

**МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«СЕВЕРО-КАВКАЗСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

**МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ К ПРАКТИЧЕСКИМ ЗАНЯТИЯМ ПО
ДИСЦИПЛИНЕ
«Технология применения горизонтальных скважин»**

Направление подготовки	21.03.01 Нефтегазовое дело	
Направленность (профиль)	Эксплуатация и обслуживание объектов добычи газа, газоконденсата и подземных хранилищ газа	
Год начала обучения	2026	
Форма обучения	очная	очно-заочная
Реализуется в семестре	___7___	___7___

Ставрополь, 2026

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение	4
Лекция 1 Условия применения горизонтальных скважин для добычи газа	5
Лекция 2 Геометрия ствола горизонтальной скважины, типы забоя скважины, внутрискважинное оборудование	14
Лекция 3 Теория притока к горизонтальной скважине	45
Лекция 4 Выбор технологических режимов работы скважин	69
Лекция 5 Технологический режим эксплуатации газовых скважин при наличии в составе газа коррозионно-активных компонентов	80
Лекция 6 Обоснование технологического режима работы скважин при возможности их обводнения подошвенной водой	91
Лекция 7 Обоснование оптимальной длины горизонтальных участков в многозабойных и горизонтальных скважинах	102
Лекция 8 Способы удаления пластовых вод из забоев скважин с использованием пенообразователей	109
Заключение	123
Список литературы	124

ВВЕДЕНИЕ

Применение горизонтальных скважин является одним из перспективных направлений разработки нефтяных месторождений. Согласно различным источникам удельный вес горизонтальных скважин имеет тенденцию к постоянному возрастанию. Горизонтальные скважины эффективно применяются при разработке как новых месторождений, так и на месторождениях, находящихся в эксплуатации достаточно длительное время, что связано с известными преимуществами горизонтальных скважин. В первую очередь следует отметить, что площадь дренирования горизонтальной скважины значительно больше, чем у традиционной вертикальной скважины, при этом выигрыш в дебите может быть в 2 – 7 раз. Повышенное к горизонтальным скважинам внимание обусловлено также следующими их характеристиками:

- 1) горизонтальные скважины, проходя по залежи десятки и сотни метров, соединяют друг с другом участки повышенной и пониженной проницаемости;
- 2) более длительный период эксплуатации в безводном режиме при разработке залежей с активной подошвенной водой;
- 3) стягивание контура нефтеносности происходит более равномерно, что повышает конечную нефтеотдачу;
- 4) уменьшение градиента давления в призабойной зоне пласта и, следовательно, уменьшение вероятности возможных осложнений при эксплуатации скважин.

В результате освоения дисциплины обучающийся должен:

- ☐ знать особенности эксплуатации горизонтальных скважин; основные типы профилей горизонтальных участков стволов в пласте; особенности выбора технологического режима работы горизонтальных скважин;
- ☐ уметь рассчитывать режимы работы горизонтальных скважин; подобрать оборудование;
- ☐ владеть методикой расчета параметров работы горизонтальных скважин; - методикой проведения исследований на горизонтальных скважинах

Лекция 1

УСЛОВИЯ ПРИМЕНЕНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН ДЛЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ

История возникновения и применения горизонтальных скважин (ГС) для повышения нефтеотдачи пластов и темпов разработки месторождений насчитывает более 50 лет. Ранее этот метод применяли тогда, когда другие методы не достигали цели. При бурении единичных ГС и разветвленных горизонтальных скважин (РГС), как правило, получали положительные результаты. По существу, имелся опыт бурения и эксплуатации отдельных скважин, но не систем скважин.

С конца 1970-х гг. технология разработки нефтегазовых месторождений с помощью ГС стала интенсивно развиваться как за рубежом, так и в нашей стране. В настоящее время за рубежом насчитывается более 60 фирм, применяющих эту технологию. Одной из первых это направление стала осваивать фирма ELJ Agutrane в содружестве с французским институтом нефти JFR AGJR. В 1980 г. по инициативе JFR в г. Уфе впервые был проведен советско-французский симпозиум по наклонно направленному и горизонтальному бурению. После этого начался второй этап применения технологий разработки нефтегазовых месторождений горизонтальными скважинами. Уже в 1991 – 1992 гг. в России было пробурено 48 ГС, а из введенных в эксплуатацию добыто 180 тыс. т нефти.

Новые технологии, основанные на применении ГС, существенно изменили теорию и практику мировой добычи углеводородов. Дебиты скважин, имеющих горизонтальные окончания большой протяженности, значительно возросли. В результате появилась возможность эксплуатировать месторождения раздельными сетками скважин, снизить депрессии на продуктивные пласты, увеличить продолжительность безводного периода эксплуатации скважин. На некоторых месторождениях запасы нефти, которые считались неизвлекаемыми, в настоящее время могут разрабатываться в промышленных масштабах. При этом повысилась эффективность многих «старых» методов воздействия на пласт, значительно улучшилось большинство показателей разработки.

Технология разработки месторождений с применением ГС нашла применение во многих крупных нефтегазодобывающих районах.

В республике Татарстан освоение горизонтальных технологий было

начато в 1967 г. В период 1967 – 1978 гг. производилось бурение ГС на турнейские отложения Сиреневского и Тавельского месторождений. В 1991 – 1995 гг. отраслевым институтом ТатНИПИнефть было составлено более 20 проектных документов на разработку месторождений с применением ГС, согласно которым предстояло пробурить 1200 скважин, что составило 40 % от общего числа скважин. Частично эти проекты были реализованы. Глубины залегания продуктивных пластов, вскрытых ГС, составили 829 – 1728 м, вскрываемые толщины изменялись в диапазоне 4 – 40 м.

Известно, что 1988 г. явился началом нового этапа активных работ в области бурения и разработки месторождений ГС в Башкортостане (АНК «Башнефть»). Согласно проектным документам Центральной комиссии по утверждению запасов ресурсов (ЦКР) здесь было пробурено более 50 ГС на Михайловском, Тытышлинском, Лемезинском, Старцевском месторождениях, а также на опытных участках Арланского месторождения.

В ОАО «Удмуртнефть» разработка месторождений с применением ГС осуществляется с 1992 г. Первая ГС была пробурена на Мишкинском месторождении. Плановое опытно-промышленное бурение ГС было начато в 1994 г. В настоящее время здесь пробурено 47 ГС. Положительные результаты получены при бурении ГС на Гремихинском месторождении, залежи которого содержат вязкие и высоковязкие нефти. В более сложных геологических условиях бурились ГС на Южно-Киенгопском месторождении. Верецкий горизонт, на который бурились ГС, представлен чередованием терригенных и карбонатных коллекторов с небольшими эффективными толщами (в среднем 2,9 м). Средний дебит по ГС составил 15 т/сут., что на 10 – 12 т/сут. выше, чем дебит вертикальных скважин. В условиях этого месторождения была доказана возможность достижения достаточно высоких технико-экономических показателей бурения ГС на продуктивные пласты малой толщины (2 – 3 м).

В ПО «Краснодарнефтегаз» накоплен опыт повышения объемов добычи нефти за счет увеличения производительности малодебитных скважин бурением дополнительных стволов. Здесь впервые получены положительные результаты при бурении РГС из стволов ранее пробуренных скважин.

Технологии разработки нефтяных месторождений ГС успешно применяются на месторождениях Западной Сибири. Здесь реализуются проекты разработки Ем-Еговского, Мало-Балыкского, Федоровского и других месторождений. Анализ строительства и эксплуатации ГС на опытном участке Самотлорского месторождения доказал целесообразность разработки ряда пластов, из которых дебиты ГС превысили в 3 – 11 раз дебиты вертикальных (ВС) и наклонно направленных скважин (ННС) при значительно меньшей обводненности продукции. На Восточно-Таркосалинском нефтегазоконденсатном месторождении (Ямало-Ненецкий автономный округ) введены в эксплуатацию три ГС на пласт ПК₁ и две ГС на пласт БП₁₆. Продуктивность ГС оказалась выше продуктивности ВС в пять раз.

В последние три десятилетия прошлого века разработка нефтяных месторождений с помощью ГС стала интенсивно развиваться за рубежом. Резкое увеличение объемов горизонтального бурения и положительные

прогнозы вызвали интерес к данным технологиям подрядных и сервисных фирм, которые провели реорганизацию своих структур с целью создания отдельных подразделений для работы в этой области. Большинство крупных нефтяных компаний организовали специальные группы (более 60) по развитию новых технологий, связанных с бурением и эксплуатацией ГС.

За 1979 – 1983 гг. в Европе на различных месторождениях было пробурено достаточно много ГС: Лак – 90, Кастера Лау – 110, Распаре Маре – 6, т.е. несколько десятков ГС, давших необходимую информацию для дальнейшего развития работ как по совершенствованию технологии бурения ГС, так и по проектированию оптимального режима их эксплуатации.

Месторождение Кастера Лау расположено на юго-западе Франции. Коллектор здесь представлен трещиноватым доломитом, залегающим на глубине 2 896 м. Толщина пласта 70 м, пористость – 10%, проницаемость – 500 мкм². Горизонтальная скважина на месторождении Кастера Лау была пробурена длиной 335 м в продуктивном пласте и обеспечила увеличение добычи нефти в пять раз по сравнению со скважинами, пробуренными по общепринятой технологии.

Большой научный интерес представляет опыт разработки месторождения Распаро Маре (Италия), где была создана первая в мире система нефтедобычи с помощью ГС. Месторождение находится в Адриатическом море на глубине 60 – 90 м. Нефть на месторождении достаточно тяжелая, плотностью 990 кг/м³ и вязкостью 300 мПа·с в пластовых условиях. Коллектор, залегающий на глубине 1290 м, из-за своей геологической природы карстового характера имеет низкую вторичную пористость (1,8 %), хотя проницаемость его изменяется в широких пределах (от 2 до 1 500 мкм²). Продуктивный пласт здесь состоит из двух наложенных друг на друга слоев. Верхний слой, толщиной до 60 м, характеризуется наличием расширяющихся вверху (в результате эрозии) вертикальных трещин, расположенных через 90 м, которые смыкаются снизу. Нижний слой, толщиной до 50 м, характеризуется наличием пустот в виде карстовых образований, заполненных нефтью. Разведка месторождения была начата в 1975 г., и за период до 1980 г. здесь были закончены и испытаны три одиночные скважины (вертикальная, наклонная и горизонтальная). Продуктивность ГС составила 11,30 м³/сут, ННС – 4,77 м³/сут, ВС – 2,07 м³/сут. Эффективность добычи нефти внутри опытного участка по суммарной добыче из ГС составила в среднем в 4,6 раза больше, чем на других скважинах.

Известным мировым рекордом для скважин с малым радиусом искривления с интенсивностью набора кривизны до 10°/10 м является протяженность горизонтального участка ствола 372 м в скважине Вега-5, пробуренной фирмой «Селм» у побережья Сицилии.

В Германии промышленное применение горизонтального бурения началось во второй половине 1980-х гг. В 1994 г. была основана Ассоциация горизонтального бурения (DCA), занимающаяся координацией исследований по проблемам горизонтального бурения, что привело к его существенному удешевлению. Следует отметить, что в Германии ГС используются также для прокладки нефте- и газопроводов, электрокоммуникаций и т.д.

Большое развитие технологии бурения ГС получили в США, где ГС использовались как для разведки и доразведки месторождений (например, в бассейне Уиллисон Северной Дакоты), так и в целях интенсификации добычи нефти. В 1990 г. в штатах Техас, Северная Дакота, Юта было пробурено 850 ГС скважин. За пределами США в том же году было пробурено 200 ГС, половина из которых – в Канаде. Диапазон показателей эффективности применения технологий бурения ГС достаточно широк. Так, например, повторное заканчивание 30-летней скважины в Западном Техасе, при котором на глубине 2360 м был пробурен горизонтальный ствол длиной 60 м, увеличило дебит от 1,27 до 31,8 м³/сут. Затраты окупились уже через 45 дней. С другой стороны, в том же Западном Техасе многие ГС оказались нерентабельными. Это объясняется ошибками как при проектировании скважины, так и при подготовке экономического обоснования проектов.

В 1989 г. фирмой «Юнокал» в Калифорнии пробурена скважина Пойнт А-16 с горизонтальным стволом длиной 1750 м. Максимальный угол отклонения от вертикали составил 87,50 град. Эта скважина превзошла предыдущий рекорд по длине (1223 м), достигнутый фирмой «Эссо Рисорзис» (Канада) на скважине Норманн К-50Х в 1987 г. Горизонтальное смещение забоя на скважине А-16 является в настоящее время наибольшим для скважин с большим радиусом искривления. Кроме того, здесь получен самый длинный искривленный ствол. Истинная глубина по вертикали составляет около 1347 м. При этом длина по стволу составила около 3048 м и ГС бурили при угле наклона более 80 град. Скважина успешно закончена зацементированным хвостовиком. Эффективность технологии разработки нефтяных месторождений ГС доказана на уникальных по величине и продуктивности месторождениях Ближневосточного региона. Пробуренные в Саудовской Аравии, Омане и Египте ГС дают дебиты в 2 – 10 раз больше, чем вертикальные стволы. Кроме того, уменьшается вероятность прорыва водяных и газовых конусов, что способствует более эффективной их эксплуатации. По мере совершенствования технологии стоимость ГС приблизилась к стоимости наклонных и

1.2 Опыт строительства многозабойной скважины

Для уменьшения числа скважин при разработке месторождений и сокращения затрат на их строительство применяется метод многозабойного бурения скважин. Суть метода сводится к бурению основного ствола, его крепления и дальнейшего бурения боковых стволов. При этом боковые стволы либо не обсаживаются, либо обсаживаются обсадными трубами.

При строительстве многозабойных скважин (МЗС) в случае оставления боковых стволов в необсаженном виде велика вероятность обрушения стенок боковых стволов в неустойчивых коллекторах, особенно в сеноманских отложениях. В случае обсаживания боковых стволов колоннами увеличивается время на строительство таких скважин и возрастает металлоемкость конструкции скважин.

Оптимальной конструкцией МЗС в неустойчивых коллекторах является конструкция (рисунок 1.1), в которой первоначально строится верхняя часть 1 основного ствола до продуктивного горизонта и закрепляется обсадными трубами 2. После этого углубляется нижняя часть 3 основного ствола до глубины расположения первого бокового ствола 8. Затем бурится боковой ствол 8 и крепится высокопроницаемым материалом 5, который препятствует обрушению стенок скважины и имеет проницаемость выше, чем у пород продуктивного пласта. В качестве высокопроницаемого материала может использоваться песок, стеклянные шарики или другой материал.

Затем углубляется нижняя часть 3 основного ствола до места расположения следующего бокового ствола, после чего бурится боковой ствол 6, который также крепится высокопроницаемым материалом 5.

Число боковых стволов и их расположение зависит от характера и расположения пласта (пластов).

Применение материала с проницаемостью большей, чем у продуктивного пласта 7, обеспечивает увеличение скорости движения пластового флюида к основному стволу из боковых стволов 6, 8.

После строительства запланированных боковых стволов углубляется нижняя часть 3 основного ствола до проектной глубины и закрепляется перфорированными обсадными трубами или хвостовиком-фильтром 4, подвешиваемым в основном стволе с помощью специального устройства 9, с последующим заполнением кольцевого пространства между стенкой основного ствола и фильтром 4 высокопроницаемым материалом 5.

Пластовый флюид через фильтр 4 основного ствола и проницаемый материал боковых стволов поступает в ствол скважины и затем по лифтовой колонне 10 поднимается на поверхность.

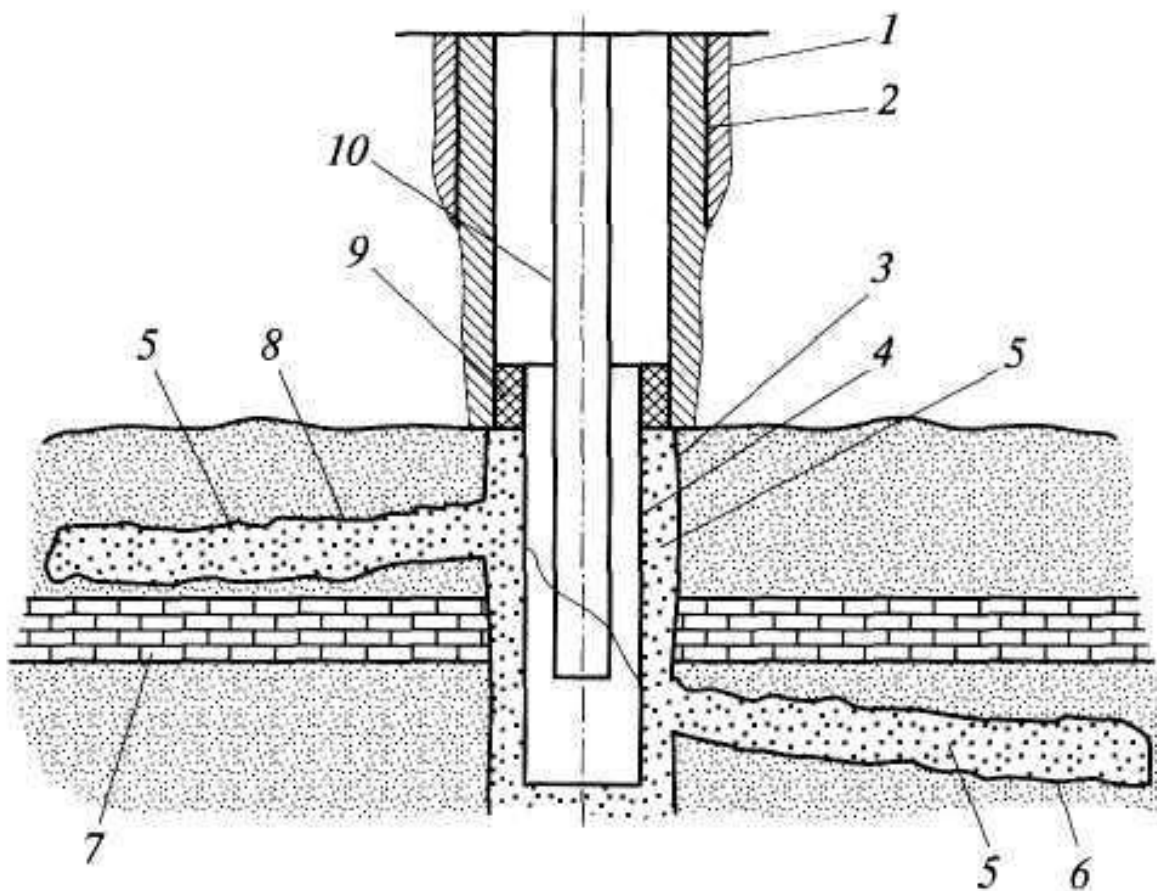


Рисунок 1.1 - Конструкция многозабойной скважины в неустойчивых коллекторах:

1,3 – верхняя и нижняя части основного ствола соответственно;

2 – обсадные трубы; 4 – хвостик-фильтр; 5 – высокопроницаемый материал; 6, 8 – боковые стволы; 7 – продуктивный пласт; 9 – специальное устройство; 10 – лифтовая колонна

1.3 Понятие о горизонтальных скважинах

Горизонтальная скважина – наклонно направленная скважина с зенитным углом более 85 град и горизонтальным участком профиля большой протяженности в продуктивном пласте в целях увеличения его нефтегазоотдачи (продуктивности).

Горизонтальный участок – часть горизонтальной скважины, расположенной в продуктивном пласте.

Пологая скважина (полого направленная) – скважина, траектория которой имеет зенитный угол в продуктивном пласте от 50 до 85 град.

Боковой ствол (БС) – пробуренный в основной обсаженной скважине дополнительный ствол в целях извлечения нефти (газа) из невыработанного участка залежи пласта.

Боковой ствол с горизонтальным участком (БГС) – разновидность БС с участком большой протяженности в продуктивном пласте и профилем, определяемым системой разработки и технологией бурения (рисунок 1.2, а).

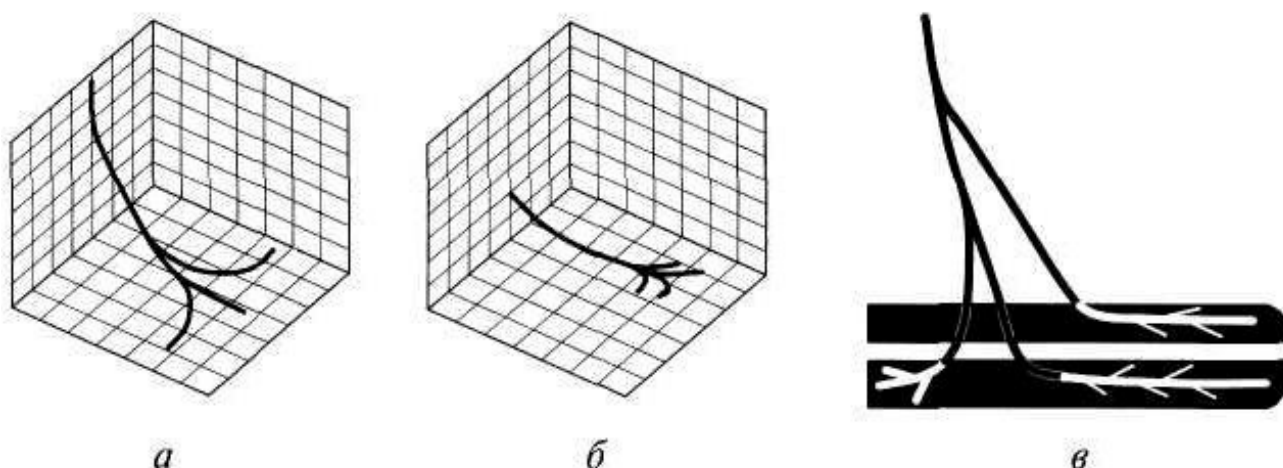


Рисунок 1.2 - Схема профилей многоствольной скважины (а), разветвленной (б) и многоствольно-разветвленной (в)

Многоствольная скважина (МСС) – скважина, в которой из обсаженной основной вертикальной, наклонно направленной или горизонтальной скважины пробурены боковые стволы (БС), в том числе с горизонтальным участком (БГС).

Многозабойная скважина (МЗС) – скважина с обсаженным основным стволом, как правило, до кровли продуктивного пласта и необсаженным основным стволом в продуктивном пласте, из которого проводятся в продуктивный пласт ответвления.

Многозабойная горизонтальная скважина (МЗГС) – разновидность многозабойной скважины, в которой ответвления в продуктивном пласте проводятся из необсаженной части горизонтального участка основного ствола (рисунок 1.2 , б).

Многоствольно-разветвленная скважина (МРС) – многоствольная скважина, в которой из необсаженных участков боковых стволов пробурены в продуктивном пласте необсаженные ответвления (рисунок 1.2, в).

Боковые стволы (БС, Б ГС) строятся из действующего и простаивающего фонда скважин.

Основные виды профилей горизонтальных участков ГС и БГС приведены на рисунке 1.3. Допускается их комбинация, исходя из геологических и технически исполнимых условий, реализация которых обоснована расчетами, выполняемыми с применением программного обеспечения.

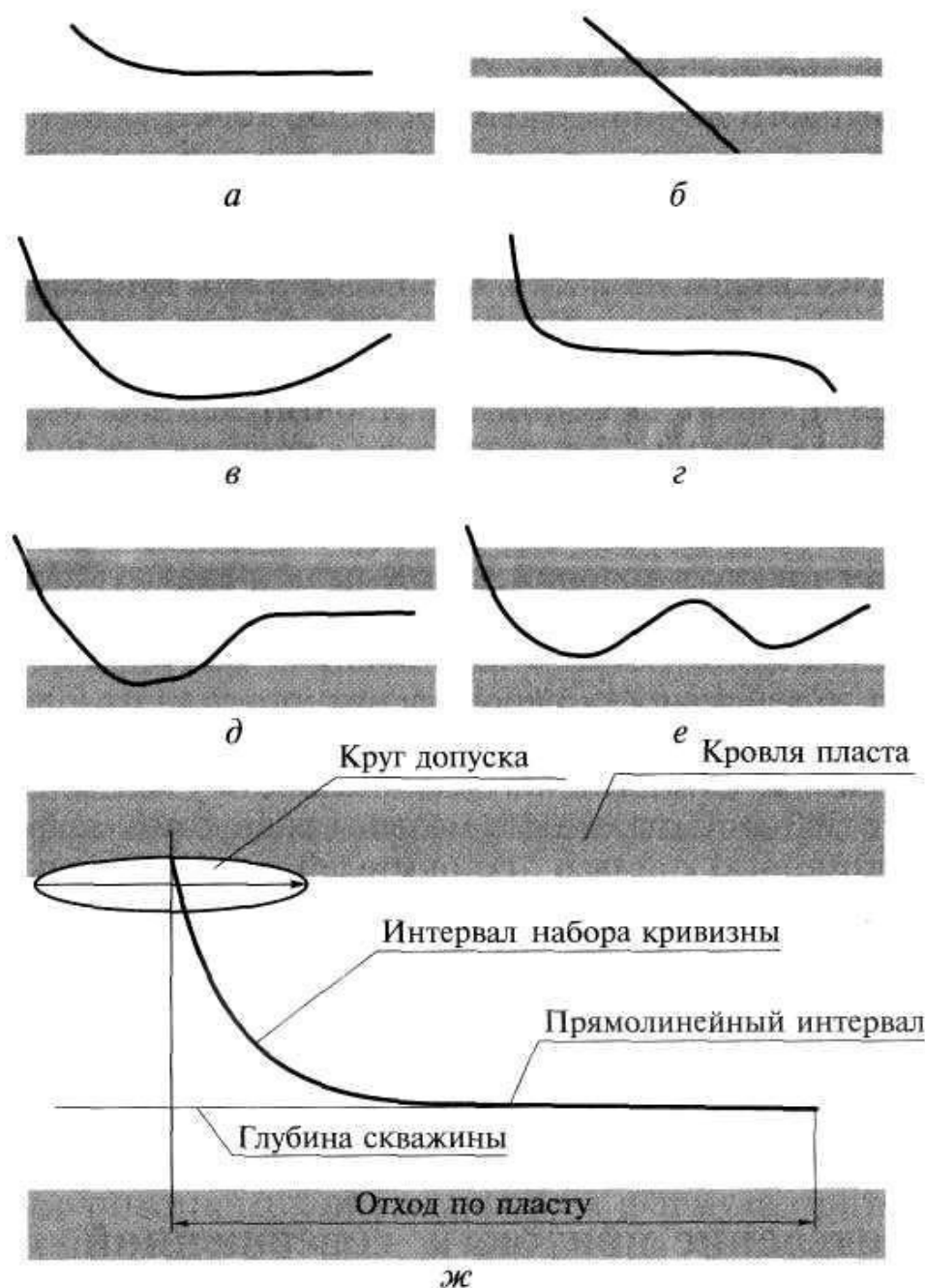


Рисунок 1.3 - Основные типы профилей горизонтальных участков стволов в пласте:

а – прямолинейный; *б* – пологий; *в* – вогнутый; *г* – синусоидальный;

д – вогнуто-выпуклый с прямолинейным участком; *е* – сложно построенный профиль; *ж* – составные элементы прямолинейного ГУ в пласте

КНБК – компоновка низа буровой колонны для горизонтальных скважин содержит: долото, калибратор, забойный двигатель (в том числе с регулируемым углом переноса шпинделя к двигателю), переводник с обратным клапаном, телеметрическую систему (MWD 650, LWD 650), буровые трубы толстостенные (Nevu Waigt), ЯСС, стальные буровые трубы (СБТ), УБТ, СБТ. Направляющий участок КНБК – участок от долота до первой точки касания УБТ или ЗД со стенкой скважины под нагрузкой. Для КНБК с ОЦЭ направляющим является участок от долота до первого центриатора, для КНБК с

отклонителем – участок от долота до вершины угла перекоса отклонителя, для КНБК без центрирующих элементов – участок от долота до первой точки касания забойным двигателем или трубами стенок скважины.

По типу профиля различают трех-, четырех- и пятиинтервальные горизонтальные скважины, а по числу стволов – однозабойные и многозабойные.

В настоящее время у нас в стране и за рубежом наиболее распространена классификация типов горизонтальных скважин, согласно которой выделяют ГС с большим, средним и малым радиусом искривления.

Горизонтальные скважины с большим радиусом искривления характеризуются интенсивностью набора зенитного угла от 0,8 град/10 м до 2,0 град/10 м и имеют радиус искривления в пределах 900...290 м. Проводка скважин такого профиля осуществляется с помощью клиньев-отклонителей. Горизонтальные участки имеют длину до 2500 м. Скважина с таким профилем характерна для тех случаев, когда для достижения заданной точки входа в пласт требуется большое горизонтальное отклонение (в зонах шельфа, при бурении с морских платформ, в экологически сложных или труднодоступных местах).

Горизонтальные скважины со средним радиусом искривления имеют интенсивность набора зенитного угла от 2 град/10 м до 12 град/10 м, радиус искривления 50 м и горизонтальные участки длиной до 2 500 м. Эти скважины бурятся с помощью специальных гидравлических забойных двигателей (отклонитель типа ОШ на базе винтового забойного двигателя ДУ, конструктивная схема которого включает искривленный корпус между шпинделем и двигательной секцией и корпусный шарнир над двигателем) и обычных элементов бурильных колонн. Компоновки с двойным углом перекоса рассчитаны на набор зенитного угла с интенсивностью до 12 град/10 м. Горизонтальный участок бурят компоновками, включающими забойный двигатель с регулируемым углом перекоса. Такой профиль скважины предпочтителен для бурения на суше и многозабойного бурения (доразбуривание разрабатываемых месторождений, повышение нефтеотдачи, интенсификация добычи). На практике скважиной со средним радиусом искривления считают такую, в которой КНБК нельзя вращать после проходки участка набора зенитного угла.

Горизонтальные скважины с малым радиусом искривления имеют интенсивность набора зенитного угла от 5 град/10 м до 10 град/10 м, которому соответствует радиус искривления в диапазоне от 6 до 12 м. Длина горизонтального участка изменяется от 90 до 300 м. Скважины с малыми радиусами искривления бурятся с помощью клиньев отклонителей и по специальной технологии. Такой профиль характерен для бурения дополнительных стволов из эксплуатируемых скважин, в том числе для вовлечения в разработку трудноизвлекаемых запасов.

По системе разработки месторождений с помощью ГС различают следующие схемы: линейную, блочно-линейную, лучевую и радиально-лучевую многоярусную системы.

ГЕОМЕТРИЯ СТВОЛА ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ, ТИПЫ ЗАБОЯ СКВАЖИНЫ, ВНУТРИСКВАЖИННОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

2.1 Требования к конструкции и внутрискважинному оборудованию горизонтальных скважин

Конструкция горизонтальной скважины в части надежности, технологичности и безопасности должна обеспечивать:

- максимальное использование пластовой энергии продуктивных горизонтов в процессе эксплуатации за счет выбора оптимального диаметра эксплуатационной колонны и возможности достижения проектного уровня гидродинамической связи продуктивных отложений со стволом скважины;
- применение эффективного оборудования, оптимальных способов и режимов эксплуатации, поддержания пластового давления, теплового воздействия и других методов повышения нефтеотдачи пластов;
- условия безопасного ведения работ без аварий и осложнений на всех этапах строительства и эксплуатации скважины;
- получение необходимой горно-геологической информации по вскрываемому разрезу;
- условия охраны недр и окружающей среды, в первую очередь благодаря прочности и долговечности крепи скважины, герметичности обсадных колонн и кольцевых пространств, а также изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга, от проницаемых пород и дневной поверхности;
- максимальную унификацию по типоразмерам обсадных труб и ствола скважины.

Оптимальное число обсадных колонн и глубины установки их башмаков при строительстве ГС определяется числом зон с несовместимыми условиями проводки ствола по градиентам пластовых давлений гидравлического разрыва пластов (ГРП), прочности и устойчивости пород. Башмак обсадной колонны, перекрывающий породы, склонные к текучести, следует устанавливать ниже их подошвы или в плотных пропластках.

До вскрытия продуктивных и напорных водоносных горизонтов должен предусматриваться спуск как минимум одной промежуточной колонны или кондуктора до глубины, исключающей возможность разрыва пород после полного замещения бурового раствора в скважине пластовым флюидом или смесью флюидов.

Необходимая разность диаметров скважин и муфт обсадных колонн должна выбираться исходя из оптимальных значений, установленных практикой бурения и обеспечивающих беспрепятственный спуск каждой колонны до проектной глубины, а также качественное их цементирование.

Выбор обсадных труб и расчет обсадных колонн на прочность проводятся с учетом максимальных ожидаемых избыточных наружных и внутренних

давлений при полном замещении бурового раствора (жидкости глушения) пластовым флюидом или газожидкостной смесью, снижения уровня в процессе освоения или механизированной добычи, нагрузок, возникающих в результате пространственного искривления скважин, а также осевых нагрузок на трубы и агрессивности флюида как на стадиях их строительства, так и эксплуатации.

Прочность кондукторов, технических колонн и установленного на них противовыбросового оборудования (ПВО) должна обеспечивать:

- герметизацию устья скважины в случаях газоводонефтепроявлений (ГВНП), выбросов и открытого фонтанирования с учетом превышения дополнительного давления, необходимого для глушения скважины, не менее чем на 10 %;

- устойчивость (сохранение целостности) при воздействии гидростатического давления столба бурового раствора максимальной плотности;

- противостояние воздействию максимальных сжимающих нагрузок в случаях открытого фонтанирования или поглощения со снижением в скважине уровня бурового раствора, а также в интервалах залегания склонных к текучести пород.

Стандарты и технические условия по изготовлению обсадных труб должны быть согласованы с Ростехнадзором. Использование импортных обсадных труб допускается при соответствии их зарубежным стандартам, подтвержденным сертификатом производителя.

Конструкция устья скважины, колонных головок, герметизирующих устройств должна обеспечивать:

- подвеску с расчетным натяжением промежуточных и эксплуатационных колонн с учетом компенсации температурных деформаций на всех стадиях работы скважины (колонны), а также подвеску колонны бурильных труб на противовыбросовом оборудовании;

- контроль за возможными флюидопроявлениями за обсадными колоннами;

- возможность аварийного глушения скважины;

- герметичность межколонного пространства при строительстве и эксплуатации скважин;

- испытание обсадных колонн и межколонного пространства на герметичность.

Конструкция скважины должна предусматривать возможность реконструкции крепи скважины, в том числе путем забуривания и проводки нового ствола скважины.

Кроме того, проекты на строительство ГС должны содержать:

- обоснование профиля и интенсивности искривления (радиуса искривления) ствола скважины, исходя из заданной протяженности горизонтального положения в продуктивном пласте;

- расчеты дополнительных изгибающих нагрузок на колонны обсадных, бурильных и насосно-компрессорных труб в интервалах резкого искривления ствола;

- перечень мероприятий по обеспечению безотказной и безаварийной

работы колонн обсадных, бурильных и насосно-компрессорных труб в условиях интенсивного искривления ствола скважины в зенитном и азимутальном направлениях;

- коэффициенты запаса прочности для расчета обсадных колонн и обеспечения герметичности их резьбовых соединений;

- технические условия по обеспечению проходимости внутри колонн инструмента и приспособлений для проведения технологических операций, приборов, ловильного инструмента и внутрискважинного оборудования;

- перечень мероприятий по минимизации износа обсадных колонн при спуско-подъемных операциях (СПО) и других, предотвращению желобообразований в интервалах искривления ствола и на горизонтальном участке;

- гидравлическую программу, обеспечивающую транспортировку шлама из горизонтального участка ствола скважины и удаление газовых шапок, формирующихся в верхней части горизонтального ствола скважины;

- крепление скважины в интервалах интенсивного искривления и на горизонтальном участке (при необходимости);

- допустимые нагрузки на стенки скважины от силы прижатия (сцепления) колонны бурильных труб в местах интенсивного набора кривизны.

Как правило, при протяженности горизонтального участка ствола скважины более 300 м применение верхнего привода в буровой установке и подъемных агрегатах обязательно.

Для удаления газовых шапок в верхней части горизонтального участка (в местах расширения ствола, перегибах и т.п.) интенсивность промывки в начале каждого долбления должна обеспечивать образование турбулентного потока в кольцевом пространстве горизонтальной части ствола. Момент выхода разгазированной пачки раствора на поверхность должна фиксироваться и при необходимости регулироваться.

Расчет обсадных колонн должен производиться с учетом следующих условий:

- коэффициент запаса прочности на избыточное давление имеет следующие значения: для секций, находящихся в пределах горизонтального участка, изменяется от 1,3 до 1,5; для секций, находящихся в интервалах с интенсивностью искривления от 3,0 град/10 м до 5,0 град/10 м, составляет 1,05; для секций в интервалах искривления свыше 5 град/10 м равен 1,10;

- коэффициент запаса прочности на внутреннее давление должен быть не менее 1,15.

При проведении расчетов для горизонтальных участков следует выбирать трубы необходимой нормальной группы прочности с максимальной толщиной стенки (трубы исполнения А по ГОСТ 632–80), а для интервалов интенсивного набора кривизны – трубы более высоких групп прочности.

Выбор резьбовых соединений и герметизирующих средств в интервалах интенсивного искривления ствола скважины должен производиться на основании данных, приведенных в таблице 2.1.

Компоновка бурильных труб, расчеты ее на прочность должны

составляться и выполняться с учетом следующих положений:

- в горизонтальном участке ствола должны находиться бурильные трубы максимально возможного диаметра с минимальной толщиной стенок;
- в интервале искривления и выше устанавливаются толстостенные бурильные трубы;
- УБТ располагается выше интервала интенсивного искривления ствола скважины.

Таблица 2.1

Типы резьбовых соединений обсадных труб, рекомендуемых для искривленных интервалов ствола скважины

Интенсивность искривления. град/10 м	Избыточное внутреннее давление, МПа	Сочетание резьбовых соединений и герметизирующих средств	
		оптимальное	допускаемое
Жидкая среда			
5,0... 10,0	<25,0	ОТТГ (Р-2, Р-402)	ОТТМ с тефлоновым кольцом
	>25,0	ТБО (Р-2, Р-402)	ОТТГ (Р-2, Р-402, Р-416)
Свыше 10.0	<25,0	ТБО (Р-2, Р-402)	ОТТГ (Р-2. Р-402, Р-416)
	> 25,0	VAM (аналоги)	ТБО (Р-2, Р-402)
Газовая среда			
5,0... 10,0	<25.0	ТБО (Р-2, Р-402)	ОТТГ (Р-2, Р-402)
	>25,0	VAM (аналоги)	ТБО (Р-2, Р-402)
Свыше 10.0	<25,0	VAM (аналоги)	ТБО (Р-2, Р-402)
	> 25,0	VAM (аналоги)	VAM (аналоги)

Выбор наружного диаметра замковых соединений бурильной колонны и их конструкции производится с учетом проектной интенсивности искривления ствола в целях минимизации нагрузок на стенку скважины для предупреждения желобообразований и снижения износа обсадных колонн. Возникновение нагрузок на стенки скважин выше предельных значений, установленных проектом строительства скважин, недопустимо.

Требования на внутрискважинное оборудование определяют из условия проходимости в интервалах набора кривизны (для скважин с малым, средним и большим радиусом искривления), возможности безотказной работы в наклонных и горизонтальных участках ствола скважины. При этом прочностные характеристики скважинного оборудования должны соответствовать параметрам конструкции скважины.

Тип внутрискважинного оборудования закладывается на стадии проектирования и регламентируется проектом на строительство ГС.

2.2 Выбор конструкции эксплуатационного забоя наклонных и горизонтальных скважин

Выбор конструкции эксплуатационного забоя скважин (ЭЗС) в зависимости от горно-геологических условий и метода их заканчивания обосновали К.О. Стокли и Р. Г. Дженсен.

Существенными преимуществами заканчивания скважин наклонными и горизонтальными стволами (НГС) без крепления вскрытого интервала продуктивного пласта являются:

- возможность проведения селективных испытаний интенсификации притока и установки изоляционных мостов;
- возможность спуска фильтра-хвостовика необходимой конструкции после проведения комплексных исследований ПЗП;
- снижение в целом затрат на заканчивание скважин.

Заканчивание скважин с открытым забоем дает возможность установить закономерности притока и выполнить любую операцию КРС.

Крепление ЭЗС НГС фильтром-хвостовиком, перфорированным без учета профиля притока углеводородов по стволу, не всегда оказывается эффективным и может привести к досрочной ликвидации скважины.

Крепление эксплуатационной колонной всего ствола НГС с последующим цементированием и перфорацией обеспечивает надежное разобщение пластов и предотвращает интенсивное разрушение слабоустойчивых горных пород в ПЗП. Кроме того, значительно повышается эффективность проведения КРС в обсаженной скважине.

Однако характеристики притока в большинстве зацементированных эксплуатационных колонн, в том числе и укороченных, снижались по длине ствола. На рисунке 2.1 видно, что 75 % притока приходится на 30 % протяженности перфорированного интервала, а последняя треть интервала горизонтального ствола обеспечивает только 10 % притока.

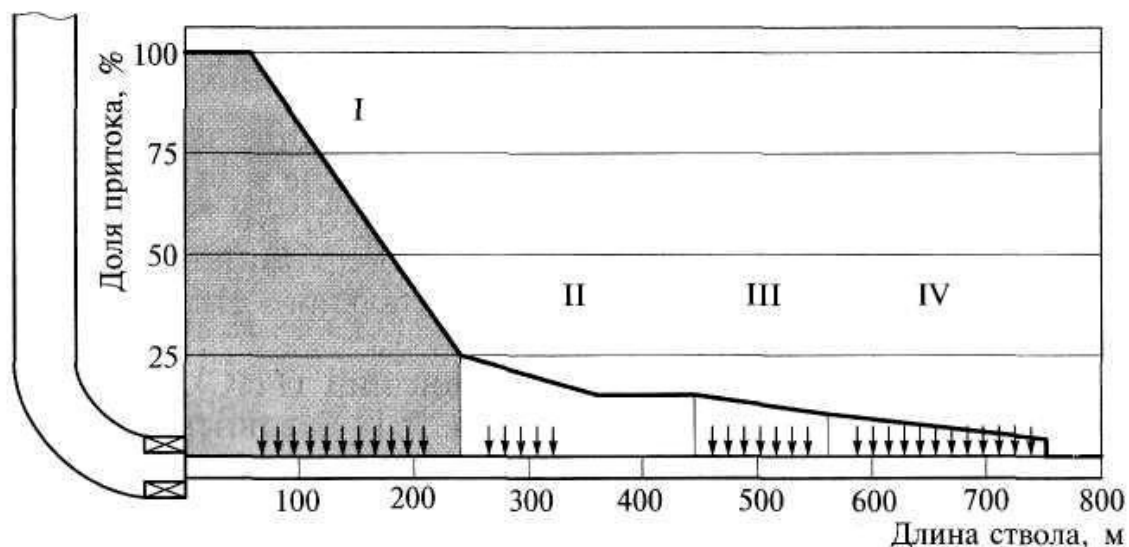


Рисунок 2.1 - Изменение притока флюида по длине горизонтального участка ствола, обсаженного перфорированной колонной

В результате геофизических исследований (ГИС), проведенных комплексом «Горизонт» в НГС скв. 3514 Бавлинского нефтяного месторождения республики Башкортостан, также отмечено уменьшение коэффициентов нефтенасыщенности карбонатных пород турнейского яруса по стволу скважины.

Таким образом, увеличение длины ствола не всегда адекватно приводит к увеличению дебита. Кроме того, чем длиннее ствол и выше дебит, тем больше гидравлические сопротивления потоку газа или нефти. Увеличение потерь давления по длине горизонтально-наклонного и вертикального ствола увеличивают репрессию на пласт от начала его вскрытия до забоя. Поэтому в каждом конкретном случае необходимо оптимизировать длину горизонтального участка ствола с учетом горно-геологических условий вскрытия продуктивного пласта.

Можно выделить три группы ГС в зависимости от конструкции их эксплуатационного забоя:

- скважины, в которых продуктивный пласт обсажен укороченными колоннами (фильтрами-хвостовиками), в основном диаметром 114 мм;
- скважины с необсаженными (открытыми) горизонтальными стволами;
- скважины с боковыми горизонтальными стволами малого диаметра, обсаженными и необсаженными фильтрами-хвостовиками.

В результате анализа фактического материала удалось установить, что во всех ГС абсолютное значение дебитов нефти выше, чем в ВС, в среднем по первой, второй и третьей группам соответственно в 4,3; 2,2; 2,1 раза. При этом прослеживается тенденция увеличения дебитов с ростом вскрытой эффективной мощности ($h_{эф}$) горизонтального участка ствола.

Большое разнообразие геолого-технических условий эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, различное состояние их разработки требуют индивидуального подхода к проектированию горизонтальных скважин даже в пределах одного месторождения или площади.

Основной целью бурения горизонтальной скважины является не пересечение продуктивного пласта в поперечном направлении, как при наклонном бурении, а вскрытие нефтегазосодержащей части пласта продольным стволом. Поэтому проектирование горизонтальной скважины целесообразно начинать с определения протяженности, формы и направления горизонтального участка скважины.

Указанные параметры зависят от степени неоднородности продуктивного пласта, его мощности и литологии, распределения горной породы по твердости и устойчивости разреза.

Геологическая характеристика разреза должна давать полное представление о следующих моментах:

- возможность заканчивания скважины без разобщения и изоляции

- нижней части разреза, включая продуктивный пласт;
- наличие интервалов устойчивых пород и их мощность;
- литологический состав, характер и степень фациальных изменений пород продуктивного пласта и вышележащих пластов;
- углы наклона пласта и его мощность.

Эксплуатационная характеристика пласта должна включать:

- запасы нефти, добыча которых вертикальными или наклонными скважинами затруднена или практически невозможна;
- пластовое давление;
- состояние разработки залежи;
- режим работы пласта;
- способы эксплуатации и предполагаемая частота, причины и характер ремонтов;
- эффективность других методов интенсификации добычи и методов увеличения нефтеотдачи.

Протяженность и форму горизонтального участка следует окончательно выбирать только после бурения и пробной эксплуатации на конкретном месторождении нефти и газа нескольких промышленно-оценочных горизонтальных скважин, так как опыт показывает, что характеристика залежи, полученная по вертикальным разведочным или эксплуатационным скважинам, отстоящим друг от друга на большие расстояния, бывает совершенно недостаточна для проектирования горизонтальных скважин, где по сравнению с наклонно направленным бурением требуется значительно большая детализация продуктивных отложений.

В продуктивных пластах (однородных или неоднородных) небольшой толщины (5 – 7 м на глубине залегания до 800 м и 10-15 м на глубине залегания 800-2000 м) целесообразно вписывание горизонтального участка в средней по толщине части пласта по траектории, параллельной кровле и подошве пласта (рисунок 2.2).

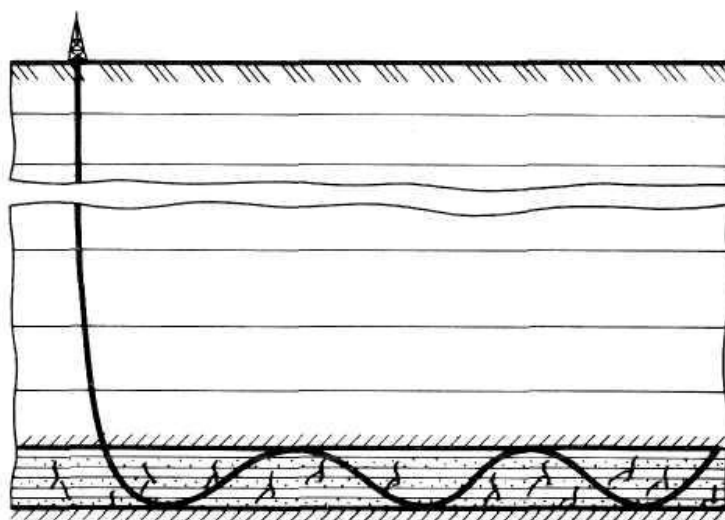


Рисунок 2.2 - Схема расположения горизонтального ствола в продуктивном пласте малой толщины

Низкопроницаемые пласты значительной толщины с преимущественно вертикальной трещиноватостью в водоплавающих залежах с активной подошвенной водой (рисунок 2.3) целесообразно разбуривать параллельным горизонтальным стволом.

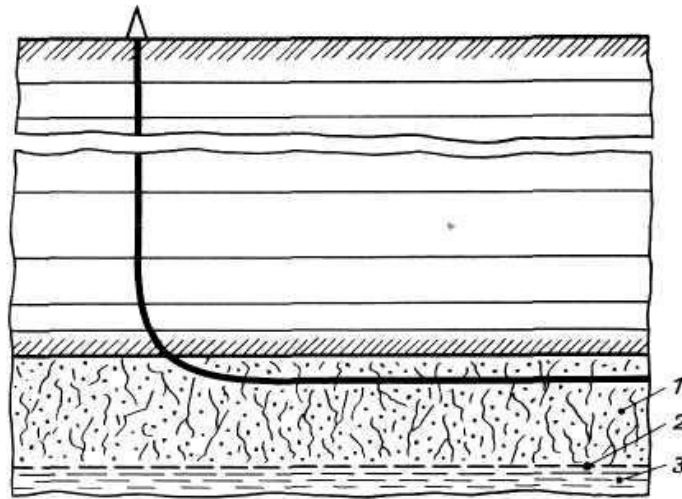


Рисунок 2.3 - Вскрытие пластов с вертикальной трещиноватостью горизонтальным стволом:

1 – нефтяной пласт; 2 – ВНК; 3 – водяная зона

Такой профиль скважины позволит пересечь значительно большее число продуктивных вертикальных трещин. Кроме того, благодаря большей поверхности фильтрации возможна эксплуатация с небольшой депрессией для предупреждения прорыва воды по трещинам. Даже в условиях значительного уменьшения депрессии, в связи с многократным расширением зоны дренирования, горизонтальные скважины дают большие дебиты.

Если проводка параллельного горизонтального участка планируется в непосредственной близости от кровли продуктивного пласта, то такой горизонтальный участок проектируется выпуклым и его проводка осуществляется с малоинтенсивным уменьшением зенитного угла.

В продуктивных пластах мощностью более 20 м проводка горизонтального участка может быть осуществлена также по выпуклому профилю.

Для увеличения продуктивности горизонтальных скважин и времени их эксплуатации в условиях низких пластовых давлений рекомендуется использовать вогнутые горизонтальные участки.

Если продуктивный пласт имеет небольшую мощность и неоднородную структуру, при которой продуктивные зоны чередуются с непродуктивными прослоями, причем точное расположение продуктивных зон неизвестно, то такие пласты целесообразно вскрывать волнообразно (рисунок 2.4).

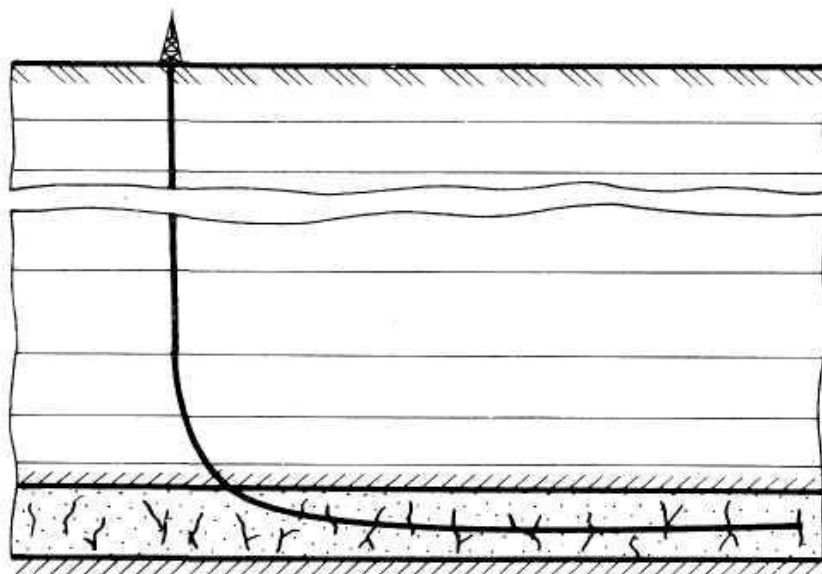


Рисунок 2.4 - Вскрытие слоистых пластов волнообразным стволом

Такой вид горизонтального участка может успешно применяться в залежах платформенного типа, когда толщина пласта и прослоев меняется по площади, продуктивный разрез недостаточно устойчив, а в непосредственной близости над ним залегают породы, требующие надежной изоляции обсадными трубами с цементированием. Залежи подобного типа широко распространены в России (например, в Западной Сибири) и за рубежом, из них добывается основное количество углеводородов. В этих условиях из-за слоистого строения продуктивного пласта вследствие частого переслаивания песчаников прослоями глин или аргиллитов вскрытие пласта параллельным и пологонаклонным стволом не всегда оказывается целесообразным.

Представляется перспективной разработка техники и технологии бурения волнообразных стволов, позволяющих многократно (до 6 – 10 раз) пересекать продуктивный пласт. При необходимости следует предусмотреть изоляцию продуктивного пласта креплением обсадной колонной и цементированием с последующей перфорацией против нефтеносных пластов. Бурение таких скважин позволит коренным образом улучшить разработку нефтяных месторождений упомянутого типа (например, в Западной Сибири), поскольку повышается вероятность многократного вскрытия каждого из прослоев, что равнозначно уплотнению сетки скважин и должно приводить к увеличению как текущих отборов нефти, так и конечной нефтеотдачи.

Волнообразный ствол по сравнению с пологонаклонным и параллельным стволами при одинаковой проходке в пределах продуктивного пласта дает при прочих равных условиях больший дебит. Волнообразный ствол целесообразно применять при отсутствии в кровле и подошве активных водоносных, газоносных и поглощающих пластов, так как возможны выходы ствола за пределы пласта. Не следует использовать волнообразный профиль горизонтального участка для вскрытия небольших по мощности продуктивных пластов, состоящих из прослоев горных пород, резко отличающихся по твердости.

В условиях слоистонеоднородных пластов небольшой толщины, расчлененных непроницаемыми прослоями, характерных для многих залежей нефти Западной Сибири, горизонтальный ствол, параллельный кровле или подошве пласта, может пройти по одному из непродуктивных прослоев (рисунок 2.5). Основная часть разреза при этом окажется невскрытой. При переслаивании песчаников с глинами целесообразно пересекать продуктивный пласт пологонаклонным горизонтальным стволом от кровли до его подошвы (рисунок 2.5).

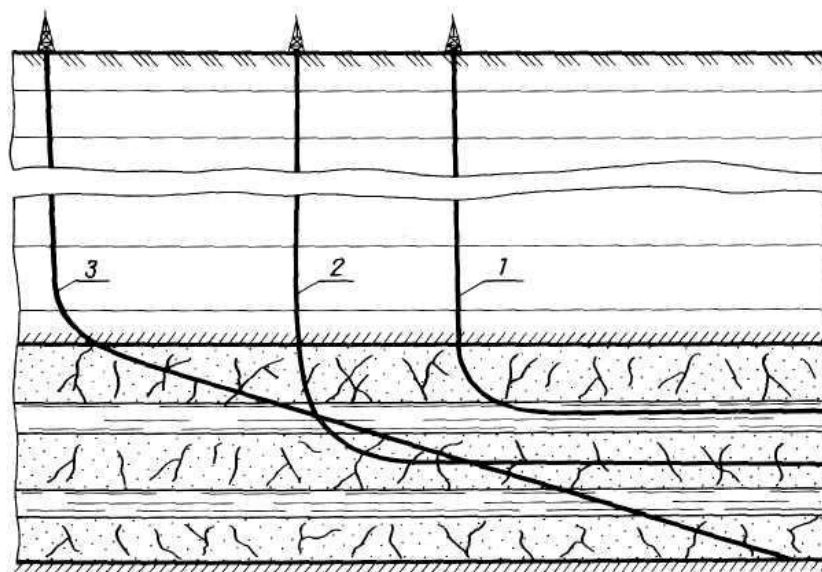


Рисунок 2.5 - Вскрытие горизонтальным стволом слоистого продуктивного пласта: 1,2 – параллельный ствол в непроницаемом и проницаемом слоях соответственно; 3 – пологонаправленный ствол

Пологонаклонные горизонтальные участки проектируются преимущественно тангенциальными. Если геологические или иные условия не позволяют осуществлять стабилизацию зенитного угла непосредственно в продуктивном пласте, то используются горизонтальные участки выпуклой или вогнутой формы.

Оптимальная протяженность горизонтального участка скважин по критерию минимума затрат на бурение составляет 400 – 500 м при средних глубинах 1200 – 2600 м, а по критерию минимума общих затрат на разработку месторождения нефти – 700 – 800 м. Максимальная протяженность горизонтального участка составляет $(0,5 \div 1,9)H_{\text{в}}$.

Направляющая часть профиля горизонтальной скважины проектируется с учетом прежде всего реализации запланированных параметров горизонтального участка в намеченном месте продуктивного пласта с использованием современных технических средств и технологии.

Геометрия направляющей части профиля горизонтальной скважины зависит от следующих факторов:

- горно-геологических условий бурения, структуры и литологии горных пород, расположенных непосредственно над вскрываемым продуктивным пластом;

- ☐ конструкции скважины;
- ☐ протяженности горизонтального участка;
- ☐ статического уровня пласта;

2.4 Профили многозабойных скважин

Принципиальной схемой при многозабойном вскрытии пластов является разветвленная скважина. Извлечение нефти производится из одного наиболее близкого к вертикали ствола, а ответвления служат дополнительными дренажными каналами, по которым нефть поступает в основной ствол из отдаленных участков нефтеносного пласта, а также из вскрытых стволами высокопродуктивных трещин или линз, остающихся между обычными однозабойными скважинами и не затронутых разработкой. Другими словами, под многозабойными скважинами (МЗС) понимаются скважины, имеющие в нижней части основного ствола разветвления в виде двух и более протяженных горизонтальных, пологонаклонных или волнообразных стволов, у каждого из которых интервал вскрытия продуктивного пласта, как правило, в два раза и более превышает толщину пласта.

Форма скважины может быть самой различной: стволы могут ответвляться на различной высоте от подошвы продуктивного пласта или на различных расстояниях друг от друга и иметь различные радиусы искривления, оканчиваться вертикально, наклонно или горизонтально вдоль пласта.

Большое разнообразие геолого-технических условий, различное состояние разработки месторождений, условия и способы эксплуатации требуют применения различных видов профиля, числа и протяженности стволов многозабойной скважины.

Выбор формы разветвления скважин зависит от толщины продуктивного пласта и его литологической характеристики, наличия или отсутствия над ним пластов, требующих изоляции. Радиусы искривления стволов и глубины мест забуривания зависят от пластового давления, режима движения жидкости в пласте и применяемых мер по поддержанию пластового давления. Профили стволов, их длина и число ответвлений зависят от степени неоднородности продуктивного пласта, толщины пласта, литологии, распределения твердости пород, степени устойчивости разреза. Рекомендации на составление проекта МЗС для каждого конкретного месторождения должны выдаваться в результате совокупного рассмотрения указанных геолого-технических условий.

В настоящее время разработано много различных форм разветвления и профилей стволов МЗС, отличающихся друг от друга числом ответвлений, их формой и протяженностью.

Основными предпосылками для выбора той или иной формы скважины и профиля ее стволов, как и для горизонтальной скважины, являются геологическая характеристика данного разреза, условия эксплуатации и

разработки, с одной стороны, и технические возможности современного уровня техники и технологии бурения, крепления, освоения и ремонта многозабойных скважин, с другой.

В процессе эксплуатации пробуренных многозабойных скважин было установлено, что входы в дополнительные стволы, забуренные в устойчивых участках разреза, сохраняются в течение всей жизни скважины и обеспечивают нужное попадание труб для ремонта или эксплуатации. Было также установлено, что в случае необходимости дополнительные стволы можно крепить перфорированными хвостовиками с воронками на верхнем конце.

При проектировании многозабойных скважин основная задача - получение максимальных текущих и накопленных отборов нефти при условии длительного использования стволов при эксплуатации. Скорость и сложность работ по бурению МЗС являются подчиненными вопросами, разумеется, с

2.6 Многоярусные скважины

Для пластов большой толщины (100 м и более) в некоторых случаях целесообразно использовать многоярусные скважины. В каждом ярусе бурят по три-четыре дополнительных ствола. Для различных целей разработки сооружают по два-три яруса горизонтальных стволов. Такие скважины могут успешно использоваться при разработке, например, залежей с высоковязкими нефтями. Теплоноситель в этом случае можно закачивать в определенном порядке циклически в средний ярус скважин, а отбор нефти производится через ярус дополнительных горизонтальных стволов из верхнего и нижнего ярусов.

Многоярусные скважины могут использоваться для равномерного охвата пласта дренированием при схемах вертикального вытеснения снизу вверх или сверху вниз. При разработке на естественном режиме такие скважины могут создавать условия для наиболее полного и быстрого отбора нефти. Для лучшего дренирования пласта направления отдельных стволов в плане в различных ярусах не должны совпадать (рисунок 2.6).

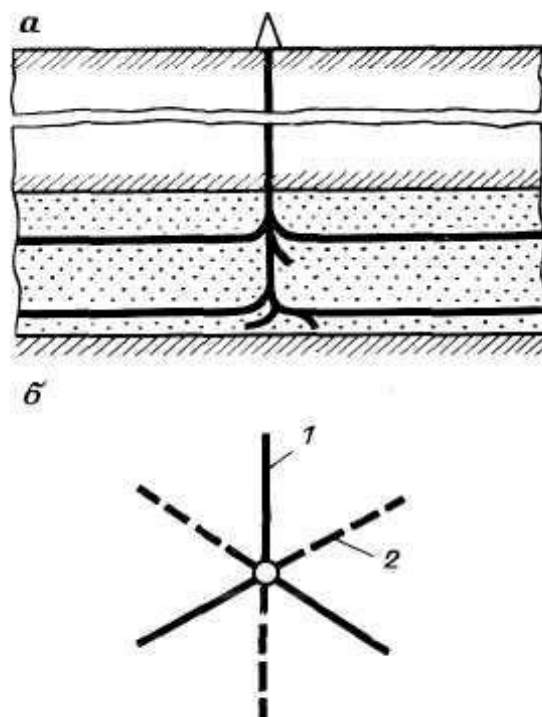


Рисунок 2.6 - Схематичный профиль многоярусной скважины:
1, 2 - ствол верхнего и нижнего ярусов соответственно

Многоярусные скважины с горизонтальными стволами могут быть рекомендованы для залежей большой толщины, имеющих газовую шапку. В этом случае верхний ярус стволов (три – четыре ствола) бурят в пределах газовой шапки, нижний ярус стволов – в пределах нефтяной части залежи (рисунок 2.7).

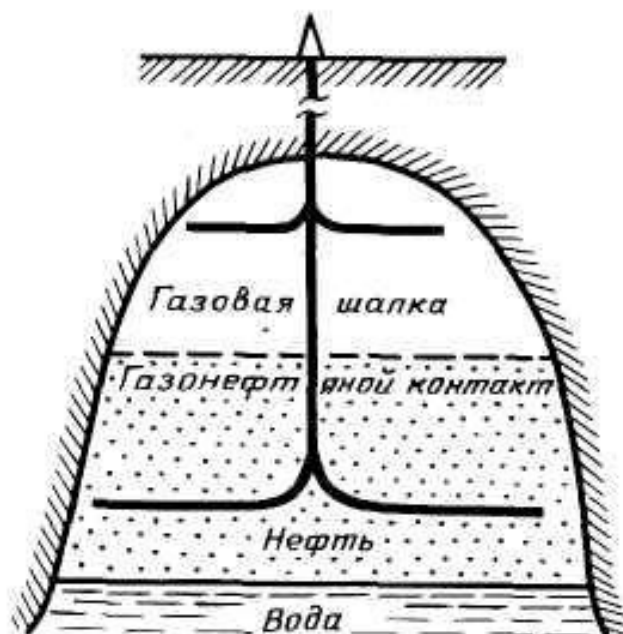


Рисунок 2.7 - Схема возможного применения многоярусных скважин при разработке нефтегазовых залежей

Лекция 3

ВЫБОР ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ РАБОТЫ СКВАЖИН

3.1 Основные принципы выбора технологических режимов работы скважин

В каждом проекте разработки решается определенное количество принципиальных и множество второстепенных задач. К таким принципиальным вопросам относятся системы разработки, размещение и тип скважин (вертикальная или горизонтальная), их технологические режимы, система сбора и подготовки скважинной продукции и т.д.

Придание определяющего значения технологическому режиму работы скважин оправдано тем, что основная его задача сводится к обоснованию дебита проектных скважин. В свою очередь с дебитом скважин связаны число и обвязка скважин, что определяет отчасти экономические показатели разработки залежи. При выборе технологических режимов работы скважин проектируемого месторождения должны быть рассмотрены и выбраны наиболее оптимальные режимы для данного месторождения с учетом следующих критериев:

$dp/dR = \text{const}$ – постоянный градиент давления, с которым должны эксплуатироваться скважины;

$\Delta p = p_m(t) - p_s(t) = \text{const}$ – постоянная депрессия на пласт;

$p_s(t) = \text{const}$ – постоянное забойное давление;

$Q(t) = \text{const}$ – постоянный дебит;

$p_y(t) = \text{const}$ – постоянное устьевое давление;

$v(t) = \text{const}$ – постоянная скорость восходящего потока.

Для любого месторождения при обосновании технологического режима работы скважины следует выбрать один (очень редко два) из этих критериев.

Для выбора критериев технологического режима работы скважин сначала следует установить определяющий фактор или группы факторов для обоснования режима эксплуатации проектных скважин.

Режим постоянного градиента давления на стенке скважины следует выбрать, если пласт неустойчивый или слабоустойчивый и происходит разрушение призабойной зоны при превышении некоторого значения градиента давления. Величина градиента, исключая разрушения призабойной зоны, устанавливается в процессе промысловых газодинамических исследований.

Как правило, разрушение породы в зависимости от устойчивости пласта происходит, начиная с некоторого значения градиента. Градиент давления при одной и той же депрессии на пласт может быть неодинаковым и зависит от свойств пористой среды и фильтрующегося в ней флюида. Как видно из рисунка 3.1, максимальный градиент давления приходится на зону, примыкающую к стенке скважины.

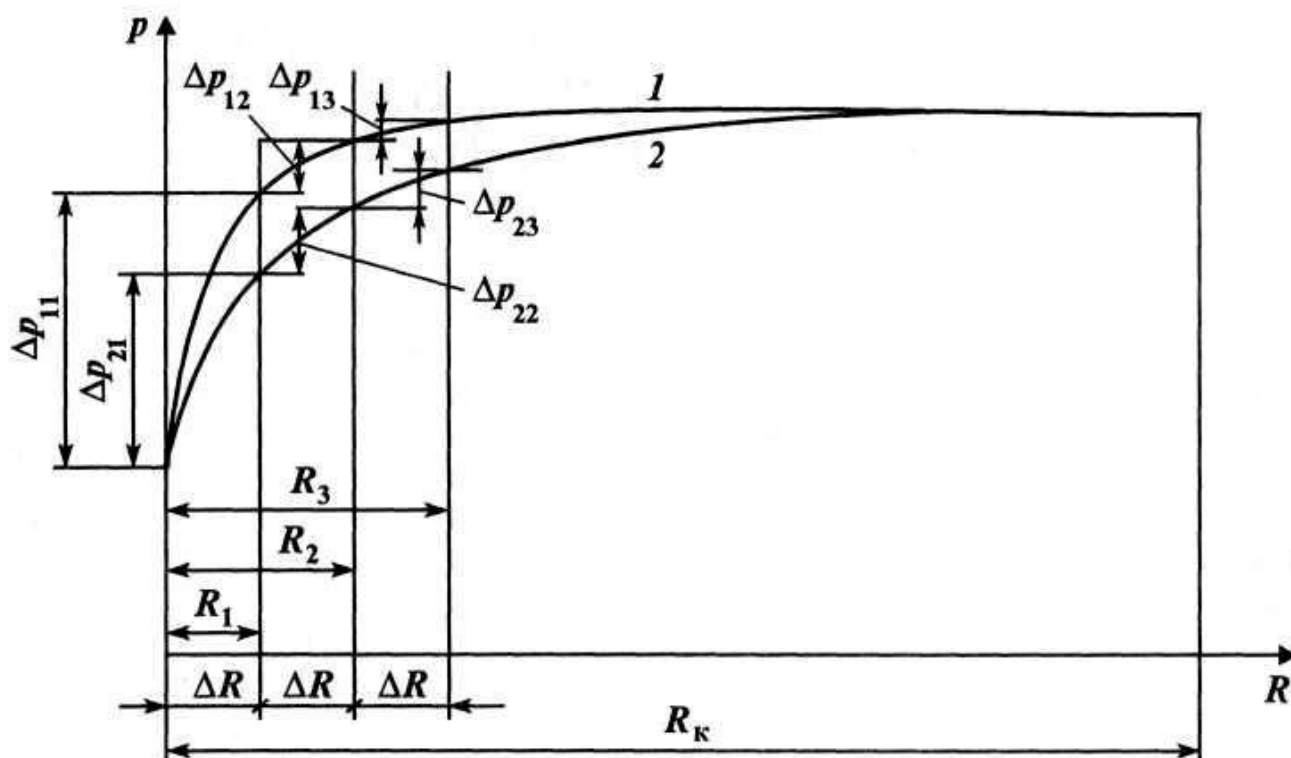


Рисунок 3.1 – Определение градиента давления в пластах с различными проницаемостями (1, 2)

Поэтому при обосновании режима необходимо построить для скважин по известным данным о параметрах пласта и газа зависимость градиента давления от радиуса зоны дренирования и установить величину Δp_i для выбранного ΔR_i , где $0,1 \leq \Delta R \leq 0,5$ м, а затем сопоставить величину полученного градиента давления с табличными градиентами, установленными как предельные, превышение которых приводит к разрушению пласта.

Предельно допустимые градиенты давления в породах с различной устойчивостью приведены ниже:

$dp/dR \leq 0,005$ МПа/см – в неустойчивых коллекторах;

$0,005 \leq dp/dR \leq 0,01$ – в слабоустойчивых коллекторах;

$0,01 \leq dp/dR \leq 0,1$ – в среднеустойчивых к разрушению коллекторах;

$0,10 \leq dp/dR \leq 0,15$ МПа/см – в устойчивых к разрушению коллекторах;

$dp/dR > 0,15$ МПа/см – в высокоустойчивых, неразрушающихся коллекторах.

Крайне важно при обосновании технологического режима работы скважин, исходя из условий предупреждения разрушения призабойной зоны пласта, установить характер зависимости количества твердых примесей в газе при различных градиентах давления и его изменение во времени при постоянном градиенте давления в пласте. Естественно, что чем меньше градиент давления, тем меньше дебит и тем больше число скважин для обеспечения заданного отбора газа из месторождения. Поэтому при проектировании следует допускать возможность разрушения призабойной зоны из-за необходимости установления приемлемого дебита проектных скважин,

при этом обеспечить необходимую скорость восходящего потока газа для выноса продуктов разрушения на поверхность.

Режим постоянной депрессии на пласт следует использовать, если существует возможность деформации пласта, приводящей к ухудшению проницаемости призабойной зоны, или обводнения скважины подошвенной водой.

Если в результате создаваемой депрессии на пласт опасность обводнения не существует, то величину Δp следует определить из зависимости между дебитом скважины и депрессией на пласт (рисунок 3.2), построенной по данным исследования скважин методом установившихся отборов. На рисунке 3.2 показаны три наиболее типичные зависимости дебита от депрессии на пласт: кривая 1, когда происходит практически линейный рост дебита от депрессии, что обычно имеет место в высокопродуктивных залежах; кривая 2, когда, начиная с некоторой величины депрессии на пласт, происходит ухудшение фильтрационных свойств и снижение интенсивности роста дебита с ростом депрессии на пласт; кривая 3, когда скважина вскрывает низкопродуктивные пласты, и к тому же с ростом депрессии на пласт существенно снижаются фильтрационные свойства призабойной зоны и поэтому при очень больших депрессиях на пласт дебит снижается.

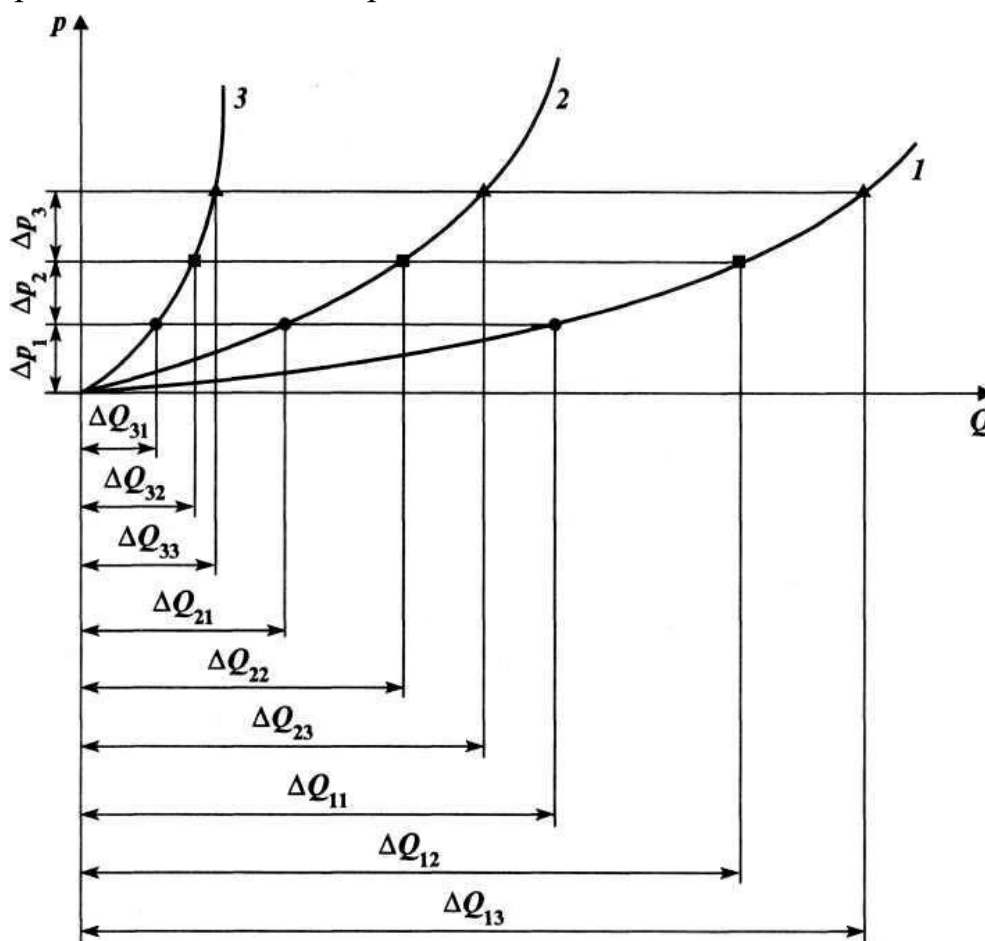


Рисунок 3.2 – Зависимости дебита газовой скважины от депрессии при различных проницаемостях пласта

Для наглядности на рисунке 3.2 каждая типовая зависимость охарактеризована ростом дебита при зафиксированной постоянной величине

депрессии на пласт $\square p_1 = \text{const}$, $\square p_2 = \text{const}$ и $\square p_3 = \text{const}$ (соответствующие им дебиты $\square Q_1$, $\square Q_2$ и $\square Q_3$).

Режим постоянного забойного давления довольно редко используется для обоснования режима эксплуатации скважин. Наиболее часто используемый случай $p_3 = \text{const}$ связан с разработкой недонасыщенных газоконденсатных месторождений. Такой режим недолговечен из-за того, что по достижении определенной величины пластового давления во избежание интенсивного снижения дебита скважин его заменяют другим режимом, более подходящим для данной стадии разработки залежи. Теоретически продление срока эксплуатации скважин на режиме $p_3 = \text{const}$ возможно при поддержании пластового давления путем закачки сухого газа или воды в пласт.

Режим постоянного дебита скважин является наиболее выгодным, если его можно поддерживать длительное время, если увеличение депрессии на пласт при этом не приводит к осложнениям, если предприятие временно не имеет возможность бурить и обустривать дополнительное число скважин. Такой режим можно временно использовать и при условиях добычи коррозионно-активного газа, когда интенсивность коррозии связана со скоростью движения газа по стволу скважины с заданной конструкцией. При этом режиме конструкция скважины должна обеспечить вынос твердых и жидких примесей из забоя и исключить возможность образования песчано-жидкостных пробок.

Режим постоянной скорости потока по стволу скважины, в особенности в интервале перфорации, используется для обеспечения выноса примесей, поступающих на забой вместе с газом. Этот режим должен использоваться для двух участков: в интервале перфорации и в устье скважины. При постоянной скорости потока обеспечивается весьма низкая интенсивность коррозионно-эрозийного разъедания фонтанных труб в случае отсутствия защитных ингибиторов.

Низкая скорость у интервала перфорации, достаточная для удаления примесей, должна составлять $\square \square 5$ м/с. Ниже этой скорости существует опасность образования пробки. Максимальная скорость ближе к устью скважины должна равняться $\square \square 11$ м/с. При этой скорости интенсивность разъедания труб значительно ниже, чем при скоростях больше 11 м/с. Таким образом, с точки зрения технологии эксплуатации скорость движения потока по стволу должна составлять $5 \square \square 11$ м/с. С позиции потерь давления по стволу и минимальной коррозии желательно иметь по всей длине ствола скорость, равную 5 м/с, однако при этом требуются соответствующие, сравнительно большие диаметры обсадных колонн и фонтанных труб.

Режим постоянного устьевого давления выбирается, как правило, на не-продолжительный срок, причем не с начала разработки месторождения. Использование режима $p_y = \text{const}$ всегда связано с необходимостью некоторое время поддерживать такое давление, при котором работой системы осушки газа будет обеспечена требуемая кондиция газа. Такая ситуация возникает при несвоевременном вводе в эксплуатацию дожимных компрессорных станций.

Применение этого режима приводит к снижению дебита проектных скважин ниже проектных. Подобная ситуация возникает почти на всех месторождениях и приводит к временному уменьшению отбора газа из месторождения, не предусмотренному проектом.

Кроме перечисленных выше критериев, принято прогнозировать температурный режим работы скважин. Этот режим в качестве критерия требует, чтобы $p_z < p_p$ и $T_z > T_p$ (p_p и T_p – давление и температура гидратообразования), что равносильно исключению возможности образования гидратов в призабойной зоне пласта, и $p_z < p_y$ и $T_z > T_p$, что равносильно исключению возможности образования гидратов в стволе скважины. Обычно температурный режим определяется как второстепенный после выбора одного из шести рассмотренных выше режимов. Отчасти это связано с тем, что ограничения, вызванные возможностью образования гидратов, могут быть легко сняты путем ингибирования скважин против гидратообразования.

Лекция 4

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РЕЖИМ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН ПРИ НАЛИЧИИ В СОСТАВЕ ГАЗА КОРРОЗИОННО-АКТИВНЫХ КОМПОНЕНТОВ

4.1. Процесс коррозии скважинного и промышленного оборудования

Одним из основных факторов, влияющих на технологический режим эксплуатации газовых скважин, является наличие коррозионно-активных компонентов в составе газа и пластовой воды. К коррозионно-активным компонентам в газе относятся углекислота, сероводород, ртуть и др. При наличии влаги в продукции скважины CO_2 и H_2S вступают с металлами в химическую реакцию и вызывают коррозию скважинного оборудования. Наличие органических кислот в пластовой воде – муравьиной, уксусной и других – также вызывает коррозию металла. Интенсивность коррозии зависит от давления и температуры среды, концентрации агрессивных компонентов в газе, количества влаги в продукции скважины, характеристики металлов скважинного и промышленного оборудования, конструкции скважины, степени и характера минерализации воды, состава конденсата, режима движения газожидкостного потока и др. В целом процесс коррозии на газодобывающих объектах связан с большим числом отдельных и взаимосвязанных факторов, детальное изучение которых – весьма сложная задача.

Учет всех факторов, влияющих на технологический режим эксплуатации скважины при наличии коррозионно-активных компонентов в газе, практически невозможен. Поэтому для выбора технологического режима таких скважин целесообразно рассмотреть основные факторы, вызывающие интенсивную коррозию оборудования и приводящие к ограничению их производительности. К таким факторам относятся: концентрация коррозионно-

активного компонента в газе; давление и температура среды; минерализация воды; режим и скорость потока; техническая характеристика применяемого оборудования. Причем концентрация коррозионно-активного компонента в газе и минерализация воды не регулируются. Поэтому при выборе технологического режима эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин необходимо исходить из возможности применения коррозионностойкого оборудования с учетом изменения давления, температуры и скорости потока по пути движения продукции скважины.

Влияние углекислого газа на процесс коррозии. Связь между интенсивностью коррозии и агрессивностью среды, вызванной наличием CO_2 , устанавливается парциальным давлением углекислоты и кислотностью водного конденсата. К настоящему времени предложено несколько критериев, связывающих интенсивность коррозии с величиной парциального давления

В частности, предложены три категории интенсивности коррозии: весьма незначительная коррозия – при парциальном давлении CO_2 менее 0,05 МПа; возможная коррозия, существенно зависящая от температуры и других параметров среды, – при парциальном давлении 0,05 – 0,2 МПа и интенсивная коррозия – при парциальном давлении более 0,2 МПа. Проведенные исследования показывают, что кроме парциального давления CO_2 интенсивность коррозии зависит от температуры газа и кислотности воды pH. По коррозионной активности залежи могут быть разделены на следующие группы:

- сверхвысокая коррозионная активность (парциальное давление CO_2 более 0,7 МПа, pH = 5 и скорость коррозии более $4,5 \cdot 10^{-3}$ м/год);
- повышенная коррозионная активность (парциальное давление CO_2 0,33 – 0,7 МПа, pH = 4,8 – 5,5 и скорость коррозии $(2,5 - 4,5) \cdot 10^{-3}$ м/год);
- средняя коррозионная активность (парциальное давление CO_2 0,1 – 0,3 МПа, pH более 5,5 и скорость коррозии $(1 - 2) \cdot 10^{-3}$ м/год);
- слабая коррозионная активность (парциальное давление CO_2 менее 0,1 МПа, pH около 6,5 и скорость коррозии $(0,05 - 0,1) \cdot 10^{-3}$ м/год).

При составлении данной классификации не учтено влияние температуры на интенсивность углекислотной коррозии. Установлено, что при низких парциальных давлениях CO_2 температура влияет на скорость коррозии незначительно, а при больших парциальных давлениях – весьма существенно. Установлено также, что максимальная интенсивность коррозии достигается при температуре 333 – 353 К. При изменении температуры от 283 до 353 К и парциального давления CO_2 от 1,0 до 5,0 МПа интенсивность коррозии увеличивается в среднем в 12 раз.

Влияние сероводорода на процесс коррозии. Наиболее агрессивным компонентом в составе природного газа, вызывающим интенсивную коррозию скважинного и промыслового оборудования, является сероводород. Значительное количество сероводорода содержится в газе Оренбургского, Карачаганакского, Астраханского, Урта-Булакского, Хаузанского, Денгизкульского и других месторождений СНГ. Характерной чертой

сероводородной коррозии является растрескивание металла. При наличии водного раствора сероводорода большинство сталей в напряженном состоянии быстро разрушаются. Воздействие сероводорода на металл в присутствии воды приводит к образованию сульфида железа и атомарного водорода, часть которого проникает в металл и делает его хрупким и непрочным. Содержание во влажном газе сероводорода более 0,005 г/м³ способствует заметной коррозии оборудования. Основным фактором, определяющим интенсивность сероводородной коррозии, является парциальное давление сероводорода в газе. С увеличением температуры среды при заданной концентрации H₂S интенсивность коррозии увеличивается. Проведенные наблюдения за интенсивностью коррозии, вызванной наличием сероводорода в газе, привели к неоднозначному выводу о характере интенсивности сероводородной коррозии с увеличением температуры. Отмечено, что при снижении температуры общая коррозия увеличивается. Несмотря на многочисленность выполненных работ, влияние различных факторов на сероводородную коррозию изучено недостаточно. Это связано с тем, что большинство работ посвящено исследованию отдельных образцов металлов или сплавов при весьма ограниченном числе других факторов, влияющих на интенсивность сероводородной коррозии. Установлено, что с ростом прочности металла на разрыв и текучесть, опасность сульфидного растрескивания металла увеличивается.

Значительно сложнее изучение степени и характера коррозии при наличии в газе одновременно сероводорода и углекислого газа. На газовых месторождениях Западного Узбекистана, Восточной Туркмении содержание по объему сероводорода и углекислого газа примерно одинаково и равно 2 – 5 %. При определенном парциальном давлении CO₂ его разрушающая способность может быть сравнима с коррозией, вызванной сероводородом. При равном содержании CO₂ и H₂S влияние углекислого газа на интенсивность коррозии, по сравнению с коррозией, вызванной сероводородом, невелико. Экспериментальные исследования, проведенные на месторождениях Урта-Булак и Денгизкуль с образцами различных марок сталей, показали, что на этих месторождениях, несмотря на примерно равное содержание в составе газа CO₂ и H₂S, разрушение образцов происходит в результате действия сероводородной коррозии.

Влияние пластовой воды на коррозию. Количество поступающей в скважины воды при заданной концентрации углекислоты в газе предопределяет кислотность среды. При заданной концентрации CO₂ с увеличением объема воды в продукции скважины pH увеличивается, что приводит к заметному снижению интенсивности коррозии.

5.3 Влияние атомарной ртути на технологический режим эксплуатации газовых скважин

Атомарная ртуть в составе природного газа встречается нечасто. В мире известно несколько газовых месторождений, открытых в отложениях ротлигендеса (свиты медистых песчаников), в газах которых имеется атомарная ртуть.

Наличие атомарной ртути в незначительном количестве обнаружено в продукции скважин, вскрывших свиту медистых песчаников Шебелинского месторождения. Значительное количество ртути содержится в газе голландского месторождения Гронинген.

Согласно опубликованным данным, в составе газа этого месторождения содержится $180 \cdot 10^{-9}$ г/м³ ртути. Пластовое давление $p_{пл} = 30$ МПа, а температура $T = 373$ К. Парциальное давление ртути значительно ниже давления насыщения, и поэтому предполагается, что в пласте в жидком виде ртуть отсутствует. Получаемая вместе с газом ртуть отделяется от газа на установках низкотемпературной сепарации при $p_c = 7,4$ МПа и $T_c = 261$ К, после чего в газе остается около $40 \cdot 10^{-9}$ г/м³ ртути. Такая концентрация значительно превышает максимально допустимую концентрацию ртути в газе, подаваемом потребителю. Для обеспечения требуемой кондиции газа после установок низкотемпературной сепарации установлены 80 угольных фильтров-сепараторов для дополнительного очищения газа от ртути. Эти фильтры-сепараторы позволяют снизить содержание ртути в газе до $(1 \div 4) 10^{-9}$ г/м³, что значительно ниже предельно допустимой концентрации, установленной органами здравоохранения в размере $q_{рт} \leq 12 \cdot 10^{-9}$ г/м³.

В газе одного из месторождений в отложениях свиты медистых песчаников содержится атомарная ртуть. Основными компонентами газа являются метан, этан, азот и гелий. Газ низкокалорийный и по величине теплотворной способности близок к городскому газу, получаемому из бурого угля. Начальное пластовое давление равнялось $p_{пл} = 43,0$ МПа, а температура $T = 399$ К. Средняя глубина залегания залежи $L = 3400$ м. Незначительное содержание углекислого газа исключает возможность углекислотной коррозии скважинного и промыслового оборудования.

Получаемая вместе с газом вода в основном относится к конденсационной. Физико-химические свойства пластовой воды изучены по пяти скважинам месторождения, а конденсационной воды – по всем эксплуатируемым скважинам. Пластовая вода высокоминерализованная. Общая минерализация пластовой воды равна 320 – 350 г/л, а плотность $\rho_v = 1,24 \cdot 10^{-3}$ кг/м³. В соответствии со степенью минерализации воды, полученной из отдельных скважин, эти скважины условно можно разделить на три группы: скважины с чисто конденсационной водой; скважины с незначительной минерализацией и скважины с существенной минерализацией добываемой воды. Анализ состава газа из отдельных скважин и воды, добываемой вместе с газом, имеет важное значение для выявления причин коррозии скважинного и промыслового оборудования. Если интенсивная коррозия происходит в скважинах, продукция которых практически не имеет углекислого газа, являющегося коррозионно-активным компонентом, то причиной коррозии оборудования является наличие ртути в газе и высокоминерализованная вода, способная также вызвать коррозию,

Количество ртути, получаемой из скважин, расположенных на разных частях залежи, колеблется в широких диапазонах. Количество ртути, добываемое вместе с газом, составляет $86 \div 110$ мг/м³.

Исследованиями установлено, что в пластовой воде содержится атомарная ртуть 230 мг/м^3 и ионная ртуть 530 мг/м^3 .

Установлено, что содержание ртути в пластовых газах перед началом разработки месторождения изменялось по площади. В частности, в пластовом газе из скважины 1 содержание ртути при $p_{\text{пл}} = 42,7 \text{ МПа}$ и $T_{\text{пл}} = 404 \text{ К}$ равно $33,8 \cdot 10^{-6} \text{ кг/м}^3$; из скважины 2 при $p_{\text{пл}} = 42,6 \text{ МПа}$ и $T_{\text{пл}} = 388 \text{ К}$ составляет $12,9 \cdot 10^{-6} \text{ кг/м}^3$ и из скважины 3 при $p_{\text{пл}} = 43,1 \text{ МПа}$ и $T_{\text{пл}} = 401 \text{ К}$ составляет $29,500 \cdot 10^{-6} \text{ кг/м}^3$. Снижение давления и температуры влияет на содержание ртути в газе. Существенное снижение давления приводит к повышению содержания ртути в газе. При одновременном снижении температуры и давления происходит снижение содержания ртути в газе. Поэтому отделение ртути целесообразнее производить согласно схеме, принятой на месторождении Гронинген при $T = 261 \text{ К}$ с использованием угольных фильтров-сепараторов. Для получения температуры $T = 261 \text{ К}$ необходим ввод холодильных машин.

Коррозия скважинного и промыслового оборудования была обнаружена при смене задвижки фонтанной арматуры из-за ее негерметичности. Ко времени контроля скважина работала 430 дней с дебитом $600 - 650 \text{ тыс. м}^3/\text{сут}$. Диаметр фонтанных труб составлял $6,2 \text{ см}$. При проверке оказалось, что внутренняя поверхность задвижки очагами, а плашки задвижки и уплотнительные кольца сплошь разъедены коррозией на глубину $(3 \div 6) \text{ см}$. Поэтому фонтанные трубы были подняты для контроля за их состоянием. Проверка состояния фонтанных труб показала, что фонтанные трубы подвержены коррозии от устья до глубины 1725 м . Причем у устья скважины от всей толщины трубы сплошным образом разъедена коррозией половина, т.е. из $0,0055 \text{ м}$ толщины разъедено $0,0027 \text{ м}$. При глубине спуска фонтанных труб 3415 м напряжения, возникающие у устья скважин, оказались близкими к предельно допустимым для данной толщины. Поэтому при наличии ртутной коррозии необходимо проводить профилактические и контрольно-исследовательские работы за состоянием скважин. При этом следует учитывать:

- продолжительность работы скважины;
- производительность скважины и ее конструкцию;
- давление, температуру и скорость газа у устья скважины и на местах перехода труб малого диаметра к трубам большого диаметра;
- техническую характеристику металлов, из которых изготовлены фонтанные трубы и арматура;
- характер стыковки труб и соединений: крестовин, катушек и тройников арматуры;
- химическую характеристику и количество добываемой вместе с газом
- состав добываемого газа, обращая особое внимание при этом на количество CO_2 в газе;
- количество добываемой ртути;
- количество поступающей вместе с газом механической примеси.

С учетом всех перечисленных факторов, влияющих на интенсивность коррозии и режим эксплуатации скважин, следует разработать первоочередные рекомендации по снижению опасностей, связанных с коррозией, и повышению надежности газоснабжения. К ним относятся:

- запрещение эксплуатации скважин по затрубному пространству и оборудование скважин пакером;
- установление очередности контроля за состоянием фонтанных труб и арматуры, шлейфов и сепараторов в зависимости от ожидаемой степени коррозии скважин;
- выявление основного фактора, вызывающего интенсивную коррозию;
- проведение исследовательских работ по снижению интенсивности коррозии, включая частичное изменение конструкции фонтанных труб и поиски дешевых ингибиторов коррозии;
- разработка методов оперативного контроля за состоянием скважинного и промыслового оборудования.

Процесс ртутной коррозии существенно зависит от технологического режима эксплуатации скважины, и в общем случае его следует рассматривать как коррозионно-эрозионный процесс. Анализ данных, полученных при контроле за состоянием фонтанных труб и арматуры скважин, показал, что основными причинами коррозии оборудования являются повышенная скорость потока и режимы течения газа. В местах изменения направления потока и изменения проходного сечения интенсивность ртутной коррозии значительно больше, что связано с изменением режима течения газа. Интенсивное разъедание поверхности фонтанных труб у устья при больших скоростях и весьма слабая коррозия в местах, где скорость потока меньше 10 м/с, показывает, что основной причиной коррозии является скорость потока. Причем на участках интенсивной коррозии и на участках, где коррозия отсутствует, термобарические условия не сильно различаются. Характер изменения интенсивности коррозии от скорости потока показан на рисунке 5.1. Из рисунка 1 видно, что очень сильная коррозия (более 2 мм в год) и сильная коррозия ($1 \div 2$ мм в год) наблюдается в скважинах, где скорости потока колеблются в диапазоне 17 – 21 м/с. После смены фонтанных труб диаметром $d = 62 \cdot 10^{-3}$ м на трубы диаметром $d = 88 \cdot 10^{-3}$ м и снижения дебита скважины с 670 до 300 т·м³/сут скорость потока у устья равнялась 6,2 м/с. Поэтому после работы скважины в течение 413 дней интенсивность коррозии была слабой (интенсивность коррозии меньше 0,3 мм в год). Исследования показали, что содержание ртути в газе влияет на интенсивность коррозии меньше, чем превышение критической скорости потока.

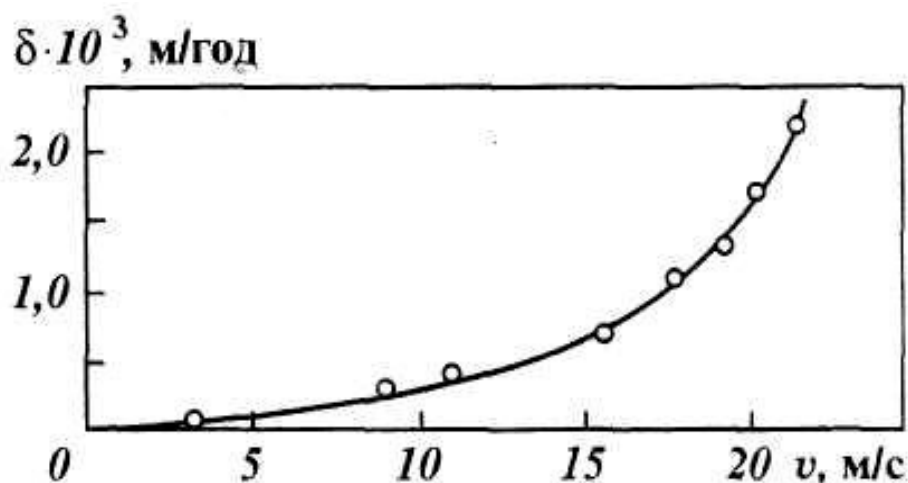


Рисунок 5.1 – Зависимость интенсивности коррозии фонтанных труб от скорости потока газа по стволу скважины

Таким образом, скорость потока в трубах является одним из основных факторов, по которому необходимо установить технологический режим эксплуатации скважин. Поэтому с учетом дебита каждой скважины, продолжительности ее работы, количества ртути в ее продукции, марки стали, из которой изготовлены фонтанные трубы и арматура, количества жидкой и механической примесей в добываемом газе и скорости потока устанавливались сроки и периодичность смены фонтанных труб на новые с большим диаметром. Исследования по изучению интенсивности коррозии оборудования скважины в статических и динамических условиях показали, что при статических условиях, т.е. когда образец металла находится в неподвижной газовой среде, содержащей атомарную ртуть, интенсивность коррозии очень низкая. Этот результат важен при эксплуатации скважин, затрубные пространства которых по различным причинам не удалось запакеровать. Предлагаемые временные мероприятия по снижению опасности, вызванной коррозией, обусловлены отсутствием проверенных ингибиторов ртутной коррозии.

Работы по контролю за состоянием фонтанных труб показали, что интенсивность коррозии приводит в непригодное состояние не всю колонну фонтанных труб, а только ее верхнюю часть. При общей длине фонтанных труб около 3500 м нижняя часть может быть использована повторно после докомплектации новыми трубами. В целом, борьба с коррозией путем периодической замены оборудования является нецелесообразной.

Снижение дебита, когда нет возможности увеличить диаметр фонтанных труб, как мероприятие для снижения интенсивности коррозии требует еще больше затрат, чем замена фонтанных труб. Поэтому при расчете экономических показателей вариантов борьбы с коррозией путем снижения дебита, разница в дебитах должна быть покрыта вводом новых скважин с начальным дебитом, обеспечивающим скорость потока не более 11 м/с. К этим расходам по бурению скважин следует добавить и стоимость обвязки дополнительных скважин.

Перечисленные выше мероприятия по борьбе с коррозией путем периоди-

ческой замены фонтанных труб или снижения дебита скважин и бурения дополнительных скважин не исключают полностью процесс коррозии. Поэтому одновременно с этими мероприятиями должны быть проведены испытания различных ингибиторов ртутной коррозии.

Выводы

Одним из основных факторов, влияющих на технологический режим эксплуатации газовых скважин, является наличие коррозионно-активных компонентов в составе газа и пластовой воды. К коррозионно-активным компонентам в газе относятся углекислота, сероводород, ртуть и др.

Учет всех факторов, влияющих на технологический режим эксплуатации скважины при наличии коррозионно-активных компонентов в газе, практически невозможен. Поэтому для выбора технологического режима таких скважин целесообразно рассмотреть основные факторы, вызывающие интенсивную коррозию оборудования и приводящие к ограничению их производительности. К таким факторам относятся: концентрация коррозионно-активного компонента в газе; давление и температура среды; минерализация воды; режим и скорость потока; техническая характеристика применяемого оборудования. При выборе технологического режима эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин необходимо исходить из возможности применения коррозионностойкого оборудования с учетом изменения давления, температуры и скорости потока по пути движения продукции скважины.

При определении основных показателей разработки газовых и газоконденсатных месторождений с коррозионно-активным компонентом в составе газа необходимо установить критическую скорость потока. Сложность механизма коррозии, связанного с физическими, химическими и термогидродинамическими процессами, не позволяет установить приемлемую для практических расчетов аналитическую связь между интенсивностью коррозии и составом движущегося потока, изменением давления, температуры, скоростью, заданной конструкцией и характеристикой металлов, используемых при обустройстве промысла.

Выбор более эффективного технологического режима эксплуатации связан с необходимостью применения труб с коррозионностойким покрытием, бурением скважин большого диаметра с целью замены в процессе разработки фонтанных труб меньшего диаметра на трубы с большим диаметром, а также использованием ингибиторов коррозии.

В условиях образования песчаной пробки, столба жидкости или гидратообразования технологический режим, обусловленный определенной величиной скорости потока на устье, может оказаться практически непригодным. Поэтому, если необходимо выбрать режим постоянной скорости потока, следует проверять возможность образования гидратов и пробок в стволе скважины.

Процесс ртутной коррозии существенно зависит от технологического режима эксплуатации скважины, и в общем случае его следует рассматривать

как коррозионно-эрозионный процесс. Анализ данных, полученных при контроле за состоянием фонтанных труб и арматуры скважин, показал, что основными причинами коррозии оборудования являются повышенная скорость потока и режимы течения газа.

Вопросы для самопроверки

2. Влияние углекислого газа на процесс коррозии
3. Влияние сероводорода на процесс коррозии.
4. Влияние пластовой воды на коррозию.
5. Порядок расчета технологического режима эксплуатации при заданной постоянной скорости, обусловленной наличием в составе газа коррозионно-активного компонента
6. Процесс ртутной коррозии

Лекция 6

ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РЕЖИМА РАБОТЫ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН ПРИ ВОЗМОЖНОСТИ ИХ ОБВОДНЕНИЯ ПОДОШВЕННОЙ ВОДОЙ

План

- 6.1 Установление технологического режима работы скважин при возможности их обводнения подошвенной водой
- 6.2 Рекомендации по повышению предельного безводного дебита скважин
- 6.3 Изменение оптимальной величины вскрытия пласта в процессе разработки месторождения
- 6.4 Установление технологического режима работы горизонтальных скважин при возможности их обводнения подошвенной водой

6.1 Установление технологического режима работы вертикальных скважин при возможности их обводнения подошвенной водой

При проектировании разработки газовых и газоконденсатных скважин надо исходить из того, что как для скважин залежей массивного типа, так и при контурных частях залежей пластового типа существует возможность обводнения подошвенной водой. Причем для залежей пластового типа опасность обводнения скважин, расположенных в приконтурных частях залежи (рисунок 6.1, а и б), значительно выше опасности обводнения скважин массивных залежей, так как процесс обводнения приконтурных скважин происходит через горизонтальную проницаемость, которая, как правило,

больше вертикальной, т.е. $k_{\text{гор}} > k_{\text{вер}}$.

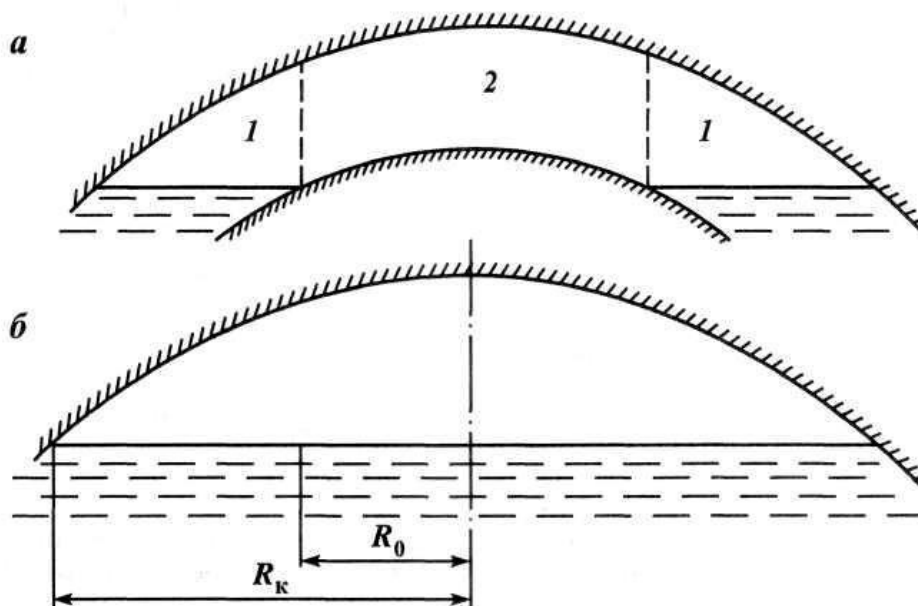


Рисунок 6.1 – Схемы зон расположения вертикальных скважин, когда пластовая вода рассматривается как подошвенная на залежи:
а – пластового типа; б – массивного типа

Точное решение проблемы обводнения скважин подошвенной водой практически невозможно, так как для этого необходимо учесть нестационарность процесса конусообразования, неоднородности пористой среды по толщине и по площади, параметр анизотропии по каждому пропластку, различие законов фильтрации газа и жидкости (воды или нефти, при наличии нефтяной оторочки), изменение физических свойств газа, жидкости и пористой среды в процессе разработки, фазовые проницаемости и их изменение в процессе разработки, капиллярные и гравитационные силы и т.д. Исходя из невозможности учета перечисленных и других факторов, следует отметить сложность достоверного установления технологического режима работы скважин при возможности их обводнения подошвенной водой и оценить возможность обводнения различными методами. Далее в процессе разработки месторождения необходимо изучить по промысловым данным ход процесса обводнения отдельных скважин и кустов. На основании этих данных можно установить истинный характер обводнения скважин.

К настоящему времени предложено несколько методов определения так называемого предельного безводного дебита, обеспечиваемого при поддержании в скважине допустимой депрессии на пласт. Однако постановочно такой подход к вопросу эксплуатации скважин без обводнения допускает очень большую неточность. Она связана с тем, что практически все приближенные методы определения безводной эксплуатации газовых скважин допускают стационарность процесса образования конуса подошвенной воды, т.е. предполагается, что при создании депрессии на пласт образуется конус воды под дном скважины с высотой $\Delta h = \text{const}$ и если выбранную депрессию

сохранить неизменной, то дальнейшее увеличение Δh не происходит. Поэтому все предложенные приближенные методы позволяют оценить дебит скважины только на данный момент времени. Предлагаемые безводные дебиты текущие, и они будут изменяться в процессе разработки в зависимости от подъема ГВК, изменения свойств газа, воды и пористой среды, изменения газонасыщенной толщины пласта, относительного вскрытия, пластового давления и т.д.

Таким образом, для обоснования технологического режима работы скважин в условиях возможного обводнения подошвенной водой имеются два основных направления работ:

1. Приближенная оценка текущего безводного дебита газовых скважин, вскрывших изотропные и анизотропные пласты подошвенной водой.
2. Численное определение безводного или, точнее, просто дебита скважин с учетом продвижения воды, путем использования геолого-математической модели скважины, вскрывшей однородные и неоднородно-многослойные пласты с подошвенной водой.

Ниже изложено обоснование технологического режима работы скважин приближенными методами. Изложение нескольких приближенных методов вызвано тем, что все они имеют положительные и отрицательные черты и в целом носят оценочный характер.

А. Для определения безводного дебита согласно работе Б.Б. Лапук и др. следует пользоваться формулой

$$Q_{\text{пб}} = 2\pi k h^2 \rho_v p_{\text{пл}} q^* / \mu p^{\text{ат}}, \quad (6.1)$$

где $Q_{\text{пб}}$ – предельный безводный дебит скважины; k – горизонтальная проницаемость пласта; ρ_v – плотность воды в пластовых условиях; $p_{\text{пл}}$ – пластовое давление; μ – вязкость газа при $p_{\text{пл}}$ и $T_{\text{пл}}$; q^* – безразмерный предельный безводный дебит, определяемый из рисунка 6.2 и зависящий от:

$$\sigma = R_0 / h(k_r / k_v)^{0,5} \quad \text{и} \quad h = h_{\text{св}} / h, \quad (6.2)$$

R_0 – условный радиус, в пределах которого образуется конус воды. Можно принять что

$$R_0 = 4h. \quad (6.3)$$

Главные недостатки этого метода заключаются в пренебрежении температурной поправкой $T_{\text{ст}}/T_{\text{пл}}$, коэффициентом сверхсжимаемости z , нелинейности закона фильтрации для газа и т.д.

Б. Для определения безводного дебита по величине допустимой депрессии, полученной И.А. Чарным (рис. 6.2), следует пользоваться формулой:

$$Q_{\text{пб}} \approx [\sqrt{A} \sqrt{4B \Delta p_{\text{доп}} (p_{\text{пл}} - p_z)}] / 2B. \quad (6.4)$$

В формуле (6.4) A и B – коэффициенты фильтрационного сопротивления, учитывающие степень вскрытия пласта скважиной, т.е.

$$A \approx z p_{\text{ат}} T_{\text{пл}} \ln R_k / R_c \approx C_1 / \pi K h T_{\text{ст}}; \quad (6.5)$$

$$B \approx \rho_{\text{ст}} p_{\text{ат}} z T_{\text{пл}} [1/R_c - 1/R_k - C_2] / 2\pi l h^2 T_{\text{ст}}, \quad (6.6)$$

где C_1 и C_2 – коэффициенты несовершенства скважины по степени вскрытия.

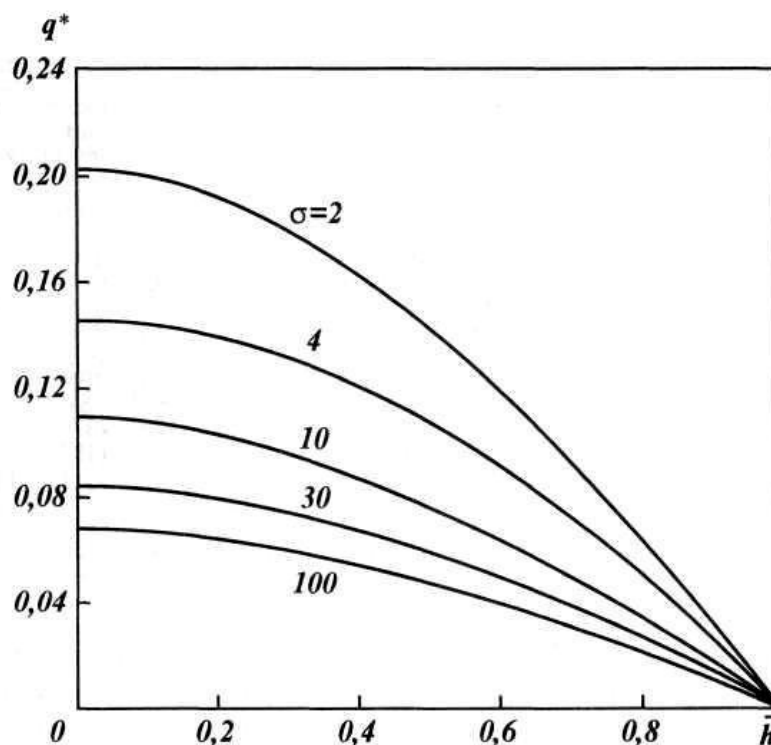


Рисунок 6.2– Зависимость безразмерного предельного безводного дебита q^* от относительного вскрытия пласта $\bar{h}$:

□ – комплексный параметр

6.2 Рекомендации по повышению предельного безводного дебита скважин

Сохранение предельно безводных дебитов скважин на уровне начального их значения, а при возможности их увеличение является одной из основных задач проектировщика. Исходя из показанных на рисунке 6.3 зависимостей, нетрудно установить, что для любой скважины, независимо от параметров вскрываемого пласта, существует возможность выбрать такое вскрытие, при котором $Q_{п\ б}$ будет максимальной. Степень вскрытия пласта скважиной, при которой $Q_{п\ б}$ будет максимальной, следует считать оптимальной ($\bar{h}_{оп}$). На рисунке 6.3 указаны значения относительного оптимального вскрытия кривых 1 – 5, при которых $Q_{п\ б} = Q_{п\ б\ макс}$.

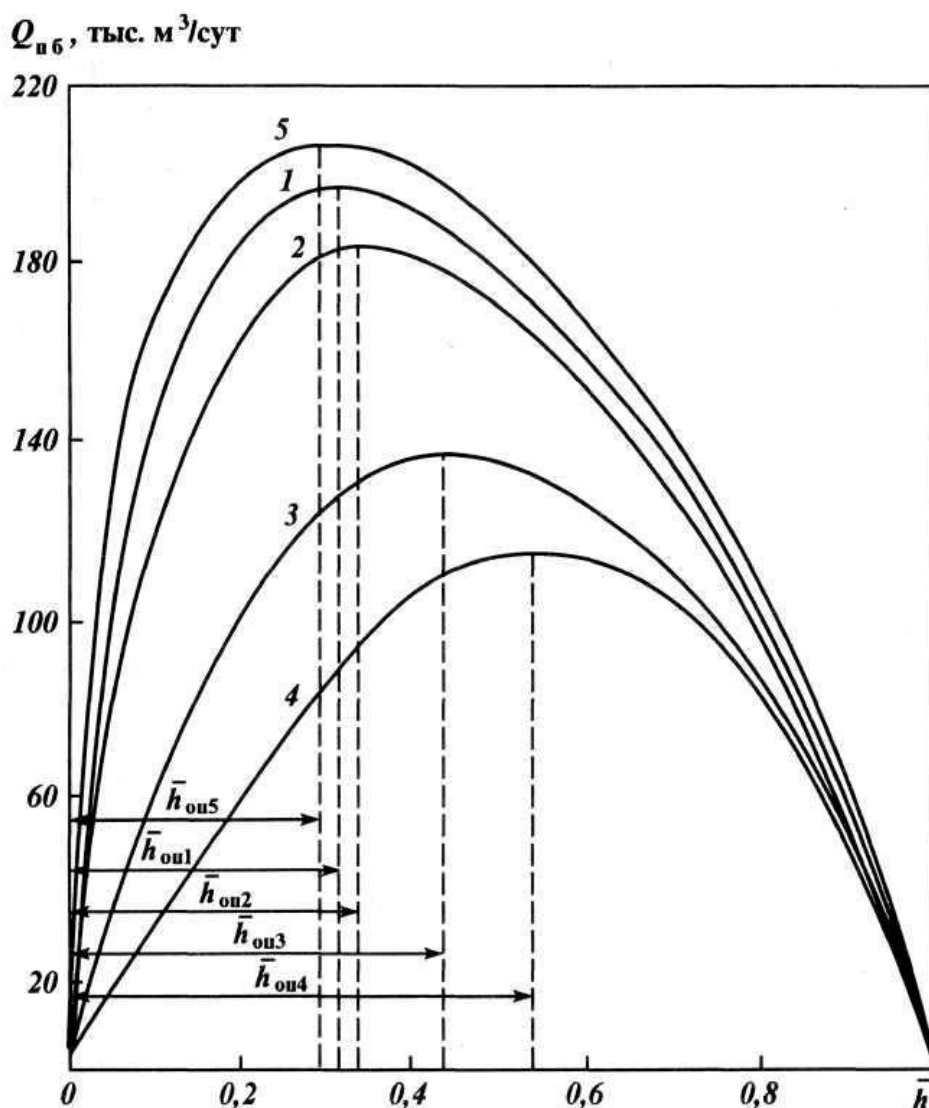


Рисунок 6.3 – Зависимость предельно безводного дебита вертикальной скважины от относительного вскрытия пласта при различных параметрах анизотропии:

1, 5 – $\square = 1$; 2 – $\square = 0,5$; 3 – $\square = 0,1$; 4 – $\square = 0,01$

Таким образом, одним из способов получения максимального безводного дебита проектных скважин является отыскание величины оптимального вскрытия пласта.

Другим способом увеличения предельно безводного дебита скважин является создание искусственного непроницаемого экрана между контактом газ – вода и дном скважины, точнее, нижней границей интервала перфорации.

Определение $h_{оп}$ для получения $Q_{гб \max}$.

Для определения $h_{оп}$ рассмотрим два метода определения $h_{оп}^-$: графический и аналитический. Согласно графическому методу по известным коэффициентам фильтрационного сопротивления a^* и b^* , толщине газоносного пласта, пластовому давлению, плотностям воды и газа в пластовых условиях, задаваясь произвольными значениями h_v в диапазоне $0 \leq h_v \leq h$, следует строить

зависимости $Q_{п\ б}$ от $\bar{h}$. По полученным зависимостям, проведя касательную, параллельную оси абсцисс (ось $\bar{h}$) определяют точку, соответствующую $\bar{h}_{оп}$, как это показано на рис. 6.3.

При проектировании разработки газовых и газоконденсатных месторождений величина вскрытия газоносного пласта выбирается, как правило, интуитивно. Такой подход, если и оправдан в большинстве случаев, то недопустим при возможности обводнения скважин подошвенной водой.

При наличии подошвенной воды и опасности обводнения скважин ею следует заблаговременно определить и рекомендовать оптимальную величину вскрытия на стадии проектирования. При этом надо исходить из того, что любое месторождение имеет определенную геометрическую форму и может быть отнесено к залежам массивного

6.3 Изменение оптимальной величины вскрытия пласта в процессе разработки месторождения

В процессе разработки по мере подъема ГВК уменьшается газонасыщенная толщина пласта h , и поэтому при постоянной величине $h_{в}$ разность между $\square h(t) = h(t) - h_{в}$ непрерывно уменьшается. Эта разность предопределяет величину допустимой депрессии на пласт. Если синхронно с уменьшением во времени $h(t)$ уменьшить $h_{в}(t)$, то можно добиться постоянства $\square h$, следовательно, снизить темп падения величины допустимой депрессии на пласт. Темп снижения депрессии на пласт зависит не только от постоянства $\square h$, но и от падения пластового давления. Поэтому сохраняя $\square h$ в процессе разработки, как можно дольше сохраняют замедленный темп падения $\square p_{доп}$ а, следовательно, и дебиты скважин. На рисунке 6.4 показан характер первоначально установленной величины $h_{оп}$ при подъеме контакта газ – вода в процессе разработки фрагмента газового месторождения. Кривая 1 получена для случая, когда $h(t)$, т.е. газонасыщенная толщина, в процессе разработки уменьшается в результате подъема ГВК, но вскрытая толщина пласта скважиной $h_{вс}$ остается постоянной. Поэтому определенная в начале разработки $\bar{h}_{опн}$ приближается к единице, т.е.

$$\bar{h}_{опн} \square h_{вс} / h(t),$$

и когда

$$\bar{h}_{вс} \square h(t), \quad \bar{h}_{опн} \square 1. \quad (6.7)$$

Кривая 2 получена для случая, когда одновременно с уменьшением $h(t)$ уменьшается $h_{вс}(t)$. Тогда первоначальное отношение $\bar{h}_{опн}$ сохраняется постоянным, т.е.

$$\bar{h}_{опн} \square h_{вс} / h(t) \square \text{const}. \quad (6.8)$$

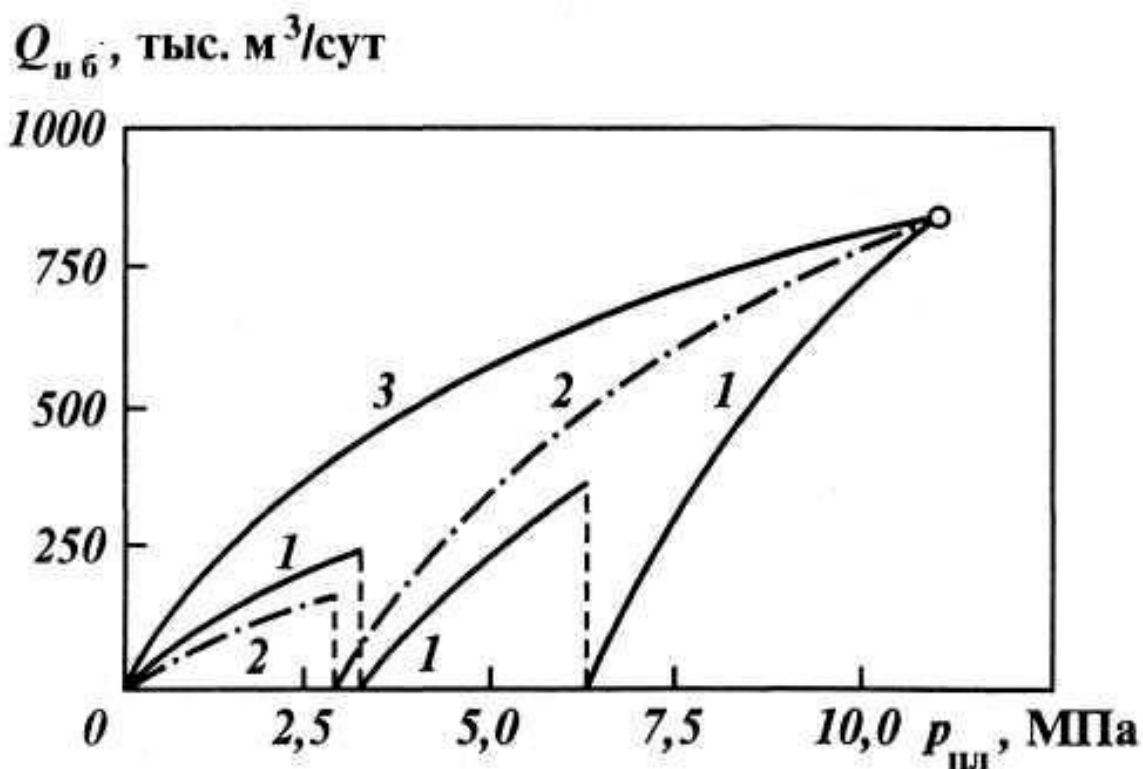


Рисунок 6.4 – Изменение предельно безводного дебита скважин в процессе разработки и его регулирование путем изменения $h_{вс}(t)$:
 1, 2 – изменение предельно безводного дебита; 3 – изменение толщины вскрытия пласта синхронно подъему ГВК

В проекте при неизбежности подъема ГВК в процессе разработки необходимо рекомендовать режим работы проектных скважин с постоянным, что позволит практически до конца разработки избежать обводнения скважин подошвенной водой.

В качестве примера на рисунке 6.5 показан вариант технологического режима работы скважины одного из месторождений Севера Тюменской области. Синхронный подъем $h_{вс}(t)$ осуществляется путем установки цементных (или других) стаканов. Увеличение предельного безводного дебита газовых скважин достигается за счет создания искусственных непроницаемых перегородок между нижней границей перфорации и контактом газ – вода, что затрудняет попадание подошвенной воды к скважине из зоны с наибольшей высотой конуса воды. Схематично такая перегородка (экран) показана на рисунке 6.5.

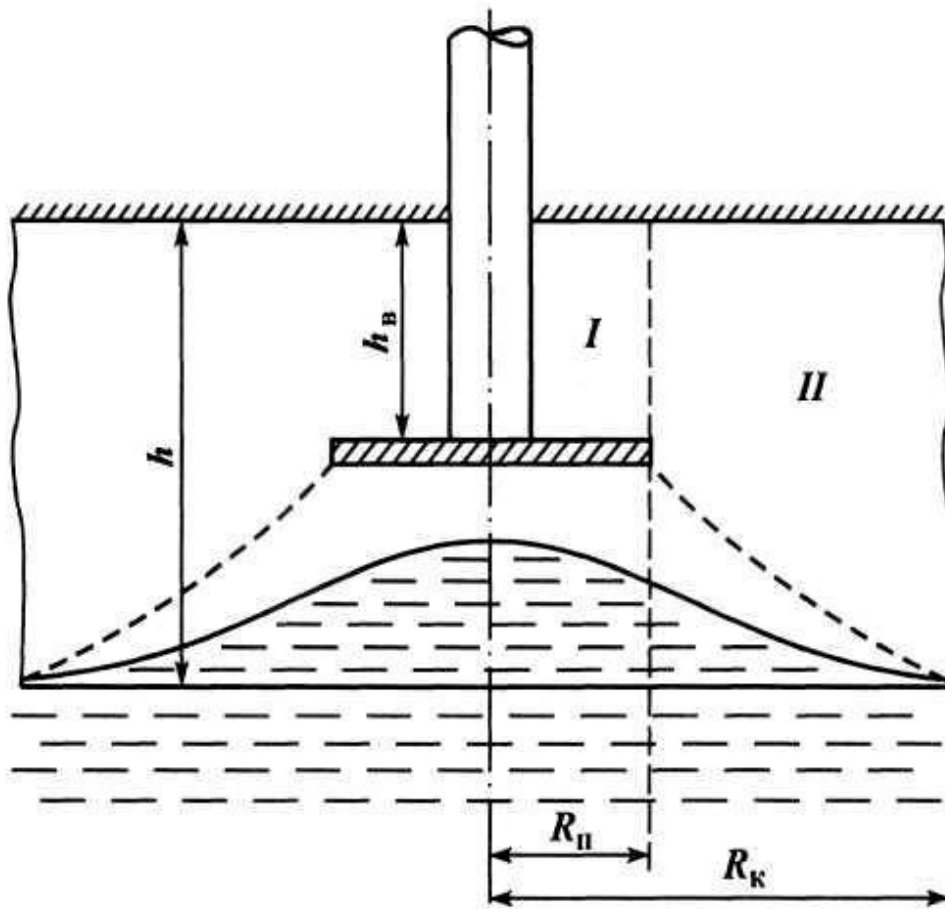


Рисунок 6.5. Схема скважины с непроницаемой перегородкой между интервалом перфорации и контактом газ – вода:

I – зона с перегородкой; II – зона за пределами перегородки

Основным параметром экрана является не толщина, а его радиус R_{π} . Для искусственно созданной перегородки с радиусом, равным R_{π} , предельно безводный дебит скважины, вскрывшей пласт с подошвенной водой, следует определить по формуле (за пределами перегородки):

$$Q_{\text{пб}} = a Q_{\pi} R_{\pi} / 2b, \quad (6.9)$$

где R_{π} – радиус искусственно созданной непроницаемой перегородки; Q_{π}^* – безразмерный безводный дебит скважины с перегородкой радиуса R_{π} , определяемый по формуле

$$Q_{\pi}^* = \frac{1}{h} \ln \frac{R_{\pi}}{h} \left[-1 + \sqrt{1 + \frac{K_{\text{опх}}}{h} (\ln \frac{R_{\pi}}{h})^2} \right]; \quad (6.10)$$

$$R_{\pi} = R_{\text{к}} / R_{\pi} \quad \text{и} \quad K_{\text{оп}} = 4b^* D / a^{*2} R_{\pi}. \quad (6.11)$$

В пределах перегородки (см. рисунок 5.9) приток газа будет определяться формулой

$$p_{R_{\pi}}^2 - p_3^2 = a Q_{\text{пб}}^* \ln R_{\pi} / R_{\text{с}} - b_1 Q_{\text{пб}}^2 \frac{1}{R_{\text{с}}} - \frac{1}{R_{\pi}}. \quad (6.12)$$

Совместным решением уравнений (6.13) и (6.16) притока газа к скважине с искусственной перегородкой получен предельный безводный дебит скважины:

$$Q_{\text{нб}} = \frac{a^2 a^2 4b^{0.5} \Delta p_{\text{доп}}}{2b}, \quad (6.17)$$

где

$$a = a_* \left[\frac{\ln \frac{R}{r_w}}{\pi h} + \frac{\ln \frac{R}{r_w}}{\pi} \right] \quad (6.18)$$

$$b = \frac{b_*}{\frac{1}{R} \frac{1}{x} + \frac{1}{h}} \quad (6.19)$$

На примере расчета предельно безводного дебита скважины с искусственной перегородкой показана зависимость $Q_{\text{нб}}$ от радиуса перегородки $R_{\text{п}}$ (рисунок 6.6). Видно, что в интервале $R_{\text{с}} \leq R_{\text{п}} \leq 10$ м предельно безводный дебит интенсивно растет (примерно в 6 раз), а дальнейшее увеличение $R_{\text{п}}$ приводит к менее интенсивному росту $Q_{\text{нб}}$. Это отчасти связано с тем, что при больших радиусах перегородки зона I (см. рисунок 6.5) пропускает через себя $Q_{\text{нб}}$ с большими потерями давления. Поэтому целесообразнее создавать перегородки радиусом не более 10 м.

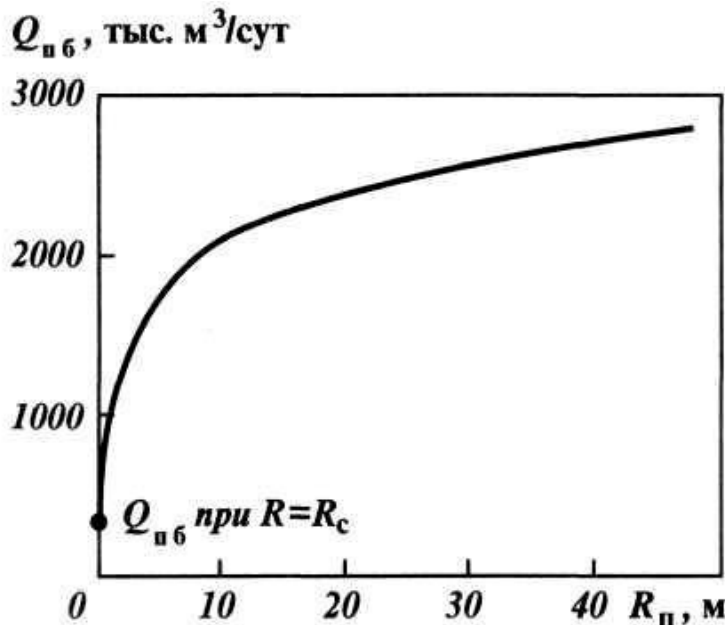


Рисунок 6.6 – Зависимость предельного безводного дебита скважины от радиуса перегородки

Объем экранирующей жидкости (цементный раствор, высоковязкая жидкость – нефть или гель, смолы и т.д.) для создания перегородки определяют исходя из баланса

$$V_{\text{ж}} = \pi h_{\text{п}} (m \alpha_{\text{г}} R_{\text{п}}^2 - R_{\text{с}}^2), \quad (6.20)$$

где $h_{\text{п}}$ – толщина перегородки; m – пористость; $\alpha_{\text{г}}$ – газонасыщенность зоны закачки жидкости; $R_{\text{п}}$, $R_{\text{с}}$ – радиусы перегородки и скважины.

6.4 Установление технологического режима работы горизонтальных скважин при возможности их обводнения подошвенной водой

При вскрытии нефтегазоносных пластов вертикальными скважинами между степенью вскрытия и создаваемой на пласт депрессией, величина которой непосредственно связана с вскрытием и дебитом скважины, имеется жесткая связь. В вертикальных скважинах с увеличением степени вскрытия уменьшаются величина допустимой депрессии на пласт и значения коэффициентов несовершенства по степени вскрытия пласта. Но существенное уменьшение допустимой депрессии на пласт приводит к снижению безводного дебита. Уменьшение степени вскрытия пласта приводит к увеличению депрессии на пласт и еще более интенсивному увеличению коэффициентов несовершенства, и поэтому происходит уменьшение безводного дебита.

В горизонтальных скважинах, вскрывших пласты с подошвенной водой, дебит скважины зависит в большей степени от длины горизонтального ствола и в меньшей – от величины допустимой депрессии на пласт. Поэтому безводные дебиты горизонтальных скважин даже при весьма незначительных депрессиях на пласт могут быть большими.

Одной из основных особенностей горизонтальной скважины является распределение забойного давления по горизонтальному стволу. Если в горизонтальную часть скважины не спущены фонтанные трубы (рисунок. 6.7), то минимальное забойное давление будет у начала горизонтального ствола и, следовательно, допустимая депрессия на пласт должна быть определена, исходя из величины забойного давления в начале горизонтального участка.

Если горизонтальная часть ствола оборудована фонтанными трубами, то величина допустимой депрессии на пласт должна быть определена исходя из величины забойного давления у башмака фонтанных труб.

Для определения безводного дебита горизонтальной скважины, полностью вскрывшей полосообразный пласт с подошвенной водой (рисунок 6.7), допустим, что потери давления в горизонтальном стволе незначительны, и ими можно пренебречь. Тогда предельный безводный дебит горизонтальной скважины, расположенной на произвольном расстоянии от кровли анизотропного пласта, будет определяться (см. рис. 5.11) по формуле:

$$Q_6 = \sum_{i=1}^2 \frac{[a_i^2 + 4b_i(p_{пл}^2 - p_{зд}^2)]^{0.5} - a_i}{2b_i}, \quad (6.21)$$

где

$$a_i = \frac{a^*}{L} \frac{2}{\chi h_i} \frac{R}{\chi h_i} \ln \frac{R}{R_c} \frac{K}{R_c} \frac{\chi h_i}{R_c} \chi h_i; \quad (6.22)$$

$$b_i = \frac{b^*}{L^2} \frac{2}{\chi h_i} \ln \frac{R}{R_c} \frac{R_c}{R} \frac{\chi h_i}{R_c} \frac{R_c}{\chi h_i} \chi h_i. \quad (6.23)$$

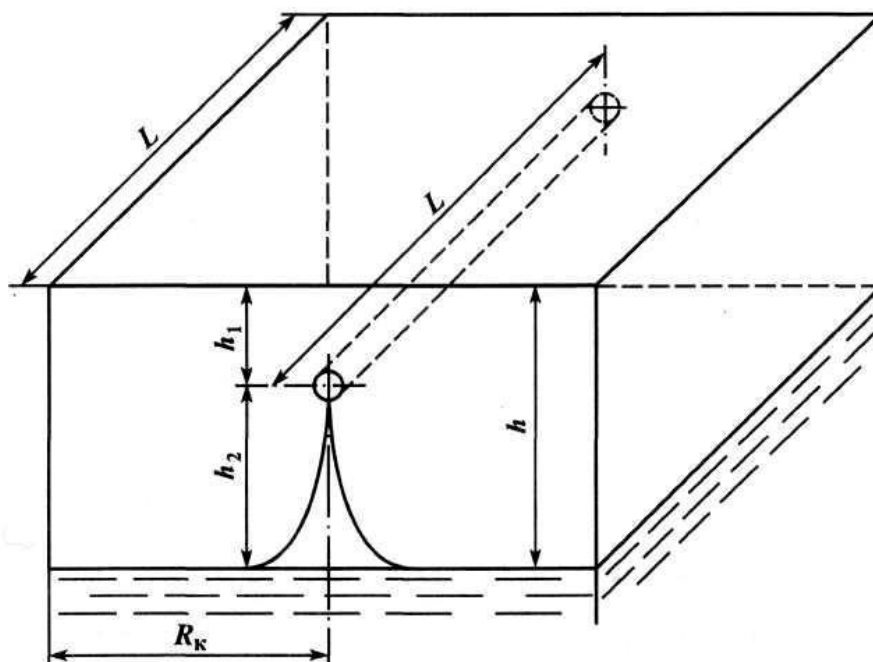


Рисунок 6.7 – Схема расположения горизонтального ствола и образования конуса подошвенной воды:

L – длина горизонтального ствола

Выводы

При проектировании разработки газовых и газоконденсатных скважин надо исходить из того, что как для скважин залежей массивного типа, так и при контурных частях залежей пластового типа существует возможность обводнения подошвенной водой.

Точное решение проблемы обводнения скважин подошвенной водой практически невозможно, так как для этого необходимо учесть нестационарность процесса конусообразования, неоднородности пористой среды по толщине и по площади, параметр анизотропии по каждому пропластку, различие законов фильтрации газа и жидкости (воды или нефти, при наличии нефтяной оторочки), изменение физических свойств газа, жидкости и пористой среды в процессе разработки, фазовые проницаемости и их изменение в процессе разработки, капиллярные и гравитационные силы и т.д. Исходя из невозможности учета перечисленных и других факторов, следует отметить сложность достоверного установления технологического режима работы скважин при возможности их обводнения подошвенной водой и оценить возможность обводнения различными методами.

Одним из способов получения максимального безводного дебита проектных скважин является отыскание величины оптимального вскрытия пласта.

Другим способом увеличения предельно безводного дебита скважин является создание искусственного непроницаемого экрана между контактом газ – вода и дном скважины, точнее, нижней границей интервала перфорации.

В горизонтальных скважинах, вскрывших пласты с подошвенной водой,

дебит скважины зависит в большей степени от длины горизонтального ствола и в меньшей – от величины допустимой депрессии на пласт. Поэтому безводные дебиты горизонтальных скважин даже при весьма незначительных депрессиях

Вопросы для самопроверки

1. Проблемы обводнения скважин подошвенной водой
2. Способы увеличения предельно безводного дебита скважин
3. Определение безводного дебита горизонтальной скважины

Лекция 7

ОБОСНОВАНИЕ ОПТИМАЛЬНОЙ ДЛИНЫ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ УЧАСТКОВ В МНОГОЗАБОЙНЫХ И ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ ГАЗОВЫХ СКВАЖИНАХ

План

7.1 Определение оптимальной длины горизонтальных скважин

7.1 Определение оптимальной длины горизонтальных скважин

В начальный период внедрения в практику многозабойных или горизонтальных скважин принималось, что дебиты нефтяных или газовых скважин будут линейно увеличиваться с увеличением длины горизонтальных скважин.

Достигнутая технология строительства скважин в то время позволяла бурить горизонтальные стволы длиной более 3 – 4 км. Однако результаты газодинамических исследований этих скважин не подтверждали концепцию линейного повышения дебита пропорционально увеличению длины горизонтального ствола.

Например, на Кушевском ПХГ (Краснодарский край) газодинамические исследования скважин свидетельствовали, что из 200 – 250 м горизонтальных стволов в притоке газа участвовали примерно 30 % ствола [16]. Аналогичные результаты исследований получены при гидродинамических исследованиях на нефтяных месторождениях Нягани и Среднего Приобья ОАО «ТНК-ВР», где отмечено, что работающий участок горизонтального ствола составляет всего 15 % от общей длины [8].

В начальный период внедрения многозабойных скважин научные разработки по обоснованию оптимальной длины горизонтальной скважины отставали от практических возможностей строительства горизонтальных и многозабойных скважин.

К настоящему времени имеются многочисленные теоретические разработки как отечественных, так и зарубежных исследователей по определению оптимальной длины горизонтальных газовых, газоконденсатных и нефтяных скважин [5, 7, 15, 18, 25].

В этих работах при определении оптимальной длины скважины предлагается учитывать потери давления при движении флюида в горизонтальном стволе, и в соответствии с этим снижение депрессии на пласт от максимальной величины на начальном участке ствола до нуля в конце.

При прогнозировании дебита скважины учитывают также такие параметры пласта и скважины как анизотропность пласта, его толщину и диаметр скважины.

Однако ни в одной из этих работ не рассматривается проблема эксплуатации многозабойных скважин, пробуренных в пластах, склонных к разрушению, и предупреждению образования глинисто-песчаных пробок. Удаление песчаных пробок из забоев горизонтальных, особенно из забоев многоствольных скважин, актуальна, так как зачастую невозможно проникнуть промывочными трубами во все боковые стволы для промывки забоев и удаления осевшей в скважине породы.

В данной работе предлагается определять работающую длину горизонтального участка многозабойной скважины путем расчета скорости движения добываемого флюида, обеспечивающего транспорт твердых частиц во взвешенном состоянии выше скорости витания.

В этих условиях полагается, что ствол скважины будет очищаться потоком добываемой продукции.

Работающей остается длина горизонтального ствола, в конце которой забойное давление снижено настолько, что обеспечивает приток, соответствующий скорости выноса твердых частиц. С другой стороны, продвижение газа с высокой скоростью увеличивает потери давления и возможно превышение предельно допустимой депрессии, установленной для конкретного продуктивного пласта по критериям неразрушения коллектора и безводной эксплуатации. Кроме того, снижение давления на входе в вертикальный ствол ограничено допустимым давлением на устье скважины.

С учетом комплекса ограничений в конкретных условиях на стадии проектирования скважины необходимо решать вопрос рациональной длины горизонтального ствола. Для решения данного вопроса прежде всего выбирается математическая модель притока газа и его движения вдоль ствола с учетом изменения давления.

Выбирая между наиболее упрощенной аналитической и наиболее сложной трехмерной моделями, авторы отдают предпочтение численно-аналитическому варианту, представленному в работе [5].

Данный вариант модели отображает основные закономерности процесса – двучленное уравнение притока газа, изменение форм линий тока в призабойной зоне, потери давления при движении в стволе за счет трения и действия инерционных сил – и охватывает область фильтрации от забоя скважины до области питания. Предлагаемая здесь стационарность процесса не ограничивает

возможность учета изменений от времени за счет динамики контурного пластового давления.

Параметры данной модели включают основные конкретные характеристики продуктивного пласта и скважины.

Дифференциальные уравнения, описывающие приток газа к ГС при отсутствии фонтанных труб, что не снижает общности формулировки, имеют вид системы:

$$\frac{dQ}{dl} = \frac{-A + \sqrt{A^2 + 4B(P_k - P)}}{2B}; \quad (7.1)$$

$$\frac{dP}{dl} = \left(\lambda_r \frac{Q}{B} + \frac{1}{2} \frac{\partial Q}{\partial l} \right) \cdot \frac{\alpha Q P}{2^\alpha Q^2 - P^2}, \quad (7.2)$$

где

$$B = \frac{8 P_{am} Z T}{\pi^2 D^4 T_{ст}}; \quad (7.3)$$

$$A = \frac{A^*}{h_1} \cdot \left[\frac{h_1}{R_c} \cdot \left(\ln \frac{R_c}{R_c + h_1} \right) + \frac{R_k - h_1}{R_c + v h_1} \right]; \quad (7.4)$$

$$B = \frac{B^*}{8} \cdot \left[\frac{2}{h_1} \cdot \left(\ln \frac{R_c + v h_1}{R_c} - \frac{v h_1}{R_c + v h_1} \right) + \frac{R_k - v h_1}{(R_c + v h_1)^2} \right]; \quad (7.5)$$

$$A^* = \frac{\mu Z P T}{k T_{ст}}, \quad B^* = \frac{\rho \cdot P Z T}{l^3 T_{ст}}, \quad v = \sqrt{\frac{K_B}{K_r}}, \quad h_1 \leq h \leq R_c / 2.$$

Представленная система дифференциальных уравнений описывает изменение объемного расхода в нормальных условиях (н.у.) Q и давления P вдоль ГС. Особо следует отметить задание краевого условия. Так, задавая нулевой расход в торцевое сечение и забойное давление вблизи торца, что физически непротиворечиво, получаем задачу Коши с начальными данными искомых функций. Интегрируя численно по направлению потока, находим единственное решение, соответствующее крайевым условиям.

Если задавать крайевые условия в начале ГС, т.е. на стыке с вертикальным или наклонным участком, то при интегрировании в направлении, противоположном потоку, получаем некорректный результат. Это объясняется несогласованностью задания Q и P в начале ГС. Так, согласно уравнению (1), при снижении депрессии ($P_k \rightarrow P^2$) до нуля от начала ГС до торцевого сечения темп притока газа из пласта $\frac{dQ}{dl}$ стремится к нулю. Но, так как дебит Q в начале ГС задан произвольно, не согласованно с заданием P , то полученный в результате накопления со знаком (-) дебит Q вблизи торца может стать любой величиной, в том числе и отрицательной.

Окончательно крайнее условие задается на торцевом конце ГС в виде:

$$l = L, \quad Q = 0, \quad P = P_{ст}.$$

Чтобы определить такую длину ГС, в пределах которой происходит вынос

твердых частиц потоком газа, допустим критерий скорости выноса по уравнению Стокса:

$$v_b = 1,3 \cdot K \cdot \sqrt{\left(\frac{\rho_q}{\rho} - 1 \right) \cdot d^q}, \quad (7.6)$$

где K – постоянная Реттингера, при турбулентном режиме течения $K = 5,72$.

Объемный расход при нормальных условиях, соответствующий скорости выноса частиц, определяется согласно материальному балансу и представляет функцию давления P :

$$Q(P) = \frac{P}{P_{ат}} \cdot v_b \cdot F. \quad (7.7)$$

Искомую длину горизонтального ствола будем устанавливать в заданных конкретных условиях при минимальном дебите Q_b , обеспечивающем вынос твердых частиц и соответствующем ему максимальному давлению (или минимальной депрессии) P .

В этом смысле искомая длина является оптимальной. Увеличение дебита и снижение давления при продвижении газа к входу в вертикальный ствол только усиливают эффект выноса твердых частиц.

Рассмотрим последовательность расчетов.

1. Зададим максимальную допустимую по техническим условиям бурения длину ГС, например

$$L = 700 \text{ м.}$$

2. Допустим забойное давление на торце близким к пластовому:

$$P_{зт} = P_k - \delta, \quad \delta \approx 0,1 \text{ МПа.}$$

3. Обратимся к интегрированию уравнений (1,2), начиная от торца.

На каждом шаге интегрирования определяются текущие значения $Q(l)$, $P(l)$ и выполняются проверки ограничений.

3.1. Проверка соотношения текущего расхода газа и необходимого для выноса твердых частиц:

$$Q(l) \geq Q_b(P).$$

При выполнении данного условия фиксируется длина $L_1 = l$ и соответствующее давление ($P_1 = P(l)$).

3.2. Проверка допустимости текущей депрессии:

$$P(l) \geq P_k \geq P(l) \geq P_{\max}.$$

При нарушении данного условия фиксируется длина $L_2 = l$ и процедура интегрирования заканчивается с результатом определенной искомой длины:

$$L_{иск} \leq L_1 \leq L_2.$$

3.3. Проверка выхода газа к устью вертикального ствола скважины с допустимой величиной устьевого давления $P_{у.доп}$ по формуле Адамова:

$$P_y = \sqrt{\left[P^2(l) - 1,377 \cdot \frac{Z^2 T^2}{d^5} \cdot e^{2S} - \frac{1}{\lambda} \cdot Q^2(l) \right] / e^{2S}}. \quad (7.8)$$

интегрирования заканчивается с результатом искомой длины:

$$L_{\text{иск}} \square L_1 \square L_3.$$

При отсутствии нарушений условий 3.2 и 3.3 искомая длина $L_{\text{иск}} \square L_1$, т.е. отбрасывается участок, где скорость потока газа не достаточна для выноса твердых частиц.

С целью определения степени влияния на скорость транспорта твердых частиц в горизонтальных скважинах с различными параметрами, такими как: горизонтальная и вертикальная проницаемость пласта, толщина пласта, диаметр скважины – выполнены расчеты, результаты которых приведены на рис. 7.1 – 7.4. Расчеты выполнены при следующих исходных данных:

- длина горизонтального участка скважины 700 м;
- пластовое давление 10 МПа;
- k_r (горизонтальная проницаемость) 0,05; 0,25; 0,5 мкм²;
- k_v (вертикальная проницаемость) 0,005; 0,100; 0,500 мкм²;
- $h_{\text{пл}}$ (толщина пласта) 10; 25; 50 м;
- R_c (диаметр скважины) 0,05; 0,06; 0,075 м.

При принятой модели притока газа к горизонтальной скважине расчеты показывают (рисунок 7.1), что скорость флюида существенно увеличивается с уменьшением радиуса скважины. Однако при принятых исходных данных скорость флюида не достигает минимально необходимой скорости транспорта твердых частиц. В этих условиях нецелесообразно строить многозабойные скважины. Если продуктивный пласт представлен породами, склонными к разрушению, ствол горизонтальной скважины необходимо оборудовать противопесочными фильтрами.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Алиев, З. С. Определение производительности горизонтальных газовых и газоконденсатных скважин / З.С. Алиев, В.В. Шеремет / Экспресс-информ. Сер. Геология, бурение, разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений: ВНИИЭГазпром. – Вып. 3. – М., 1992.
2. Алиев, З. С. Определение дебита горизонтальной газовой скважины, вскрывшей на произвольном расстоянии от кровли и подошвы полосообразный пласт / З.С. Алиев, В.В. Шеремет / Экспресс-информ. Сер. Геология, бурение, разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений: ВНИИЭГазпром – Вып. 4. – М., 1992.
3. Алиев, З.С. Обоснование модели задачи фильтрации газа при нелинейном законе сопротивления к горизонтальной скважине, вскрывшей полосообразную залежь / З.С. Алиев, В.В. Шеремет / Экспресс-информ. Сер. Геология, бурение, разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений: ВНИИЭГазпром – Вып. 6. – М., 1992.
4. Алиев, З. С. Влияние выпавшего конденсата на коэффициент фильтрационного сопротивления / З.С. Алиев // Вклад молодых специалистов в газовую промышленность. ЦНТИ Газпром, 1964.
5. Алиев З.С., Шеремет В.В. Определение производительности горизонтальных скважин, вскрывших газовые и газонефтяные пласты. – М. : Недра, 1995. 131 с.
6. Алиев З.С., Сомов Б.Е., Карагаев Ж.Г. Влияние степени вскрытия

пологообразных неоднородных пластов на производительность горизонтальных скважин // Вопросы методологии и новых технологий разработки месторождений природного газа. Ч2. – М: ВНИИГаз, 1996.

7. Близиюков, В. Ю. Исследование влияния различных факторов на длину горизонтального ствола скважины в условиях однофазного потока / В. Ю. Близиюков // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море, 2006, № 5.

8. Вахрушев, И.А. Результаты строительства и эксплуатации горизонтальных скважин на месторождениях Западной Сибири / И.А. Вахрушев, А.А. Ручкин и др. // Нефтяное хозяйство. 2010, №2.

9. Гасумов, Р.А. Предупреждение выноса песка из продуктивного пласта в условиях АНПД [Текст] / Р.А. Гасумов, В.Г. Мосиенко, Ю.С. Тенишев [и др.] // Строительство газовых и газоконденсатных скважин. Сб. науч. Трудов ВНИИГАЗ. – М., 1999. С 75–77.

10. Жианиезини, Д. Ф. Технология эксплуатации скважин с горизонтальным стволом / Д.Ф. Жианиезини // Нефть, газ и нефтехимия за рубежом. – 1989. – № 5.

11. Зозуля Г.П., Кустышев А.В., Матиешин И.С., Гейхман М.Г., Инюшин Н.В. Особенности добычи нефти и газа из горизонтальных скважин : учеб. пособие по ред. Г.П. Зозули. – М. : Издательский центр «Академия», 2009. – 176 с.

12. Мирзаджанзаде А.Х., Кузнецов О.Л., Басниев К.С., Алиев З.С. Основы технологии добычи газа. – М. : Недра, 2003, 879 с. (стр. 567 – 570).

13. Пилатовский, В. П. Исследование некоторых задач фильтрации жидкости к горизонтальным скважинам, пластовым трещинам, дренирующим горизонтальный пласт / В.П. Пилатовский: Тр. ВНИИ. – М.: Гостоптехиздат, 1960. – Вып. XXXII.
14. Поляков, В.Н. Технологические проблемы строительства многозабойных скважин с горизонтально разветвленными стволами [Текст] /В.Н. Поляков, Р.Р. Хузин, С.А. Постников [и др.] // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2013. – № 9. – 10–12.
15. Проселков Е. Ю. Оценка предельной длины горизонтальной скважины / Е. Ю. Проселков, Ю. М. Проселков // Нефтяное хозяйство, 2004, № 1.
16. Славицкий В. С. Опыт проведения и результаты газодинамических исследований горизонтальных скважин Куцевского ПХГ / В. С. Славицкий, Д. Н. Черновалов, Э. В. Сова // Труды семинара «Строительство и эксплуатация ПХГ горизонтальными скважинами. Анапа. Краснодар. 1996.
17. Тагиров, О.О. К определению оптимальной длины горизонтального ствола в многозабойных скважинах / О.О. Тагиров // Вестник Северо-Кавказского государственного технического университета. 2011, №2(27). С. 111 – 114.
18. Тагиров, К.М. Обоснования оптимальной длины горизонтального участка ствола в газовой скважине и допустимой депрессии на продуктивный пласт / К. М. Тагиров, В. И. Нифантов, В. И. Киршин и др. // Нефть и газ. Выпуск III. Бурение скважин.
19. Тагиров, К.М. Проблемы эксплуатации многозабойных и горизонтальных скважин на газовых и газоконденсатных месторождениях и ПХГ / К.М. Тагиров, Л.Г. Коршунова, О.О. Тагиров, А.В. Хандзель // Вестник Северо-Кавказского государственного технического университета. 2012. № 4(33).
20. Тагиров К.М. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин / Учебное пособие. – М: Академия, 2012. – 346 с.
21. Тагиров К.М., Коршунова Л.Г., Тагиров О.О., Хандзель А.В. Проблемы эксплуатации многозабойных и горизонтальных скважин на газовых и газоконденсатных месторождениях и ПХГ // Вестник Северо-Кавказского государственного технического университета. 2012, №4(33).
22. Шеремет, В. В. Определение производительности горизонтальных нефтяных скважин / В.В. Шеремет // Научно-технические достижения и передовой опыт, рекомендуемые для внедрения в газовой промышленности. – М. : ВНИИЭГазпром. – 1992. – Вып. 2.
23. H. Cho, S. N. Shah. Optimization of well length for horizontal drilling. Journal of Canadian Petroleum Technology / May 2002. Volume 41, № 5.
24. Giannesini J. F. Production Technology Takes New Direction for Horizontal Wells.//World Oil. May, 1989.
25. Joshi S. D., Mutalik P. N. Decline curve analysis predicts oil recovery from Horizontal Wells.//Oil and Gas Journal. September, 7, 1992.
26. Karcher B. J., Giger F. M., Combe J. Some Practical Formulas to Predict Horizontal Well Behavior. SPE 15430, 1986.
27. Joshi S. D. Horizontal well technology. Tulsa, Oklahoma, USA, 1991.

28. Langford, M., Westera, G., Holland, B., Bocaneala, B., Norris, M. Development of a Stranded Tight Gas Field in the UK Southern North Sea Using Hydraulic Fracturing Within a Subsea Horizontal Well: A Case Study. SPE – 170852 – MS. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 27-29 October, Amsterdam, The Netherlands, 2014.

29. Sung W., Ertekin T. Performance Comparison of Vertical and Horizontal Hydraulic Fractures and Horizontal Boreholes in Low-permeability Reservoirs a Numerical Study. SPE 1640, 1987.

30. De Montigny O., Sorreux P., Louis A., Lessi J. Horizontal Well Drilling Data Enhance Reservoir Appraisal.//Oil and Gas Journal 1988, v. 86, N 37.

Учебное пособие

Тагиров Курбан Магомедович

Гунькина Татьяна Александровна
Хандзель Александр Владиславович

ЭКСПЛУАТАЦИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Учебное пособие
(курс лекций)
для студентов направления подготовки 21.04.01 Нефтегазовое дело

Редактор:

Подписано в печать
Формат 60 × 84 1/16 Усл. п. л.- Уч. изд. л.-
Бумага газетная Тираж 50 Заказ № Тираж
ФГАОУ ВПО «Северо-Кавказский федеральный университет»
355029, г. Ставрополь, пр. Кулакова 2.

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«СЕВЕРО-КАВКАЗСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ
по организации и проведению
самостоятельной работы

Технология применения горизонтальных скважин

для студентов направления подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело
направленность (профиль) «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи
нефти»

Ставрополь 2026

Методические рекомендации предназначены для студентов вуза «Северо-Кавказский федеральный университет»

Цели методических рекомендаций:

1. Методическое сопровождение процесса введения и реализации требований Федерального государственного образовательного стандарта высшего образования (далее ФГОС ВО), помощь при разработке рабочих учебных программ дисциплин и профессиональных модулей образовательной программы (далее ОП).
2. Создание в образовательном учреждении учебно-методического обеспечения образовательного процесса.

Методические рекомендации определяют сущность самостоятельной работы студентов в вузе, её назначение, планирование, формы организации и виды контроля.

Содержание

- 1. Нормативное обеспечение самостоятельной работы в ФГОС ВО.**
- 2. Назначение и виды самостоятельной работы студентов.**
- 3. Контроль самостоятельной работы студентов преподавателями.**

1. Нормативное обеспечение самостоятельной работы в ФГОС ВО

1.1. ФГОС раздел: «Требования к условиям реализации ОП»:

– Требования к обязательному минимуму содержания образовательной программы подготовки специалиста, к условиям ее реализации и срокам ее освоения определяются настоящим федеральным государственным образовательным стандартом;

– основная образовательная программа подготовки специалиста состоит из дисциплин общенаучного и профессионального циклов, состоящих из базовой и вариативной частей и дисциплин по выбору;

– максимальный объем учебной нагрузки студента устанавливается 54 часа в неделю, включая все виды аудиторной и внеаудиторной (самостоятельной) учебной работы.

Во время самостоятельной подготовки обучающиеся должны быть обеспечены доступом к сети Интернет. Реализация образовательной программы подготовки специалиста должна обеспечиваться доступом каждого студента к библиотечным фондам и базам данных, формируемым по полному перечню дисциплин образовательной программы из расчета обеспеченности учебниками и учебными пособиями не менее 0,5 экземпляра на одного студента. Библиотека вуза должна иметь достаточное количество современных учебников и учебных пособий по всем циклам дисциплин и постоянно восполняться научной литературой и периодическими изданиями нефтегазового профиля

Объем времени, отведенный на внеаудиторную самостоятельную работу, находит отражение:

- в рабочем учебном плане – в целом по теоретическому обучению, каждому из циклов дисциплин;
- в рабочих программах учебных дисциплин циклов дисциплин с распределением по разделам или конкретным темам.

2. Назначение и виды самостоятельной работы студентов.

Самостоятельная работа проводится с целью:

- систематизации и закрепления полученных теоретических знаний и практических умений студентов;
- углубления и расширения теоретических знаний;
- формирования умений использовать нормативную, правовую, справочную документацию и специальную литературу;
- развития познавательных способностей и активности студентов: творческой инициативы, самостоятельности, ответственности, организованности;
- формирование самостоятельности мышления, способностей к саморазвитию, совершенствованию и самоорганизации;
- формирования практических (общеучебных и профессиональных) умений и навыков;
- развитию исследовательских умений.

В учебном процессе ОУ выделяются два вида самостоятельной работы:



Внеаудиторная самостоятельная работа - планируемая учебная, учебно-исследовательская, научно-исследовательская работа студентов, выполняемая во внеаудиторное время по заданию и при методическом руководстве преподавателя, но без его непосредственного участия.

3. Контроль самостоятельной работы студентов преподавателями.

Контроль самостоятельной работы студентов предусматривает:

- соотнесение содержания контроля с целями обучения;
- объективность контроля;
- валидность контроля (соответствие предъявляемых заданий тому, что предполагается проверить);
- дифференциацию контрольно-измерительных материалов.

Формы контроля самостоятельной работы

1. Просмотр и проверка выполнения самостоятельной работы преподавателем.
2. Самопроверка, взаимопроверка выполненного задания в группе.
3. Обсуждение результатов выполненной работы на занятии.
4. Тестирование.
5. Письменный опрос.
6. Устный опрос.
7. Индивидуальное собеседование.
8. Коллоквиум.
9. Отчет о проделанной работе.
10. Защита рефератов или курсовой работы.
11. Творческий конкурс.
12. Интернет - конференции.
13. Контрольная работа.

Критерии оценки результатов самостоятельной работы

Критериями оценок результатов внеаудиторной самостоятельной работы студента являются:

- уровень освоения студентами учебного материала;
- умения студента использовать теоретические знания при выполнении практических задач;
- формирование набора из общекультурных и профессиональных компетенций будущего специалиста;
- умения студента активно использовать электронные образовательные ресурсы, находить требующуюся информацию, изучать ее и применять на практике;
- обоснованность и четкость изложения ответа;
- оформление материала в соответствии с требованиями;

- умение ориентироваться в потоке информации, выделять главное;
- умение четко сформулировать проблему, предложив ее решение, критически оценить решение и его последствия;
- умение показать, проанализировать альтернативные возможности, варианты действий;
- умение сформировать свою позицию, оценку и аргументировать ее.

**Содержание внеаудиторной самостоятельной
деятельности студентов**

Методические указания для студентов по выполнению самостоятельной работы:

1. Подготовка к лекциям
2. Подготовка к практическим занятиям