

Срок службы труб возрастает с увеличением толщины их стенок: при давлении  $0,35 \text{ Н/м}^2$  (5000 Пси), наружный диаметр 31,8 мм (1,25 дюймов), при увеличении толщины стенки от 2,2 мм (0,087 дюймов) до 2,8 мм (0,109 дюймов) срок службы НКТ возрастает на 127 % (табл. 3).

Таблица 2.4

**Влияние изменения толщины стенки на срок службы ГНКТ**

Диаметр гибких НКТ, мм (дюйм)	Увеличение толщины стенки гибких НКТ, мм (дюймы)		Увеличение срока службы гибких НКТ при давлении, кг/см <sup>2</sup> (Пси)	
	от	до	175 (2500)	350 (5000)
31,8 (1,25)	2,2 (0,087)	2,8 (0,109)	6%	127%
38,1 (1,50)	2,8 (0,109)	3,2 (0,125)	2%	81%
44,45 (1,75)	2,8 (0,109)	3,2 (0,125)	6%	100%

При моделировании ситуаций с усталостным износом необходимо принимать во внимание влияние коррозии, выражающееся в виде уменьшения толщины стенки труб и изменения состояния поверхностного слоя труб:

Практика показывает, что после проведения каждой стандартной кислотной обработки толщина стенки труб уменьшается примерно на 0,02 мм.

Особое внимание необходимо обращать на наличие такого фактора, как процентное содержание  $\text{H}_2\text{S}$  и  $\text{CO}_2$  в находящейся в скважине жидкости; коррозионное воздействие сероводорода  $\text{H}_2\text{S}$  возрастает при низких значениях рН и при добыче сухого газа.

Срок службы гибких насосно-компрессорных труб возрастает при увеличении радиуса направляющего желоба и диаметра барабана. Кроме того, на срок службы влияет также центрирование колонны труб в скважине, расстояние между направляющими роликами, радиус и форма роликов. Срок службы гибких НКТ, при увеличении радиуса направляющего желоба от 1270 мм (50 дюймов) до 1829 мм (72 дюйма) возрастает на 54 %.

Срок службы гибких НКТ также зависит от наличия каких-либо повреждений и нарушений на поверхности труб, контактного давления на трубы (желательно поддерживать его ниже  $0,035 \text{ Н/м}^2$ ) (500 фунт/кв. дюйм), состояния поверхности контакта захватов с трубами, от материала, из которого изготовлены плашки цепей инжектора.

При количестве рабочих циклов ниже критической величины для гибких насосно-компрессорных труб, они сохраняют свои свойства упругой деформации с замедленным постепенным увеличением диаметра при нахождении в скважине.

Момент фактического разрушения труб определяется для каждого значения внутреннего давления по количеству циклов изгиба, приводящих к началу трещинообразования. Эти параметры (количество циклов знакопеременных нагрузок и давление закачки) и являются расчетными данными для моделирования срока службы гибких насосно-компрессорных труб.

**Литература**

1. Вайншток СМ и др Ремонт и бурение с применением гибких труб – М.: Издательство РАН, 1999 – 224 с.
2. Применение гибких непрерывных труб в нефтедобыче- нефть и газ Евразия, Ноябрь, 2008 г.
3. Технический регламент по эксплуатации устонок гибких насосно компрессорных труб- ЗАО «Самолотр фракмастер Сервисиз».

**РАСЧЕТ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН ПРИ РАЗРАБОТКЕ АНИЗОТРОПНОГО НЕФТЯНОГО ПЛАСТА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПРОГРАММНОГО ПРОДУКТА ECLIPSE**

**Фан Чан Хай Лонг, Е.Л. Журова**

Научный руководитель доцент И.А. Иванова

**Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия**

Начиная с 80-х годов распространение получили горизонтальные и многоствольные скважины, которые по критериям стоимости, эффективности, окупаемости, затрат времени часто превосходят вертикальные. В последние годы большое распространение получило бурение боковых горизонтальных стволов из старых, как правило, простаивающих истощенных скважин. Бурение многоствольных горизонтальных скважин (ГС), боковых горизонтальных стволов (БГС) получило на западе, а затем и в России общее название горизонтальных технологий. Новые технологии, основанные на применении ГС, существенно изменили теорию и практику мировой добычи углеводородов. Дебиты скважин, имеющих горизонтальные окончания, значительно возросли. В результате появилась возможность эксплуатировать месторождения отдельными 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 [1].

Применение ГС позволяет не только значительно снизить фильтрационное сопротивление в призабойной зоне, но и целенаправленно влиять на направления течения жидкостей в удаленном межскважинном пространстве пласта, увеличивая скорости фильтрации флюидов и минимизируя долю слабо дренируемых зон в общем поровом объеме эксплуатационного объекта. Это особенно важно в низкопроницаемых анизотропных коллекторах, для эффективной разработки которых требуется близкое расположение вертикальных скважин, поэтому использование ГС может обеспечить дренирование больших областей и увеличить коэффициент извлечения нефти.

Для оценки эффективности применения горизонтальных скважин по сравнению с вертикальными были построены геологическая и фильтрационная модели нефтяного пласта с использованием программных продуктов Petrel и Eclipse. Объектом исследования выступило месторождение с речным генезисом продуктивных отложений. Пласт характеризуется анизотропией фильтрационно-емкостных свойств (рис. 1).

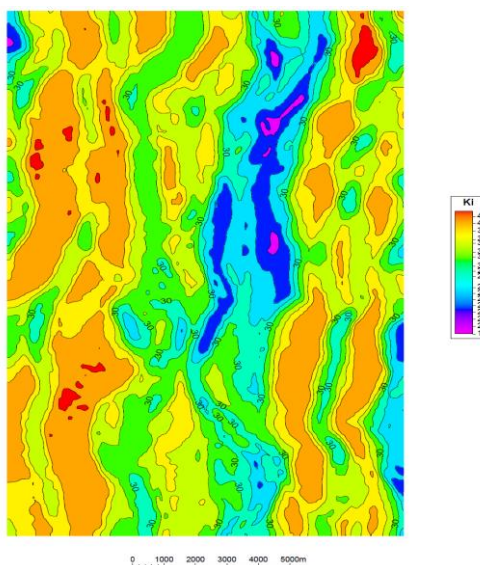


Рис. 1. Проницаемость пласта-коллектора

В качестве системы разработки месторождения выбрана пятиточечная схема размещения скважин. В связи с тем, что стоимость строительства скважин с горизонтальным окончанием выше стоимости вертикальных скважин, количество скважин в двух рассматриваемых вариантах различны. Для варианта с вертикальным окончанием – 454 скважины, а для варианта с горизонтальным окончанием – 347. Существенное влияние на эффективность применения горизонтальных скважин оказывает длина горизонтального окончания, направление горизонтальной секции, а также положение горизонтального окончания относительно кровли и подошвы (или флюидального контакта) пласта. Длина горизонтального окончания была принята 500 метров, его направление – перпендикулярным направлению максимальной горизонтальной проницаемости, а положение в вертикальном направлении – на 50 метров ниже кровли (мощность пласта до 250 метров). Следует отметить, что расчеты обоих вариантов размещения скважин велись с поддержанием пластового давления и в обоих вариантах нагнетательные скважины являются – вертикальными.

Расчет вариантов показал то, что применение горизонтальных скважин обеспечивает более высокий коэффициент извлечения нефти и меньшую обводненность скважинной продукции (рис. 2). Таким образом, вариант разработки анизотропного пласта коллектора горизонтальными скважинами более эффективен.

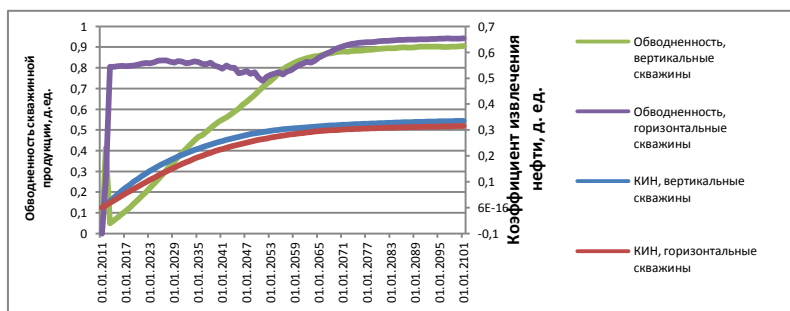


Рис. 2. Сравнение вариантов разработки

Литература

1. Особенности добычи нефти и газа из горизонтальных скважин: Учеб. пособие / [Г.П. Зозуля, А.В. Кустышев, И.С. Матиешин, М.Г. Гейхман, Н.В. Инюшин]; под ред. Г.П. Зозули.– М.: Издательский центр «Академия», 2009.– 176 с.

**УСЛОВИЯ И ОСОБЕННОСТИ ОБРАЗОВАНИЯ НЕОРГАНИЧЕСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ НА  
ПОЗДНИХ СТАДИЯХ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

**Л.А. Шангараева**

Научный руководитель профессор А.В. Петухов

*Санкт-Петербургский государственный горный университет, г. Санкт-Петербург, Россия*

Проблема солеотложения является постоянным спутником процесса добычи нефти как на начальном, так и на завершающем этапе разработки месторождения. Несмотря на различные причины солеотложения в зависимости от стадий разработки, его последствия одинаково негативно влияют на процесс нефтедобычи.

Выпадение солей в призабойной зоне пласта добывающих скважин снижает их продуктивность и дебит. Солеотложение на погружном электродвигателе, рабочих колесах УЭЦН, клапанах ШГН приводит к снижению наработки на отказ насосного оборудования, вызывая его преждевременный ремонт или замену. Отлагаясь в нефтесборных сетях и водоводах, соли снижают пропускную способность трубопроводов, что увеличивает затраты на перекачку скважинных флюидов и подтоварной воды для системы ППД. Концентрируясь на границе раздела фаз, соли повышают стабильность водо-нефтяных эмульсий, увеличивая затраты на подготовку товарной нефти.

Солеобразование при разработке и эксплуатации залежей нефти достаточно сложный и многофакторный процесс, обусловленный как природными, так и техногенными явлениями. Попутно добываемая вода является основным источником солеотложений в нефтедобыче. Это связано с ее перенасыщением труднорастворимыми солями, что происходит под действием меняющихся условий добычи – температуры, давления, концентрации солеобразующих ионов и других факторов. Вода представляет собой хороший растворитель для многих веществ и способна при этом переносить большие количества растворенных минеральных солей.

Солеобразование начинается в тот момент, когда состояние любого природного раствора нарушено путем превышения растворимости одного или более компонентов. Растворимость же самих минералов имеет сложную зависимость от температуры и давления [2].

В результате термобарических изменений и смешения химически несовместимых вод при движении водонефтяного потока по стволу скважины и в системе наземного внутрипластового сбора и подготовки нефти из пересыщенных солями растворов происходит выпадение неорганических осадков. Если факторы, способствующие насыщению солями закачиваемых в нефтяные залежи для поддержания пластового давления вод можно отнести к природным, то образование солевых отложений большей частью является результатом техногенного действия.

Обмениваясь с породой пласта-коллектора и пластовыми жидкостями, укачиваемая в залежь вода формирует определенный химический состав. При поступлении в скважину из неоднородных пропластков воды разного химического состава могут быть химически несовместимыми и при смешении образовывать осадки комплекса солей. По мере подъема и динамики газожидкостной смеси по стволу скважины, разгазирования, термобарических изменений, различных скоростей потока, определяемых дебитом скважин и конструкцией подъемного лифта, из смесей выпадают вторичные осадки солей и на устье скважины поступает фильтррат с иным соотношением солеобразующих ионов в растворе. Известно, что при определенных поверхностных условиях пересыщенные солями растворы могут долгое время оставаться стабильными, не проявляя склонности к осадкообразованию. Однако, под воздействием нарушающего равновесие солевого раствора, образуются осадки солей. Этому могут способствовать, например, попадание механических примесей и продуктов коррозии, как центров кристаллизации, различные химические обработки, явление облитерации в системе теплообмена при внутривнепластовой подготовке нефти и другие механизмы.

Наряду с условиями, характеризующими свойства солевых растворов, как показывает практика, на отложение солей оказывают влияние технологические особенности разработки залежей, например, активность системы заводнения с повышенным давлением нагнетания.

Механизм образования отложения солей рассматривается как совокупность процессов, обуславливающих накопление твердой фазы на поверхности оборудования. Однако в настоящее время нет единого мнения как относительно закрепления солевых частиц на поверхности нефтепромыслового оборудования, так и теории их кристаллизации в процессе добычи нефти. Результаты современных различных исследований позволяют констатировать, что отложение солей при нефтедобыче есть процесс массовой кристаллизации из пересыщенных растворов при сложных гидро- и термодинамических условиях в присутствии нефтяных компонентов, газовой фазы и механических примесей, влияющих на интенсивность накопления, характер и свойства осадков. Ввиду сложности о механизме процесса массовой кристаллизации можно судить лишь по косвенным наблюдениям за микрокинетикой, когда скорости образования и роста кристаллов