствола. В случае низкого качества цементного камня за эксплуатационной колонной или его отсутствия проводятся работы по повторному цементированию затрубного пространства эксплуатационной колонны в интервале забуривания с предварительным перфорированием её для закачки тампонажного раствора. Работы по повторному цементированию могут проводиться после установки клина-отклонителя и вырезания «окна» в эксплуатационной колонне.

10. Выполняется установка на забое ликвидационного моста. Подготовка ствола скважины к установке ликвидационного моста осуществляется в порядке, установленном руководящими документами.

Изоляционные работы проводятся с выполнением действующих правил и инструкций. При экономической целесообразности возможно совмещение установки изо-

ляционного и технологического моста. После установки ликвидационного моста эксплуатационная колонна опрессовывается. Результаты изоляционных работ оформляются актами.

11. Для резки бокового ствола с помощью отклоняющего клина (клина-отклонителя) устанавливается технологический цементный мост, который может быть создан различными способами: взрывным пакером, закачкой цементного раствора, совместной установкой взрывного пакера и закачкой цементного раствора с помощью желонки. При этом верхняя часть моста располагается выше муфты обсадной колонны в соответствии с инструкцией по эксплуатации клина-отклонителя. Взрывной пакер рекомендуется использовать для повышения надёжности цементного моста перед его установкой.

Перед спуском взрыв-пакера эксплуатационная колонна в зоне установки цементного моста очищается скребком, а скважина промывается в течение одного цикла. Для установки цементных мостов рекомендуется применение специальных тампонажных составов, обеспечивающих повышение их физико-механических свойств.

12. После ожидания затвердения цемента (ОЗЦ) определяется верх цементного моста. При необходимости мост разбуривается до требуемой глубины, эксплуатационная колонна спрессовывается на давление, согласованное с НГДУ. При отрицательных результатах опрессовки эксплуатационной колонны выясняется причина, и принимаются меры к ликвидации негерметичности.

Конструкция боковых стволов

Боковые стволы проектируются к бурению из скважин, обсаженных колоннами с диаметрами 139 мм, 146 мм и 168 мм. Для них рекомендуются обсадные трубы потайных колонн («хвостовиков») диаметрами 88,9 мм, 101,6 мм и 110,0 мм (114,3 мм) соответственно.

Боковой ствол может быть представлен четырьмя вариантами конструкции эксплуатационного забоя:

- открытого типа;
- открытого типа с частичным или полным перекрытием продуктивного горизонта щелевыми фильтрами;
- открытого типа со спуском щелевых фильтров и манжетным цементированием бокового ствола;
- закрытого типа со сплошным цементированием «хвостовика», включая интервал горизонтального участка.

Конструкция открытого типа предусматривает установку пакера или пакера-манжеты и манжетное цементирование.

Рекомендуемые размеры обсадных труб приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Рекомендуемые размеры обсадных труб

Диаметр трубы, мм		Диаметр муфты, мм		ГОСТ, ОСТ, ТУ
наружный	внутренний	наружный	внутренний	
88,9	76,0	107,0	76,0	ГОСТ 633-80
101,6	88,6	110,0	90,0	ТУ 14-161-163-96
110,0	97,0	117,0	98,0	ТУ 14-161-163-96
114,3	99,6	127,0	101,1	ТУ 14-161-163-96

При конструкции эксплуатационного забоя закрытого типа осуществляется сплошное цементирование «хвостовика» в одну ступень.

Заканчивание БС предусматривает обсаживание пробуренного ствола «хвостовиком» с подвеской его в эксплуатационной колонне основного ствола на специальном клиновом устройстве с пакером.

Верх «хвостовика» должен находиться в эксплуатационной колонне основного ствола выше зоны фрезерования (не менее 20 м). Вариант схемы подвески «хвостовика» приведён на рисунке 3.



Рисунок 3 – Вращающаяся подвеска хвостовика и цементировочная головка

В случае открытого эксплуатационного забоя «хвостовик» включает:

- посадочный адаптер;
- подвеску «хвостовика»;
- обсадные трубы;
- обратный клапан;
- второй обратный клапан;
- пакер с муфтой манжетного цементирования или пакер-манжет;
- фильтр щелевой;
- центраторы;
- башмак.

В случае закрытого эксплуатационного забоя конструкция «хвостовика» следующая:

- посадочный адаптер;
- подвесное устройство;
- обсадные трубы;
- центраторы;
- стоп-кольцо;
- обратный клапан;
- второй обратный клапан;
- перфорированный патрубок;
- башмак.

После проработки ствола скважины и сборки «хвостовика» вместе с посадочным устройством и разъединителем производится спуск колонны на бурильных трубах.

При достижении башмаком «хвостовика» интервала забуривания осуществляется промежуточная промывка.

При достижении требуемой глубины (забоя) осуществляются подвеска и разгрузка «хвостовика» в эксплуатационной колонне с помощью клинового устройства. Разгрузкой и натяжкой на вес «хвостовика» проверяется фиксация его клиновой подвеской.

Затем производится рассоединение бурильной колонны с «хвостовиком» путём её вращения. Сальниковый узел установочного инструмента находится внутри воронки «хвостовика» до окончания процесса цементирования. При необходимости эту операцию можно выполнять после окончания цементирования.

После отсоединения установочного инструмента от «хвостовика» осуществляются затворение и закачка расчётного количества цементного раствора.

«Хвостовик» крепится раствором на основе цемента отечественного или импортного производства с плотностью не менее 1800 кг/м³. Тампонажный раствор рекомендуется обрабатывать реагентом Tylose E-29651 из расчёта 0,25–0,30 % реагента от массы сухого цемента или другими понизителями водоотдачи. При приготовлении цементного раствора обязательно применять осреднительную ёмкость.

Процесс цементирования осуществляется с использованием комплектов продажных пробок, обеспечивающих качество и надёжность технологического процесса крепления и раскрытие пакерующих элементов в случае эксплуатационного забоя БС открытого типа в соответствии с инструкциями применяемых технических средств и технологий.

После окончания цементирования посадочный инструмент поднимается до выхода из сальникового узла, и скважина промывается выше верха «хвостовика» обратной циркуляцией не менее двух циклов.

После промывки скважины от цементного раствора приводится в действие пакерующий элемент подвески «хвостовика».

Расчёт основных параметров горизонтальных стволов с применением математического моделирования

Условия применения зарезки боковых стволов

Условия применения зарезки боковых стволов при разработке месторождений:

1. Гидродинамические условия.

К ним относятся анизотропия, толщина пласта, абсолютная проницаемость, вязкость флюида, пластовое давление.

Опытным путём было установлено, что:

- определяющее влияние на приток к горизонтальному стволу оказывают расчленённость разреза, анизотропия пластов в различных направлениях. В пластах с высокой степенью расчленённости при наличии выдержанных непроницаемых прослоев предпочтителен нисходящий профиль, пересекающий все продуктивные пропластки. Нефтегазоносные породы должны иметь достаточную вертикальную проницаемость;

- обычно не вызывает сомнения эффективность бурения боковых стволов в «тонких» малопродуктивных пластах при обеспечении соответствующего «круга попадания»;

- существенным осложняющим фактором является неоднородность пласта, наличие низкопроницаемых зон;

- высокое содержание газа в нефти является нежелательным фактором при разработке нефтяных месторождений горизонтальными стволами. В ГС попутный газ в некоторой степени препятствует фильтрации жидкости в скважине. Допустимый предел газового фактора определяется расчётами и гидродинамическими исследованиями;

- коллекторы с высоковязкой нефтью очень перспективны для бурения боковых стволов, особенно если толщина пласта ограничена и скважины подвержены образованию в них водяного или газового конуса;

- в нефтенасыщенных пластах не должно быть аномально высоких давлений. При высоких пластовых давлениях из-за неоднородности пласта появляется опасность выброса жидкости из ствола большой длины;

- на поздних стадиях разработки при низких значениях пластового давления бурение ГС не приведёт к значительному повышению дебитов; кроме того, затраты могут быть во много раз больше, чем ожидаемый эффект, т.к. залежь истощена.

2. Влияние расположения горизонтального участка ствола в плане залежи и в объёме пласта.

Влияние обусловлено:

- расстояние между фильтровой частью ГУ и ГНК (ВНК) в условиях нефти, контактной с водой, обычно принимается равным 6–8 м от ВНК;

- в условиях нефти, контактной с газом, удаление рабочей части ГУ от ГНК принимается 5–7 м от ГНК;

- в условиях нефти, контактной с газом и водой, удаление рабочей части ГУ от ГНК и ВНК должно быть не менее 5 м;

- при эксплуатации истощённой залежи наблюдается интерференция скважин, когда две соседние скважины дренируют один и тот же объём;
- в смешанных системах проводки добывающих скважин (ГС среди ВС) невозможно реализовать в полной мере преимущества ГС, т.к. ранее пробуренные ВС существенно ограничивают возможности ГС.

Выделяют следующие системы разработки с ГС:

- линейные (однорядные и многорядные), когда ряды добывающих и нагнетательных скважин располагаются параллельно, между рядами выдерживается определённое расстояние; эта модель рекомендуется как для создания больших систем разработки, так и для небольших залежей;
- блочно-линейные используют принцип параллельно-линейной системы с образованием блоков разработки; она может сочетать преимущество ВС и ГС; рекомендуется для месторождений массивного типа или пластовых залежей достаточно большой толщины;
- лучевые («веерная», «радиальная») эффективны для массивных залежей; они выгодно сочетают преимущества ГС с кустовым методом и в связи с этим экологически более предпочтительны; дают возможность более гибко управлять динамикой разработки, сочетая ГС с ВС и ННС;
- комбинированные.

В зависимости от геолого-физических условий эти системы могут быть одноярусными или многоярусными.

3. Зависимость оптимальных параметров работы ГС от конструкции скважины:

- конструкция горизонтального забоя. В зависимости от геологических условий пласта ГС может быть оборудована открытым стволом с установкой лайнера-хвостовика, лайнера с пакером или обсаженным стволом с последующей перфорацией колонны. От конструкции забоя во многом зависят результаты последующих исследований скважины;
- точность проводки горизонтального участка. Особенностью ГС является то, что горизонтальный участок должен входить в продуктивный пласт под заданным углом. Соответственно многократно возрастает роль применяемого метода бурения, полноты и точности исходной геологической информации.

Как показывает промысловый опыт, в скважинах, где ГУ соответствует проектному положению, средний дебит в 1,3–1,5 раза выше, чем в скважинах, где ГУ проведён с отклонением от проекта.

4. Влияние длины горизонтального участка на показатели эксплуатации:

- анализ эксплуатации ГС с различной длиной в аналогичных геолого-физических условиях на месторождениях Западной Сибири показал, что максимально-го дебита можно достичь, если длина ГУ находится в пределах 400–600 м. Кроме того, установлено, что затраты, связанные с приростом длины горизонтального ствола на каждые, например, 10 м, растут быстрее, чем прирост дебита при увеличении длины ствола на ту же единицу.

5. Влияние режимов работы на показатели эксплуатации:

- величина депрессии должна обеспечивать приемлемый входной дебит для обеспечения окупаемости капитальных вложений;
- в условиях неконтактной нефти рост до определённых дебитов жидкости повышает дебиты нефти, а также количество добываемой воды, но значительные депрессии приводят к быстрому обводнению скважин вследствие подтягивания конуса воды и появления затрубных перетоков;
- в условиях нефти, контактной с водой, увеличение дебитов жидкости практически не влияет на дебиты нефти, но значительно увеличивает количество добываемой воды и добываемого прорывного газа;
- в условиях нефти, контактной с газом, и нефти, контактной с газом и водой, рост количества добываемого прорывного газа снижает дебиты жидкости в результате ухудшения работы скважинного оборудования.

Анализ плотности запасов газа пласта $БУ_2^{101}$ показал, что основная плотность скопления газа находится в центральной части залежи в районе скважин №№ 159, 165, 260 и 160 (рис. 4), где расположена основная группа скважин. Рекомендуется резка бокового ствола с горизонтальным окончанием для скважины № 1104. Это связано с

тем, что она находится в зоне высокой плотности подвижных запасов газа, расположена на периферии основного эксплуатационного фонда залежи и будет оказывать меньшее влияние на другие скважины.

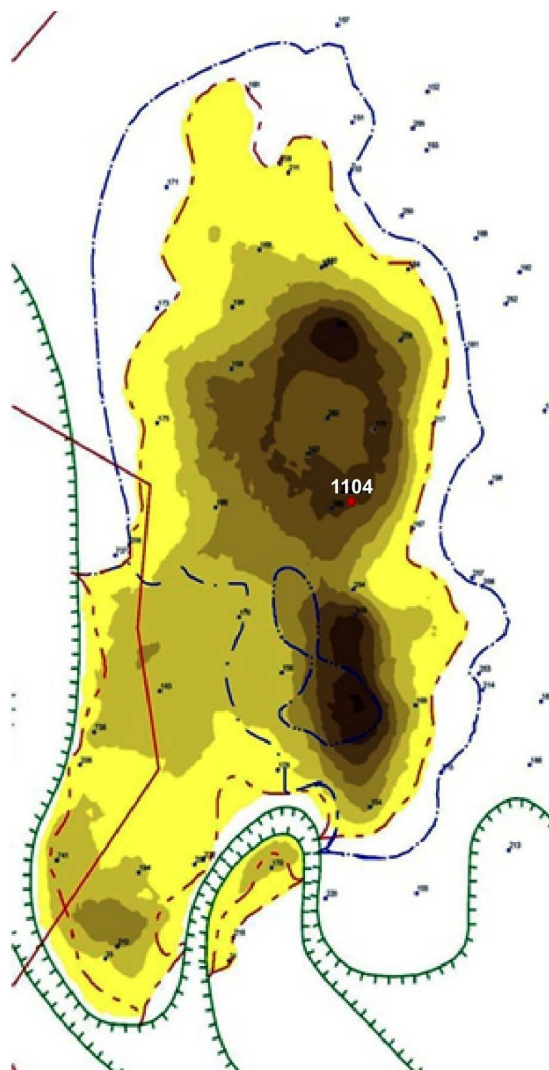


Рисунок 4 – Карта плотности подвижных запасов газа по пласту $БУ_2^{101}$

Методика расчёта производительности горизонтальных скважин

Общее уравнение притока газа в скважину:

$$P_{пл}^2 - P_{заб}^2 = a \cdot Q + b \cdot Q^2, \quad (1)$$

где $P_{пл}$ – пластовое давление, МПа; $P_{заб}$ – забойное давление, МПа; Q – дебит скважины, м³/сут.; a – коэффициент фильтрационного сопротивления, характеризующий потери давления на преодоление вязкостного трения, $\frac{МПа^3 \cdot сут.}{м^3}$; b – коэффициент фильтрационного сопротивления, характеризующий потери давления, вызванные инерционными силами вследствие извилистости поровых каналов; имеющий большое значение при высоких скоростях фильтрации, $\frac{МПа^2 \cdot сут.^2}{м^6}$.

Формула дебита газовой скважины:

$$Q = \frac{-a + \sqrt{a^2 + 4 \cdot b \cdot (P_{пл}^2 - P_{заб}^2)}}{2 \cdot b}. \quad (2)$$

В литературе не приводится точных аналитических решений о притоке газа к горизонтальным скважинам в пласте конечной толщины. Имеется лишь ряд приближённых формул для расчёта дебита ГС.

Для расчёта дебита ГС нами используется метод эквивалентных сопротивлений З.С. Алиева.

Формула дебита для газовой скважины с горизонтальным участком имеет следующий вид:

$$Q = \frac{-a_1 + \sqrt{a_1^2 + 4 \cdot b_1 \cdot (P_{пл}^2 - P_{заб}^2)}}{2 \cdot b_1}, \quad (3)$$

где a_1 , b_1 – коэффициенты фильтрационных сопротивлений, зависящие от длины горизонтального участка скважины.

$$a_1 = \frac{a}{2 \cdot L} \cdot \left[\frac{2}{h_1} \cdot \left(h_1 + R_c \cdot \ln \frac{R_c}{R_c + h_1} \right) + \frac{R_k - h_1}{R_c + h_1} \right]; \quad (4)$$

$$b_1 = \frac{b}{8 \cdot L^2} \cdot \left[\frac{2}{h_1} \cdot \left(\ln \frac{R_c + h_1}{R_c} - \frac{h_1}{R_c + h_1} \right) + \frac{R_k - h_1}{(R_c + h_1)^2} \right];$$

$$h_1 = \frac{h_{эф}}{2} - R_c, \quad (5)$$

где R_k – радиус контура питания скважины, м; $h_{эф}$ – эффективная газонасыщенная толщина пласта, м; R_c – радиус скважины, принимаемый по диаметру долота, м.

Для данных формул применимы следующие допущения:

- 1) пласт считается изотропным;
- 2) режим фильтрации стационарный;
- 3) вязкость газа усредняется;
- 4) трение флюида в скважине не учитывается.

Расчёт проектного дебита ГС для различных условий эксплуатации

Проведём анализ зависимости притока от различных значениях радиуса скважины, эффективной толщины пласта и депрессии в зависимости от длины горизонтального участка по методу фильтрационных сопротивлений З.С. Алиева (формула 3). В таблице 2 приведены исходные данные для расчётов. Результаты расчётов представлены в таблицах 3–5 и на рисунках 5–7.

Таблица 2 – Исходные данные

Наименование	Значение
Радиус скважины r_c , м	0,146
Эффективная газонасыщенная толщина пласта $h_{эф}$, м	23,5
Радиус контура питания R_k , м	250
Исходное линейное фильтрационное сопротивление a	0,0038
Исходное квадратичное фильтрационное сопротивление b	$5,75 \cdot 10^{-9}$
Давление забойное для скважины с горизонтальным участком $P_{заб}$, Па	$22,4 \cdot 10^6$
Давление забойное для наклонно-направленной скважины $P_{заб}$, Па	$14,5 \cdot 10^6$
Пластовое давление $P_{пл}$, Па	$24,4 \cdot 10^6$

Таблица 3 – Результаты расчёта дебита горизонтальной скважины при различных значениях радиуса скважины

Длина горизонтального участка, м	$Q_{газа}$, тыс. м ³ /сут.		
	$r_c = 0,073$ м	$r_c = 0,089$ м	$r_c = 0,114$ м
0,5	1,01	1,02	1,02
1	2,03	2,03	2,04
2	4,05	4,06	4,08
5	10,14	10,16	10,21
15	30,41	30,47	30,62
25	50,69	50,78	51,03
50	101,37	101,55	102,06
75	152,06	152,33	153,09
100	202,75	203,11	204,12
125	253,43	253,89	255,15
150	304,12	304,66	306,19
300	608,24	609,33	612,37
400	810,98	812,44	816,49

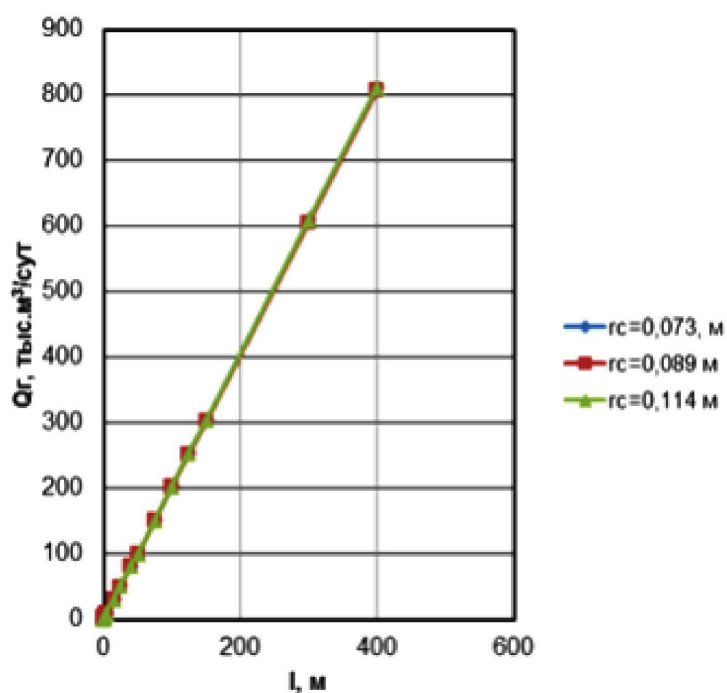


Рисунок 5 – Зависимость дебита скважины от различных значений радиуса скважины

Таблица 4 – Результаты расчёта дебита горизонтальной скважины при различных значениях эффективной толщины

Длина горизонтального участка, м	$Q_{газа}$, тыс. м ³ /сут.		
	$h_{эф} = 17$ м	$h_{эф} = 23$ м	$h_{эф} = 30$ м
1	2	3	4
0,5	7,18	9,72	12,67
1	13,90	18,81	24,54
2	26,30	35,58	46,41
5	57,74	78,12	101,90
15	131,27	177,60	231,65

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4
25	182,88	247,43	322,74
50	275,31	372,48	485,85
75	345,35	467,24	609,44
100	405,29	548,34	715,22
125	459,69	621,94	811,23
150	510,74	691,00	901,30
300	445,50	608,24	767,06
400	594,00	810,98	1022,75

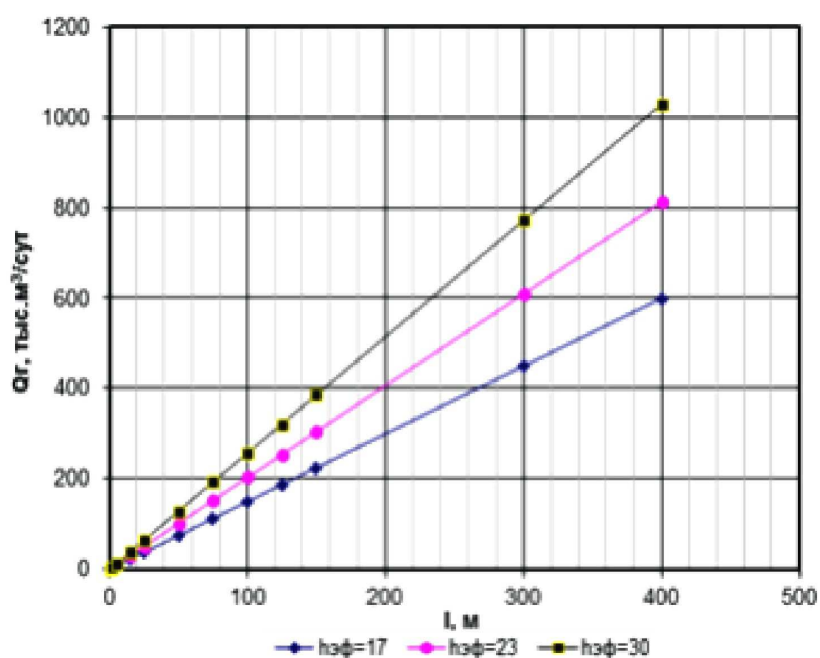


Рисунок 6 – Зависимость дебита скважины от различных значений газонасыщенной толщины

Таблица 5 – Результаты расчёта дебита горизонтальной скважины при различных значениях депрессии

Длина горизонтального участка, м	$Q_{газа}$, тыс. м³/сут.				
	Депрессия на пласт				
	1 МПа	2 МПа	3 МПа	4 МПа	5 МПа
0,5	0,52	1,01	1,49	1,93	2,36
1	1,04	2,03	2,97	3,87	4,71
2	2,07	4,05	5,94	7,73	9,43
5	5,19	10,14	14,85	19,33	23,56
15	15,56	30,41	44,55	57,98	70,69
25	25,94	50,69	74,25	96,63	117,82
50	51,87	101,37	148,50	193,26	235,64
75	77,81	152,06	222,75	289,88	353,46
100	103,75	202,75	297,00	386,51	471,28
125	129,68	253,43	371,25	483,14	589,10
150	155,62	304,12	445,50	579,77	706,92
300	311,24	608,24	891,00	1159,53	1413,84
400	414,98	810,98	1188,00	1546,05	1885,12

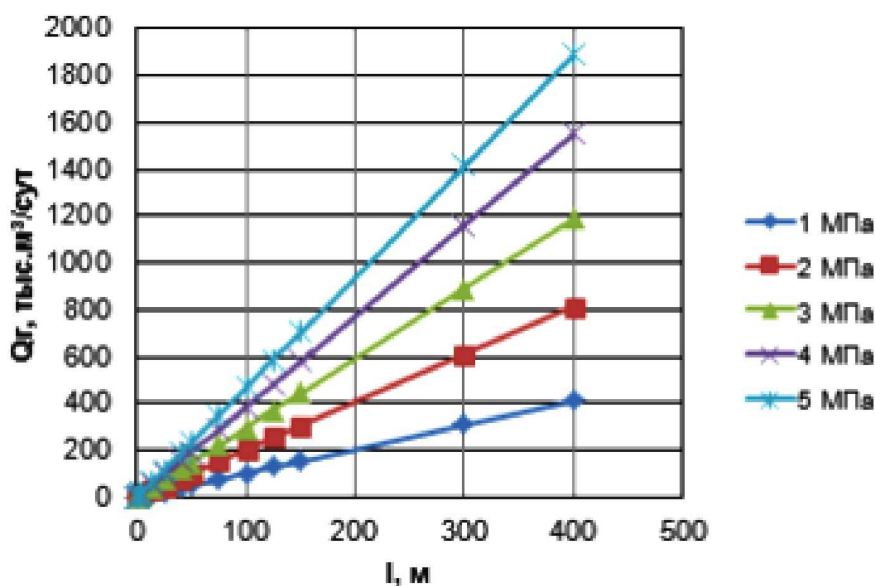


Рисунок 7 – Зависимость дебита скважины от различных значений депрессии

Из полученных результатов можно сделать выводы, что дебиты при различных значениях радиуса скважин меняются незначительно, т.е. приток газа к забою скважины практически не зависит от радиуса скважины (табл. 3 и рис. 5). Другая картина наблюдается при различных значениях эффективной газонасыщенной толщины, чем больше эффективная толщина пласта, тем выше дебит. Так, при длине горизонтального участка ствола скважины 400 м расчётный дебит увеличивается вместе с ростом эффективной газонасыщенной толщины пласта: для $h_{эф} = 30$ м расчётный дебит составил $1029 \text{ м}^3/\text{сут.}$, что больше на 26,7 % и на 71,6 % чем при $h_{эф} = 23$ м и $h_{эф} = 17$ м соответственно (табл. 4 и рис. 6). Зависимость дебита скважины от различных значений депрессии показала, что с ростом разницы давления на стенке скважины дебит существенно увеличивается с $415 \text{ м}^3/\text{сут.}$ до $1885 \text{ м}^3/\text{сут.}$, т.е. более чем в 4,5 раза (табл. 5 и рис. 7).

Расчёт дебита проектной скважины № 1104

На примере скважины № 1104 выполним анализ притока к одиночной горизонтальной и вертикальной скважине в пласте конечной толщины. Исходные данные приведены в таблице 2.

Исходя из данных условий, промышленного опыта и рационального использования пластовой энергии, примем значение забойного давления для горизонтальной скважины равной:

$$P_{заб} = 0,9 \cdot P_{пл} \quad (6)$$

Рассчитаем по формуле (3) дебит ГС в зависимости от протяжённости горизонтального участка в однородном пласте с проницаемостью $k = 6,4$ мДарси. Предусмотрена оптимальная длина горизонтального участка 400 м. Такая длина позволит не только существенно увеличить дебит и снизить риски прорывов законтурной и подошвенной воды, но и минимизировать интерференцию скважин.

Расчёты приведены в таблице 6 и на рисунке 8.

Приток жидкости по формуле (2) к вертикальной скважине № 1104 в пласте для исходных параметров в таблице 2:

$$Q_{вс} = \frac{-0,0038 + \sqrt{0,0038^2 + 4 \cdot 5,75 \cdot 10^{-9} \cdot (22,4^2 - 14,5^2)}}{2 \cdot 5,75 \cdot 10^{-9}} = \frac{0,001027}{11,5 \cdot 10^{-9}} = 89280 \text{ м}^3/\text{сут.},$$

где $Q_{вс}$ – дебит вертикальной скважины, $\text{м}^3/\text{сут.}$

Анализ полученных результатов показал, что с увеличением длины горизонтального участка возрастает дебит скважины. Из графика на рисунке 8 видно, что при длине горизонтального участка $L = 40$ м дебит ГС начинает превышать дебит вертикальной скважины. При проектной длине горизонтального участка $L = 400$ м дебит увеличился более чем в 10 раз (табл. 6).

Таблица 6 – Расчёт дебитов скважины

Длина горизонтального участка, м	$Q_{\text{вс}}$, тыс. м ³ /сут.	$Q_{\text{вс}}$, тыс. м ³ /сут.
0,5	1,13	89,28
1	2,26	
2	4,52	
5	11,29	
15	33,87	
25	56,45	
40	90,32	
50	112,90	
75	169,35	
100	225,80	
125	282,25	89,28
150	338,70	
300	677,40	
400	903,20	

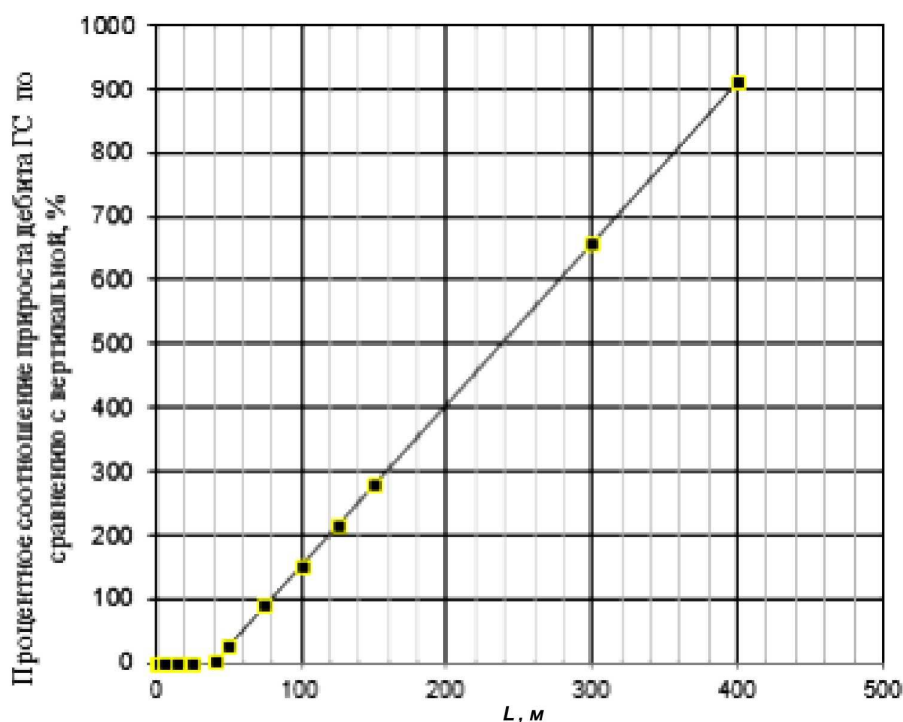


Рисунок 8 – Зависимость прироста дебита скважины после ЗБС от длины горизонтального участка, %

При сравнении проектных и фактических показателей эффективности эксплуатации горизонтальной и вертикальной скважин было выявлено, что дебит горизонтальной скважины превышает дебит вертикальной скважины при длине горизонтального участка $L > 40$ м, что является дополнительным подтверждением эффективности применения ЗБС.

Расчет профиля наклонно-направленной скважины с горизонтальным окончанием

При проектировании направляющей части ЗБС используются известные методики расчёта профиля наклонно-направленной скважины, а проектирование профиля горизонтального участка осуществляется в соответствии с проектными документами на разработку месторождения с применением ЗБС.

Для ЗБС используется J-образный тип профиля с набором угла на сопряжённом с горизонтальным участке. В зависимости от количества участков профиля с различной кривизной (интервалов забуривания, начального искривления, стабилизации, увеличения зенитного угла до 90 градусов, горизонтального участка) тип профиля может быть двухинтервальным и выше.

Требования к исходным данным, необходимым для проектирования ЗБС:

- достоверность пространственного положения эксплуатационной колонны;
- достоверность положения эксплуатационного объекта;
- оценка погрешностей расчёта определяемых параметров трассы ЗБС на основе технической точности измерительных систем, статистических расчётов;
- достаточная степень свободы варьирования значений входных параметров для сходимости оптимизационной процедуры построения траектории ЗБС.

Параметры должны быть отражены в план-заказе для составления плана работ на зарезку ЗБС.

Основными параметрами проектной плоскостной траектории ЗБС являются координаты участков её в вертикальной проекции профиля.

Дуга окружности определяет минимальную длину участка скважины при изменении её зенитного угла. Поэтому искривлённые участки профиля проектируются в виде дуги окружности. Минимальный отход точки входа в пласт от вертикальной проекции точки забуривания ограничивается максимально допустимой интенсивностью искривления и величиной зенитного угла в месте забуривания. Интенсивность искривления ствола скважины (I , град./10 м) рассчитывается по формуле:

$$I = \frac{573}{R}, \quad (7)$$

где R – радиус кривизны ствола скважины, м.

Пространственная интенсивность искривления ствола I на участке длиной 10 м может быть определена по формуле:

$$I = \sqrt{\Delta\alpha^2 + \Delta\varphi^2 \cdot \sin^2\left(\alpha_1 - \frac{\Delta\alpha}{2}\right)}, \quad (8)$$

где $\Delta\alpha = \alpha_1 - \alpha_2$ – изменение зенитного угла на участке длиной 10 м, град./10 м;
 $\Delta\varphi = \varphi_1 - \varphi_2$ – изменение азимутального угла на участке длиной 10 м, град./10 м;
 α_1 и φ_1 – зенитный и азимутальный углы в начале интервала длиной 10 м; α_2 и φ_2 – зенитный и азимутальный углы в конце интервала длиной 10 м.

Фактический радиус искривления R может быть определён по формулам:

$$R = 57,3 \cdot \frac{L}{\Delta\psi}; \quad (9)$$

$$\Delta\psi = 2 \cdot \arcsin \sqrt{\sin^2 \frac{\Delta\alpha}{2} \cdot \cos^2 \frac{\Delta\theta}{2} + \sin^2 \frac{\Delta\theta}{2} \cdot \sin^2 \alpha_{cp}}, \quad (10)$$

где L – длина искривлённого участка, м; $\Delta\alpha$ – изменение зенитного угла на искривлённом участке L , град; $\Delta\theta$ – изменение азимутального угла на искривлённом участке L , град.; α_{cp} – средний зенитный угол на искривлённом участке L , град.; $\Delta\psi$ – изменение пространственного угла на искривлённом участке L .

Расчёт параметров ствола скважины при работе с отклонителем производится в рамках упрощённой схемы, т.к. проектирование и анализ работы отклонителя с полным учётом всех особенностей его реальной конструкции и условий бурения является сложной аналитической задачей.

Радиус искривления ствола скважины R обусловлен геометрическими размерами отклонителя и для отклонителя на базе гидравлического забойного двигателя с одним углом перекоса осей находится по формуле:

$$R = \frac{\ell_1 + \ell_2}{2 \cdot \sin(\alpha + \beta)}, \quad (11)$$

где ℓ_1 – длина нижнего плеча отклонителя (от торца долота до точки перекоса осей), м; ℓ_2 – длина верхнего плеча отклонителя, м; α – угол перекоса осей отклонителя, град.; β – угол наклона нижнего плеча отклонителя к оси скважины, град.:

$$\beta = \arctg \frac{d_{\text{дол}} - d_{\text{отк}}}{2 \cdot \ell_1}, \quad (12)$$

где $d_{\text{дол}}$ – диаметр долота, м; $d_{\text{отк}}$ – диаметр отклонителя, м.

Минимально допустимый радиус искривления ствола R_{min} определяется из условия принудительного пропуска системы «долото – забойный двигатель (отклонитель)» через искривлённый ствол при возникновении напряжений изгиба в пределах упругих деформаций. Для нормальной эксплуатации бурильных и обсадных труб интенсивность искривления ствола скважины не должна приводить к возникновению напряжений, превышающих предел текучести их материала.

С учётом диаметра скважины и геометрических параметров отклонителя значение R_{min} определяется по формуле:

$$R_{\text{min}} = \frac{0,171 \cdot L_0^2}{(1,41 \cdot m - 0,41) \cdot d_{\text{дол}} - d_{\text{ске}} + \frac{0,34 \cdot \sigma_m \cdot L_0^2}{E \cdot d_{\text{ске}}}}, \quad (13)$$

где m – коэффициент уширения ствола, который равен $m = \frac{d_{\text{ске}}}{d_{\text{дол}}}$; $d_{\text{дол}}$ – диаметр долота, м; $d_{\text{ске}}$ – диаметр скважины; L_0 – длина отклонителя с долотом, м; E – модуль упругости, МПа; σ_m – предел текучести стали, МПа.

На участке ствола, расположенном в непосредственной близости от забоя, минимально допустимый радиус искривления ствола для гладких труб длиной более 25 м определяется по формуле:

$$R_{\text{min}} = \frac{E \cdot d_{\text{бм}}}{2 \cdot \sigma_m}, \quad (14)$$

где $d_{\text{бм}}$ – наружный диаметр бурильных (обсадных) труб, м.

При длине бурильных труб или длине искривлённого участка менее 25 м расчёты производятся по формуле:

$$R_{\text{min}} = \frac{E \cdot d_{\text{бм}} \cdot L^2}{2 \cdot L^2 \cdot \sigma_m + 8 \cdot E \cdot d_{\text{бм}} \cdot (d_{\text{ске}} - 0,5 \cdot (3 \cdot d_M - d_{\text{бм}}))}, \quad (15)$$

где L – длина труб, м; $d_{\text{ске}}$ – диаметр скважины, м; d_M – диаметр муфты, м.

Наибольшая величина радиуса кривизны из ряда вычисленных значений считается допустимым радиусом кривизны, который должен учитываться при расчёте проектного профиля БГС.

Проектная траектория составляется на центр круга допуска, а по требованию Заказчика – дополнительно на его диаметрально противоположные точки.

Участки азимутального искривления проектируются, исходя из условия стабильности работы компоновок и минимизации протяжённости трассы ЗБС.

Расчёт элементов профиля представляет собой оптимизационную процедуру, выполняемую в автоматизированном, а при необходимости процесса – в диалоговом режиме. Рекомендуется применение программ расчёта профиля ствола скважины Director.

Рекомендации по проектированию профилей ЗБС и их проводке предусматривают возможность корректирования их при использовании новых долот, забойных двигателей, телесистем, изменении способа и режима бурения.

Оперативное управление траекторией ствола осуществляется с помощью автоматизированных программных комплексов.

Оперативный контроль параметров траектории ЗБС и положения двигателя-отклонителя на забое скважин производится с помощью комплекса специальных технических средств.

В процессе бурения бокового ствола при уточнении геологических характеристик пласта и корректировки точки входа в пласт производится фиксирование данного факта в информационных базах данных.

Предусмотрено бурение бокового ствола с горизонтальным окончанием для скважины № 1104 в пласте $БУ_2^{101}$. Реконструкция скважины предусматривается с применением мобильной буровой установки «Кремсо-125» грузоподъёмностью 125 тонн.

Основные характеристики и конструкция проектной скважины № 1104 приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Характеристика и конструкция скважины № 1104

Наименование колонн	Условный диаметр, мм	Глубина спуска (вертикаль), м	Диаметр долота, мм	Интервал подъёма тампонажного раствора (вертикаль)
Старый ствол			Забуривание бокового ствола производится с глубины 2910 м (по стволу)	
Эксплуатационная колонна	146	3170		
«Хвостовик»	102	2510–3103	120,6	2510–3100
Профиль наклонно-направленных скважин			7-и интервальный	
Отклонение от точки забуривания до точки входа в кровлю продуктивного пласта $БУ_2^{101}$, м			350	
Рассчитанные проектом интервалы:				
старый ствол, м			0–2910	
набор параметров кривизны, м			2910–2985	
участок стабилизации, м			2985–3229	
набора параметров кривизны, м			3229–3552	
горизонтальный участок, м			3552–3952	
радиус набора зенитного угла, м			286,5	
интенсивность набора зенитного угла, град./10 м			2,0	
Величина радиуса круга допуска, м			50	
Максимально допустимый зенитный угол			95	

Был рассчитан профиль скважины № 1104 с отклонением от точки забуривания бокового ствола до точки входа в кровлю продуктивного пласта $БУ_2^{101}$ 350 м без учёта азимутального направления, т.е. рассчитан профиль, расположенный в одной плоскости (рис. 9):

- старый ствол от 0 до 2910 м по стволу (0–2650 м по вертикали);
- участок набора зенитного угла от 2910 до 2985 м по стволу (2650–2720 м по вертикали), где интенсивность падения зенитного угла составляет 1,00° на 10 м;

- участок стабилизации зенитного угла от 2985 до 3229 м по стволу (2720–2940 м по вертикали);
- участок набора зенитного угла с интенсивностью $2,0^\circ$ на 10 м в интервале 3229–3552 м по стволу (2940–3103 м по вертикали);
- горизонтальный участок от 3552 до 3952 м по стволу (3103–3103 м по вертикали).

В процессе бурения скважины все работы, связанные с набором и корректировкой зенитного и азимутального углов наклонно-направленного ствола, проводятся с использованием забойных телеметрических систем отечественного или импортного производства.

Величина радиуса круга допуска для точки входа в кровлю продуктивного пласта составляет 50 м.

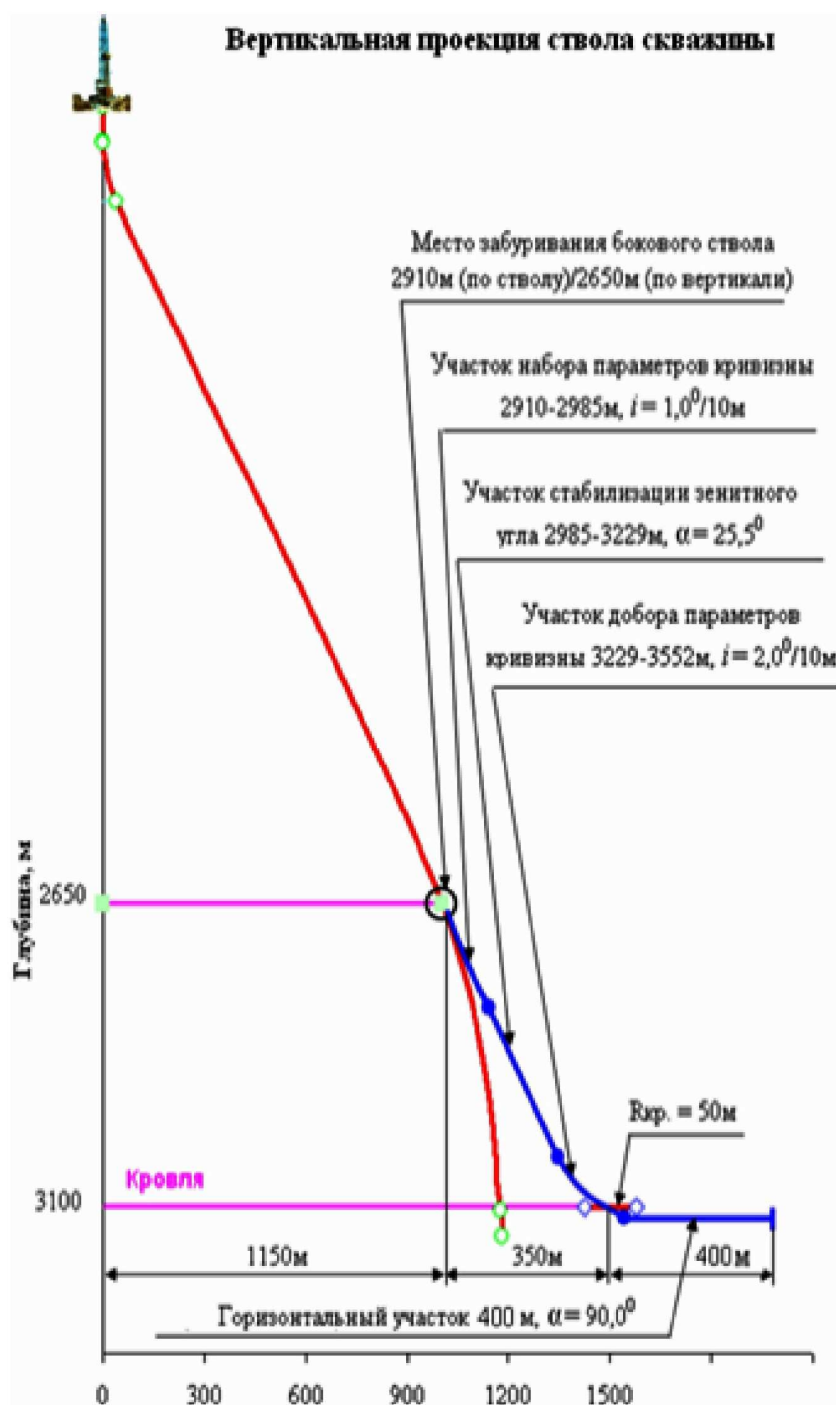


Рисунок 9 – Профиль скважины № 1104

Для решения задач надёжного разобщения пластов и сохранения коллекторских свойств пластов «хвостовик» цементируется манжетным способом цементным раствором выше кровли продуктивного пласта в интервале 2760–3510 м по стволу (2510–3100 м по вертикали) с применением цемента марки ПЦТ I-G. В интервале продуктивного горизонта устанавливается фильтр ФС-102.

Выбор режима работы газовой скважины

Расчёт диаметра штуцера

Диаметр отверстия устьевого штуцера для газовых скважин определяется по формуле:

$$d_{шт} = 0,264 \cdot \sqrt{\frac{Q_{газа}}{\mu \cdot P_{буф}}}, \quad (16)$$

где $d_{шт}$ – диаметр штуцера, мм; μ – коэффициент расхода ($\mu = 0,96$); $Q_{газа}$ – дебит газа, м³/сут.; $P_{буф}$ – буферное давление (по промысловым данным $P_{буф} = 95$ атм.).

Рассчитаем диаметр отверстия устьевого штуцера по формуле (16) для скважины № 1104:

$$d_{шт} = 0,264 \cdot \sqrt{\frac{903200}{0,96 \cdot 95}} = 26 \text{ мм.}$$

Расчёт минимального дебита скважины, обеспечивающего вынос жидкой фазы

При эксплуатации газовых скважин наиболее часто встречающееся осложнение – поступление жидкой фазы (воды или конденсата). В этом случае необходимо определение минимального забойного дебита газовой скважины, при котором ещё не происходит накопления жидкости на забое с образованием жидкостной пробки.

Минимальный дебит газовой скважины (м³/сут.), при котором не образуется на забое жидкостная пробка, рассчитывается по формуле:

$$V_{e \min} = \frac{v_{e \min} \cdot T_{cm} \cdot P_{заб} \cdot d_{вн}^2}{4 \cdot P_{атм} \cdot Z \cdot T_{пл}}, \quad (17)$$

где $v_{e \min}$ – минимальная скорость газа, при которой не образуется жидкостная пробка, м/с; T_{cm} – температура в стандартных условиях, °К; $T_{пл}$ – пластовая температура, °К; $P_{заб}$ – забойное давление, МПа; $P_{атм}$ – атмосферное давление, МПа; $d_{вн}$ – внутренний диаметр НКТ (по проекту $d_{вн} = 0,062$ м); Z – коэффициент сверхсжимаемости газа.

Минимальная скорость газа, при которой не образуется пробка воды:

$$v_{ев} = \frac{1,23 \cdot (45 - 0,45 \cdot P_{заб})^{0,25}}{\sqrt{0,45 \cdot P_{заб}}}. \quad (18)$$

Минимальная скорость газа, при которой не образуется пробка конденсата:

$$v_{ек} = \frac{1,71 \cdot (67 - 0,45 \cdot P_{заб})^{0,25}}{\sqrt{0,45 \cdot P_{заб}}}. \quad (19)$$

Используя формулы 17–19, рассчитаем минимальные дебиты газоконденсатной скважины № 1104 Самбургского НГКМ, при которых не будет происходить осаждение конденсата на забое:

$$v_{ев} = \frac{1,23 \cdot (45 - 0,45 \cdot 20,16)^{0,25}}{\sqrt{0,45 \cdot 20,16}} = \frac{1,23 \cdot 2,448}{3,012} = 0,997 \text{ м/с.}$$

Минимальный дебит, при котором выносится вода:

$$V_{гв\ min} = \frac{0,997 \cdot 293 \cdot 20,16 \cdot 0,062^2}{4 \cdot 0,1 \cdot 0,854 \cdot 350} = 0,189 \text{ м}^3/\text{с}$$

или $V_{гв\ min} = 0,189 \cdot 86400 = 16,36$ тыс. м³/сут.

Минимальная скорость газа, при которой весь конденсат выносится на поверхность:

$$v_{гк} = \frac{1,71 \cdot (67 - 0,45 \cdot 20,16)^{0,25}}{\sqrt{0,45 \cdot 20,16}} = \frac{1,71 \cdot 2,759}{3,012} = 1,57 \text{ м/с.}$$

Минимальный дебит для выноса конденсата:

$$V_{г\ min} = \frac{1,57 \cdot 293 \cdot 20,16 \cdot 0,062^2}{4 \cdot 0,1 \cdot 0,854 \cdot 350} = 0,298 \text{ м}^3/\text{с}$$

или $V_{г\ min} = 0,298 \cdot 86400 = 25,76$ тыс. м³/сут.

Сравнивая полученные результаты, можно отметить, что при прочих неизменных условиях полный вынос конденсата возможен при более высоких дебитах газовой скважины, чем полный вынос воды.

Расчёт технологической эффективности ЗБС

Количество дополнительно добытого газа за расчётный период за счёт бурения бокового горизонтального ствола скважины № 1104 по продуктивному пласту определяется по формуле:

$$\Delta Q_H = Q_{факт} - Q_{теор}, \quad (20)$$

где $Q_{факт}$ – величина фактически добытой нефти по скважине за расчётный период, м³;
 $Q_{теор}$ – величина теоретической (предполагаемой) добычи нефти по скважине за расчётный период при отсутствии горизонтального ствола по продуктивному пласту, м³.

$$Q_{факт} = Q_{гс} \cdot T \cdot \beta, \quad (21)$$

$$Q_{теор} = Q_{гс} \cdot T \cdot \beta, \quad (22)$$

где $Q_{гс}$ – дебит скважины с горизонтальным стволом и вертикальной, м³/сут.;
 $Q_{гс}$ – дебит вертикальной скважины, м³/сут.; β – поправочный коэффициент, учитывающий соответствие дополнительной добыче газа и выработке извлекаемых запасов, доли ед. (на первые 2 года $\beta = 1$).

Получим:

$$\Delta Q_H = (Q_{гс} - Q_{гс}) \cdot T \cdot \beta, \quad (23)$$

Количество дополнительно добытого газового конденсата определяется по формуле:

$$\Delta Q_{гк} = \Delta Q_H \cdot КГФ, \quad (24)$$

где $\Delta Q_{гк}$ – количество дополнительно добытого газового конденсата за расчётный период за счёт бурения бокового горизонтального ствола, тонн; КГФ – конденсатогазовый фактор (по промысловым данным $КГФ = 0,158$ кг/м³).

Расчёт на 2 года по формулам (23) и (34):

$$\Delta Q_H = (903,2 - 89,28) \cdot 10^3 \cdot 2 \cdot 365 \cdot 1 = 594,162 \text{ млн м}^3;$$

$$\Delta Q_{гк} = 594162000 \cdot 0,158 = 93877 \text{ тонн.}$$

Нами был произведён расчёт технологической эффективности за счёт бурения горизонтального ствола в вертикальной скважине. Сопоставление фактических показателей разработки участка горизонтальными скважинами с показателями базового варианта ещё раз показывает неоспоримое преимущество использования БГС при разработке низкопродуктивных пластов относительно небольшой эффективной толщины. За период эксплуатации на естественном режиме в течение двух лет при использовании горизонтальных скважин дополнительная добыча составит 594,162 млн м³ природного газа и 93877 тонн газового конденсата, что в 9 раз превышает эти показатели над базовым вариантом.

После рассмотрения экономической целесообразности бурения боковых стволов в реальных условиях можно сделать следующие выводы:

1. Расчёт показателей экономической эффективности зарезки бокового ствола на Самбургском месторождении показал, что применение этого метода интенсификации добычи углеводородов позволит существенно нарастить добычу газа и газового конденсата на рассматриваемом месторождении.

2. Зарезка бокового горизонтального ствола позволяет предприятию сократить производственные затраты. Чистая прибыль предприятия от применения этого метода на одной скважине составит 27,31 млн руб. за 7 лет эксплуатации скважины; чистый дисконтированный доход составит 19,76 млн руб.; срок окупаемости данного проекта меньше года, внутренняя норма доходности 170 %, а индекс доходности – 1,4.

3. Так как проектное мероприятие полностью окупает себя в течение первого года с принесением прибыли, то следует рекомендовать данный метод интенсификации добычи газа и газового конденсата для использования его на скважинах Самбургского нефтегазоконденсатного месторождения.

Основные выводы и рекомендации

1. Анализ геолого-физических условий разработки Самбургского месторождения показал следующее:

- нефтегазоконденсатная залежь БУ₁₀ Самбургского месторождения – пласто-во-сводовая, литологически экранированная, тип коллектора – терригенный, поровый;
- среднее значение коэффициента песчаности в целом по залежи составляет 0,9, коэффициента расчленённости – 8,6;
- породы-коллектора относятся к низкопроницаемым – менее 0,05 мкм² с пористостью 18 %;
- среднее начальное пластовое давление составляет 29 МПа, а пластовая температура в среднем 76 °С;
- пластовые нефти Самбургского месторождения характеризуются как средние по плотности, малосернистые, высокопарафинистые, малосмолистые. Значение газосодержания составляет в среднем около 208,6 м³/т. Газ, поступающий на установки НТС, характеризуется высоким содержанием сухого газа и газового конденсата: С₁ – 85,61 %, С₂ – 5,74 %, С₃ – 2,64 %, С₄ – 1,16 %, С₅₊ – 3,44.

2. Согласно проведённому анализу состояния разработки месторождения можно сделать следующие выводы:

- месторождение находится на стадии стабилизации добычи;
- средняя обводнённость продукции составляет 5 %;
- основные проблемы при эксплуатации добывающего фонда обусловлены прорывом подошвенных и законтурных пластовых вод к забоям скважин, а также поступлением воды из смежных пластов по заколонному пространству.

3. На основе анализа фонда добывающих скважин и плотности остаточных подвижных запасов пластового газа была выбрана скважина-кандидат № 1104 для проведения ЗБС. Для более масштабного внедрения данной технологии рекомендуется провести дополнительные исследования с целью выявления других скважин, перспективных для ЗБС.

4. Проведён технологический расчёт проектирования ЗБС на скважине № 1104 Самбургского месторождения с использованием существующего регламента. Расчёт показал, что дебит проектный скважины после проведения ЗБС может увеличиться более чем в 10 раз с 89,3 тыс. м³/сут. до 903,2 тыс. м³/сут.

6. Зарезка бокового горизонтального ствола позволяет предприятию сократить производственные затраты. Чистая прибыль предприятия от применения этого метода на одной скважине составит 27,31 млн руб. за 7 лет эксплуатации скважины; чистый дисконтированный доход составит 19,76 млн руб.; срок окупаемости данного проекта меньше года; внутренняя норма доходности 170 %, а индекс доходности составляет 1,4.

7. Применение технологии ЗБС в вертикальных и наклонно-направленных скважинах Самбургского нефтегазоконденсатного месторождения для перевода скважин в фонд горизонтальных позволит не только уменьшить объёмы бурения, повысить дебит и рентабельность скважин, но и более рационально использовать пластовую энергию вследствие более низких депрессий на пласт, уменьшить риск прорывов законтурной и подошвенных вод.

8. Расчёт основных параметров технологического режима работы скважины позволил определить диаметр устьевого штуцера $d_{ум} = 26$ мм, минимальные скорости газа ($v_{зг} = 0,997$ м/с, $v_{зк} = 1,57$ м/с) на забое, обеспечивающие полный вынос воды и газового конденсата на поверхность, а также минимальные дебиты, при которых не образуются на забое жидкостные пробки ($V_{зг\ min} = 16,36$ тыс. м³/сут., $V_{зк\ min} = 25,76$ тыс. м³/сут). При прочих неизменных условиях полный вынос конденсата возможен при более высоких дебитах газовой скважины, чем полный вынос воды.

9. В целом использование такой технологии интенсификации добычи природного газа и газового конденсата как зарезка боковых горизонтальных стволов на Самбургском месторождении позволит не только снизить риски появления прорывов подошвенной и законтурной воды, уменьшить потери конденсата в ПЗП, ограничить негативное воздействие на обсадную колонну вследствие малых депрессий и сократить капитальные затраты на строительство скважин, но и перевести часть скважин в ряд горизонтальных, что позволит продлить срок экономической и технологической эффективности эксплуатации месторождения.

Литература:

1. Технологическая схема опытно-промышленной разработки объектов БУ₁₀–БУ₁₄₁ Самбургского нефтегазоконденсатного месторождения. – Тюмень : ЗАО «Тюменский институт нефти и газа», 2010. – 416 с.
2. Алиев З.С. Исследование горизонтальных скважин. – Уфа : НГТУ, 2004. – 365 с.
3. Басарыгин Ю.М., Будников В.Ф., Булатов А.И., Гераськин В.Г. Строительство наклонных и горизонтальных скважин. – М. : Недра, 2000. – 262 с.
4. Бердин Т.Г. Проектирование разработки нефтегазовых месторождений системами горизонтальных скважин. – М. : ООО «Недра-Бизнесцентр», 2001. – 199 с.
5. Булатов А.И., Просёлков Е.Ю., Просёлков Ю.М. Бурение горизонтальных скважин : справочное пособие. – Краснодар : Издательство «Советская Кубань», 2008. – 419 с.
6. Булатов А.И., Просёлков Ю.М. Справочник по бурению горизонтальных скважин : справочное пособие. – Краснодар : Издательство «Советская Кубань», 2008. – 354 с.
7. Волков Ю.А., Карпова Л.Г., Муслимов Р.Х. Анализ зарубежного опыта использования горизонтальных скважин при разработке нефтяных месторождений // Сборник научных трудов «Разработка нефтяных и газовых месторождений. Состояние и проблемы». – М. : ВНИИОЭНГ, 1996. – Вып. 3. – С. 242–254.
8. Зозуля Г.П. Особенности добычи нефти и газа из горизонтальных скважин. – М. : Издательство «Академия», 2009. – 176 с.
9. Муслимов Р.Х., Султанов Э.И., Рамазанов Р.Г., Волков Ю.А. Системы разработки нефтяных месторождений с горизонтальными скважинами // Сборник научных трудов «Разработка нефтяных и газовых месторождений. Состояние и проблемы». – М. : ВНИИОЭНГ, 1996. – Вып. 3. – С. 61–71.
10. Хисамутдинов Н.И. Обоснование рациональной разработки многопластового месторождения системой горизонтальных скважин // Ежемесячный научно-технический и производственный журнал «Нефтяное хозяйство». – М. : ЗАО «Издательство «Нефтяное хозяйство», 2001. – № 8. – С. 60–65.
11. Обоснование технологии борьбы с асфальто-смоло-парафиновыми отложениями на Кравцовском нефтяном месторождении. URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0b65625b3ac69a4c43a88521316c26_0.html

12. Антониади Д.Г., Савенок О.В., Шостак Н.А. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений : учебное пособие. – Краснодар : ООО «Просвещение - Юг», 2011. – 203 с.
13. 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.
14. Арутюнов А.А., Бондаренко В.А., Климов В.В., Кошелев А.Т., Савенок О.В., Усов С.В. Практические расчёты в бурении и нефтепромысловой практике: методические указания к практическим занятиям по дисциплинам «Буровое оборудование» и «Оборудование для добычи нефти» для студентов всех форм обучения направления 131000.62 Нефтегазовое дело. – Краснодар : Изд. КубГТУ, 2014. – 55 с.
15. 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.
16. 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.
17. 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.
18. Савенок О.В., Борисайко Я.Ю., Яковлев А.Л. Управление продуктивностью скважин : методические указания по изучению дисциплины «Управление продуктивностью скважин» для студентов-бакалавров всех форм обучения и МИППС по направлению 21.03.01 «Нефтегазовое дело». – Краснодар : Издательский Дом - Юг, 2016. – 68 с.
19. 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.

References:

1. Technological scheme of trial development of objects $BU_{10} - BU_{141}$ of the Samburgsky oil-gas condensate field. – Tyumen : CJSC Tyumen Institute of Oil and Gas, 2010. – 416 p.
2. Aliyev Z.S. Research of horizontal wells. – Ufa : NGTU, 2004. – 365 p.
3. Basarygin Yu.M., Budnikov V.F., Bulatov A.I., Geraskin V.G. Construction of inclined and horizontal wells. – M. : Nedra, 2000. – 262 p.
4. Berdin T.G. Design of development of oil and gas fields systems of horizontal wells. – M. : LLC Nedra-Businesscentre, 2001. – 199 p.
5. Bulatov A.I., Prosyolkov E.Yu., Prosyolkov Yu.M. Drilling of horizontal wells : handbook. – Krasnodar : Soviet Kuban publishing house, 2008. – 419 p.
6. Bulatov A.I., Prosyolkov Yu.M. Reference book on drilling of horizontal wells : handbook. – Krasnodar : Soviet Kuban publishing house, 2008. – 354 p.
7. Volkov Yu.A., Karpova L.G., Muslimov R.H. The analysis of foreign experience of use of horizontal wells when developing oil fields // the Collection of scientific works «Development of oil and gas fields. State and problems». – M. : VNIOENG, 1996. – Issue 3. – P. 242–254.
8. Zozulya G.P. Features of oil and gas production from horizontal wells. – M. : Akademiya publishing house, 2009. – 176 p.
9. Muslimov R.H., Sultanov E.I., Ramazanov R.G., Volkov Yu.A. The systems of development of oil fields with horizontal wells // the Collection of scientific works «Development of oil and gas fields. State and problems». – M. : VNIOENG, 1996. – Issue 3. – P. 61–71.
10. Hisamutdinov N.I. Justification of rational development of the multisheeted field system of horizontal wells // Monthly scientific and technical and production magazine «Neftyanoye Hozyaystvo». – M. : CJSC Neftyanoye hozyaystvo Publishing House, 2001. – No. 8. – P. 60–65.
11. Justification of technology of fight against asfalto-smolo-paraffin deposits on the Kravtsovsky oil field. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0b65625b3ac69a4c43a88521316c26_0.html
12. Antoniadis D.G., Savenok O.V., Shostak N.A. Theoretical bases of development of oil and gas fields : manual. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2011. – 203 p.
13. 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.
14. Arutyunov A.A., Bondarenko V.A., Klimov V.V., Koshelev A.T., Savenok O.V., Usov S.V. Practical calculations in drilling and oil-field practice : methodical instructions to a practical training on disciplines «Drilling equipment» and «The equipment for oil production» for students of all forms of education of the direction 131000.62 Oil and gas business. – Krasnodar : Prod. KubGTU, 2014. – 55 p.

15. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremiychuk R.S. Scientific bases and practice of development of oil and gas wells. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2016. – 576 p.
16. Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repairs of oil and gas wells : in 4 vol. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2012–2015. – Т. 1–4.
17. Bulatov A.I., Savenok O.V. Praktikum on discipline «Completion oil and gas wells» : in 4 t. : manual. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2013–2014. – Т. 1–4.
18. Savenok O.V., Borisayko Ya.Yu., Yakovlev A.L. Management of efficiency of wells : methodical instructions on studying of discipline «Management of efficiency of wells» for students bachelors of all forms of education and MIPPS in the direction 21.03.01 «Oil and gas business». – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2016. – 68 p.
19. 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. – Novocherkassk : Lik publishing house, 2016. – 290 p.