



УДК 622.245 (031)

ПРОЦЕСС ОСВОЕНИЯ ДОБЫВАЮЩЕЙ СКВАЖИНЫ В УСЛОВИЯХ НАХОДКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ



THE PROCESS OF DEVELOPING THE PRODUCING WELL UNDER THE CONDITIONS OF THE NAKHODKINSKOYE FIELD

Липилина Дарья Сергеевна

студентка направления подготовки 21.03.01
«Нефтегазовое дело»,
Ухтинский государственный
технический университет
maksimovadk68@mail.ru

Савенок Ольга Владимовна

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

Аннотация. В статье представлена краткая теоретическая информация о методах вызова притока и освоения скважин. В качестве одного из основных методов можно отметить замену бурового раствора на жидкость меньшей плотности. Также приведены конструкции скважин: вертикальных и наклонно-направленных. Представлена методика расчёта замены жидкости на жидкость с меньшей плотностью. В скважине № 134 Находкинского месторождения для вызова притока было решено произвести замену глинистого раствора на воду. Для определения параметров мероприятия был произведён расчёт, в результате которого установлено, что для проведения операции понадобится 16 м³ воды, давление закачки составит 1,2 МПа, продолжительность закачки при использовании насосного агрегата 4АН-700 – 89,1 минут.

Ключевые слова: освоение добывающей скважины, общие сведения об освоении скважины, классификация методов вызова притока и освоения скважин, общая характеристика методов вызова притока и освоения, конструкции скважин, подземное и устьевое оборудование, расчёт процесса освоения скважины.

Lipilina Daria Sergeevna

Student Training direction 21.03.01
«Oil and gas engineering»,
Ukhta state technical university
maksimovadk68@mail.ru

Savenok Olga Vadimovna

Doctor of Technical Sciences,
Professor of oil
and gas engineering department
named after professor G.T. Vartumyan,
Kuban state technological university
olgasavenok@mail.ru

Annotation. The article provides a brief theoretical information on methods of inflow and well development methods. As one of the main methods, the replacement of the drilling fluid with a liquid of lower density can be noted. Well designs are also shown: vertical and directional. A method for calculating the replacement of a liquid with a liquid with a lower density is presented. In well № 134 of the Nakhodkinskoye field, it was decided to replace the clay solution with water to call the inflow. To determine the parameters of the event, a calculation was made, which resulted in the fact that for the operation 16 m³ of water will be needed, the injection pressure will be 1,2 MPa, the injection time when using the 4AN-700 pump unit is 89,1 minutes.

Keywords: development of a producing well, general information about well development, classification of methods for invoking inflow and well development, general characteristics of methods of inflow and development challenge, well designs, underground and wellhead equipment, well development process calculation.

О общие сведения об освоении скважины

Вызов притока – технологический процесс снижения противодавления на забое простаивающей скважины, ликвидации репрессии на пласт и создания депрессии, под действием которой начинается течение флюида из пласта в скважину.

Освоение скважины – комплекс технологических и организационных мероприятий, направленных на перевод простаивающей той или иной причине скважины в разряд действующих.

Основной целью вызова притока и освоения является снижение противодавления на забое скважины, заполненной специальной жидкостью глушения, и искусственное восстановление или улучшение фильтрационных характеристик призабойной зоны для получения соответствующего дебита или приёмистости.

Так как возможности и техническая реализация известных методов вызова притока и освоения существенно различаются, выбор наилучшего для конкретных условий зависит от следующих критериев:

1. Величина пластового давления:

- с нормальным пластовым давлением (давление равно гидростатическому, вычисленному при плотности воды 1000 кг/м³);



- с пониженным пластовым давлением (давление ниже гидростатического) или с аномально низким пластовым давлением (АНПД);
- с повышенным пластовым давлением (давление выше гидростатического) или с аномально высоким пластовым давлением (АВПД).

При выборе метода вызова притока скважин, вскрывших залежи с АНПД или АВПД, указанный критерий следует рассматривать как определяющий.

2. Коэффициент проницаемости призабойной зоны скважины, насыщенной различными флюидами:

- с низкой проницаемостью;
- с хорошей проницаемостью.

При этом необходимо учитывать изменение проницаемости в течение всего периода времени от первичного вскрытия до начала вызова притока.

3. Механическая прочность коллектора:

- рыхлые, слабосцементированные породы;
- крепкие, хорошо сцементированные породы.

4. Фильтрационные характеристики призабойной зоны (коэффициенты подвижности и гидропроводности).

5. Имеющиеся в распоряжении технические средства снижения забойного давления.

Учёт вышеприведённых основных критериев при выборе метода вызова притока позволит получить наилучший технико-экономический эффект.

Можно дать следующую классификацию методов вызова притока и освоения скважин:

- 1) метод облегчения столба жидкости в скважине (жидкости глушения);
- 2) метод понижения уровня;
- 3) метод мгновенной депрессии.

Общая характеристика методов вызова притока и освоения сводится к рассмотрению изменения забойного давления в функции времени, а условия эффективного применения определяются совокупностью параметров, отражающих геологические, технологические, технические и организационные факторы с учётом известных критериев.

Рассмотрим все известные методы.

1. *Метод облегчения столба жидкости в скважине.* Реализуется различными способами, но наибольшее распространение получили промывки. При промывке скважины в период времени $0 - t_1$ (достижение уровнем раздела жидкостей башмака НКТ) возникает первая фаза – фаза роста поглощения пластом жидкости глушения. Вследствие этого происходит дополнительное изменение фильтрационных характеристик ПЗС. Именно поэтому выбору жидкости глушения должно уделяться особое внимание, исходя из требования сохранения фильтрационных характеристик ПЗС. В период времени $t_1 - t_2$ (вторая фаза снижения поглощения) объём поглощаемой пластом жидкости снижается. В период времени $t > t_2$ реализуется третья фаза – фаза притока жидкости из пласта за счёт создания депрессии.

2. *Метод понижения уровня.* Особенностью данного метода является отсутствие первой фазы, что делает его предпочтительнее, благодаря меньшему загрязнению ПЗС в период вызова притока.

3. *Метод мгновенной депрессии.* Особенностью данного метода является кратковременность второй фазы.

К первому методу относятся:

• промывки (прямая, обратная, комбинированная; промывки осуществляются различными жидкостями);

- закачка газообразного агента (газлифт);
- закачка пенных систем.

К методу понижения уровня относятся:

- тартание желонкой;
- свабирование;
- понижение уровня глубинным насосом.

К методу мгновенной депрессии относятся:

- способ падающей пробки;
- задавка жидкости глушения в пласт.

Рассмотрим некоторые из способов.

Тартание желонкой – не только способ вызова притока и освоения, но и исторический способ эксплуатации скважин с очень низкими пластовыми давлениями. Осуществляется желонкой, представляющей собой отрезок толстостенной трубы (как правило, бурильной), в нижней части которой имеется обратный клапан. Спускается в скважину на канате с помощью лебёдки. Так как объём желонки невелик, то процесс вызова притока тартанием достаточно медленный. Работа проводится при открытом устье, что представляет определённую опасность, особенно при фонтанных проявлениях. Спуск желонки, как правило, проводится в обсадную колонну.

Свабирование – способ понижения уровня в скважине, в которую спущена колонна НКТ. Сваб представляет собой трубу небольшого диаметра, на наружной поверхности которой укреплены



эластичные уплотнительные манжеты, наружный диаметр которых соизмерим с внутренним диаметром НКТ. В нижней части сваба имеется обратный клапан. Уплотнительные манжеты имеют чашеобразную форму, которые при подъёме сваба распираются за счёт давления столба жидкости над свабом, уплотняя зазор между наружным диаметром манжет и внутренним диаметром НКТ. Сваб спускается внутрь НКТ на лебёдке, а глубина его погружения под уровень жидкости определяется прочностью каната и мощностью привода лебёдки. Свабирование – более производительный способ и может осуществляться с использованием фонтанной арматуры (т.е. скважина герметизируется и выброс невозможен) со специальным лубрикатором.

Способ падающей пробки – суть его заключается в том, что колонна НКТ, спускаемая в скважину, в нижней части закрывается специальной пробкой, изготовленной из нефтерастворимого материала. Под действием собственного веса колонна НКТ спускается в скважину до определённой глубины, определяемой из равенства сил сопротивлений и собственного веса колонны. При необходимости увеличения глубины спуска колонны НКТ в неё с поверхности заливается определённое количество воды, удерживаемое в НКТ за счёт пробки. При спуске колонны до расчётной глубины внутрь НКТ сбрасывается тяжёлый предмет, который выбивает пробку. Так как столб воды в НКТ существенно меньше столба жидкости глушения в скважине, после падения пробки у башмака НКТ возникает достаточно большой перепад давлений, под действием которого жидкость глушения из скважины перетекает в НКТ, приводя к быстрому снижению забойного давления и вызову притока.

Задавка жидкости глушения в пласт – при этом вся или большая часть жидкости глушения заливается в пласт за счёт подключения компрессора, давление которого воздействует на уровень жидкости глушения. Когда расчётный объём жидкости глушения поглощён пластом, компрессор отключается, и давление в газонаполненной части скважины резко снижается (сравливание давления газа в атмосферу). При этом существенно снижается и забойное давление, провоцируя поступление флюидов из пласта в скважину.

Совершенно очевидно, что каждому из перечисленных способов присущи свои условия рационального применения для соответствующих характеристик осваиваемых коллекторов. Например, метод мгновенной депрессии не может быть использован для освоения низкопроницаемых рыхлых коллекторов.

Конструкции скважин, подземное и устьевое оборудование

Отсутствие в разрезе горизонтов с аномально высокими пластовыми давлениями и зон значительных осложнений определяет весь разрез как область совместимых условий бурения.

Основными критериями, определяющими конструкцию скважин, являются:

- надёжность и качество сооружения скважин, рассчитанных на их многолетнюю эксплуатацию при получении максимальной производительности;
- обеспечение безаварийной проводки скважин;
- оптимизированное кустовое бурение с учётом сокращения затрат на подготовительные работы по отсыпке площадок, подъездных дорог и др.;
- минимальное отрицательное воздействие на продуктивный пласт;
- соблюдение правил безопасности работ и стандартов по охране окружающей среды и т.д.

Предложенные конструкции скважин рассчитаны на использование материально-технических ресурсов отечественного производства и технологии строительства аналогичных скважин.

Конструкция вертикальной скважины приведена на рисунке 1.

Диаметр эксплуатационной колонны определяется путём согласования требований по размерам применяемого исследовательского и промыслового оборудования, обеспечения расчётного дебита газа и стремлением бурить скважины наименее возможного диаметра с целью сокращения общих затрат и уменьшения отходов бурения. Применяемое скважинное оборудование обычно не превышает диаметр 132 мм, поэтому с учётом вышеперечисленных оптимальными для эксплуатационной колонны являются трубы ОТТГ-А диаметром 168 мм по ГОСТ 632-80.

Глубина спуска колонны (1100 м) определяется необходимостью вскрытия продуктивного пласта ПК1 в интервале 975–1080 м с оставлением достаточного зумпфа для прохождения геофизических приборов, накопления остатков перфораторов, выносимого песка и т.д.

Беспрепятственный спуск колонны диаметром 168 мм с необходимыми зазорами между трубой и стенкой скважины обеспечивается долотом диаметром 215,9 мм.

Необходимость спуска и глубина кондуктора обуславливаются следующими факторами:

- перекрытия интервалов выделения газогидратов;
- перекрытие зоны многолетнемёрзлых пород (ММП);
- перекрытие неустойчивых глин тибейсалинской свиты;
- перекрытие водоносных горизонтов;
- обеспечение достаточной прочности пород у башмака кондуктора, способных выдержать внутреннее давление в скважине при замещении раствора пластовым флюидом в случае газопроявления и закрытия устья.

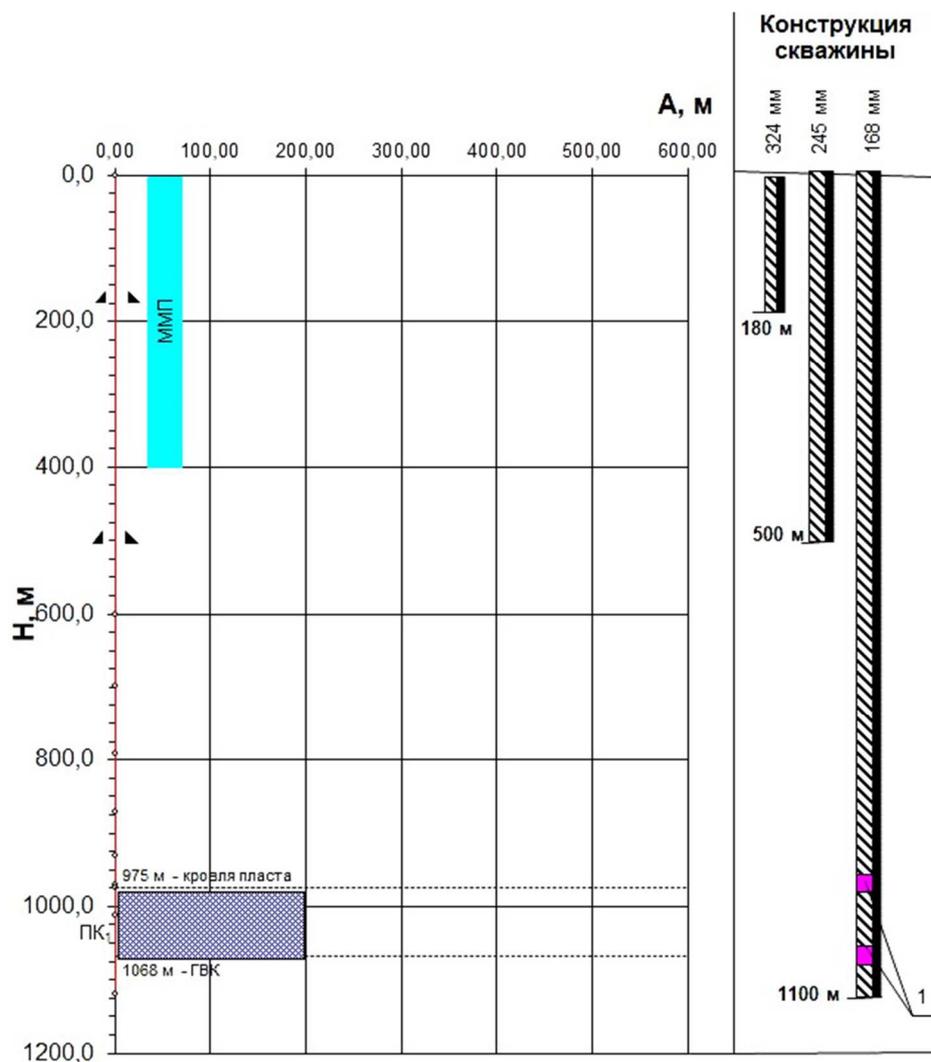


Рисунок 1 – Конструкция вертикальной скважины

Соблюдение указанных требований достигается спуском кондуктора на глубину не менее 500 м.

Диаметр кондуктора определяется допустимыми зазорами между муфтой эксплуатационной колонны и внутренней стенкой кондуктора, а также возможностью применения стандартного противобросового оборудования. Для этих целей оптимальными являются трубы ОТТМ-А диаметром 245 мм по ГОСТ 632-80.

При выбранном диаметре кондуктора 245 мм необходимый зазор между стенками скважины и трубами выдерживается при применении долот диаметром 295,3 мм.

Направление спускается на глубину 180 м для перекрытия интервала залегания газогидратосодержащих пород (криопегов), неустойчивых отложений люлинворской и верхней части тибейсалинской свит с целью предохранения устья скважины от протаивания и обрушения.

Диаметр направления определяется допустимыми зазорами между муфтой кондуктора и внутренней стенкой направления, а также использованием стандартной колонной головки. Для этих целей оптимальными являются трубы с треугольной резьбой диаметром 324 мм.

При выбранном диаметре направления 324 мм необходимый зазор между стенками скважины и трубами выдерживается при применении долот диаметром 393,7 мм.

Принятая конструкция позволяет осуществить проведение полного комплекса геолого-геофизических исследований (ГИС, испытание пласта ПК1 в колонне, гидродинамические исследования, отбор глубинных проб воды и газа), использовать современное оборудование и инструмент для бурения, испытания и эксплуатации скважины, не превышая при этом допустимой величины выхода ствола из-под башмака кондуктора и направления.

Для перекрытия всех флюидосодержащих горизонтов и интервалов, сложенных породами, склонными к течению и вспучиванию, а также создания надёжной крепи в зоне ММП подъём тампонажного раствора за направлением и кондуктором проектируется до устья. Крепление направления производится совмещённым способом, а кондуктора – прямым (при отсутствии кавернометрии – совмещённым) способом. При этом цементирование проводится чистым портландцементом с добавлением



ускорителя сроков схватывания (хлористый кальций, хлористый натрий) и наполнителя (асбест хризотилевый) для улучшения теплоизоляции зон залегания криопеггов и ММП.

Для надёжного разобцеия газовых и водоносных пластов до глубины 1100 м по вертикали, а также создания надёжной крепи в зоне ММП эксплуатационная колонна цементируется до устья прямым способом.

При этом цементирование проводится двумя порциями:

1) чистым портландцементом с добавлением пластификатора в интервале от забоя и на 100 м выше кровли пласта по стволу скважины;

2) облегчённым портландцементным раствором в остальной части цементируемого интервала.

Проводка отдельных вертикальных скважин по указанию геологической службы Заказчика должна быть произведена со сплошным отбором керна в интервале продуктивного пласта (интервалы отбора керна корректируются показаниями компьютеризированной станции ГТИ).

Наклонно-направленная скважина с углом входа в пласт 30–35° имеет аналогичную конструкцию с вертикальной (рис. 2).

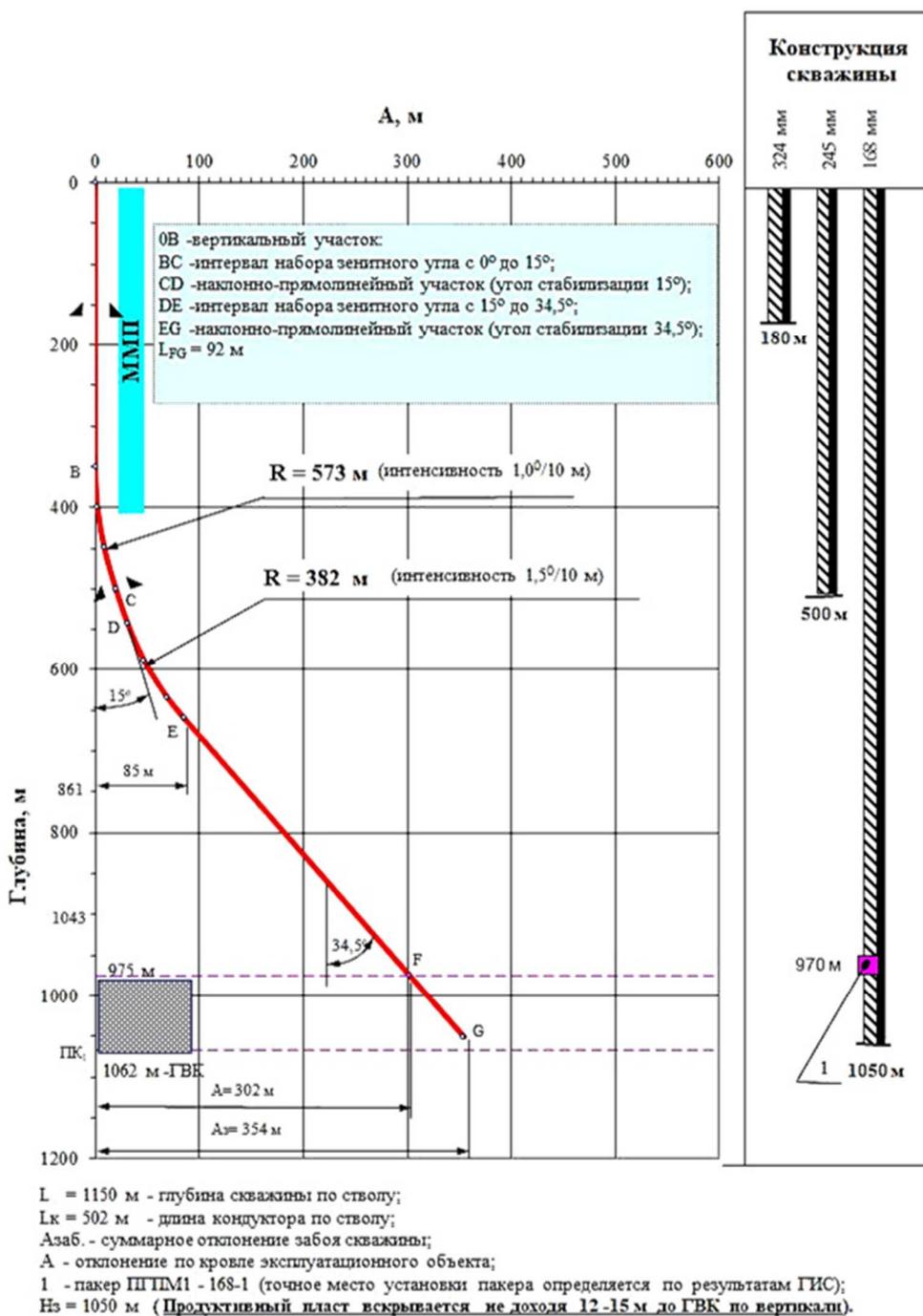


Рисунок 2 – Конструкция наклонно-направленной скважины с углом входа в пласт 30–35°



Максимальное отклонение от вертикали по кровле продуктивного пласта будет составлять ≈ 300 м, а по забою скважины ≈ 350 – 360 м.

Интенсивность искривления в интервале набора кривизны под кондуктор принимается равной $1,0^\circ/10$ м, а под эксплуатационную колонну – $1,5^\circ/10$ м.

Для исключения заколонных перетоков эксплуатационная колонна в нижней части должна быть оборудована пакером ПГПМ1-168, устанавливаемым в устойчивой части пласта-покрышки (по результатам ГИС).

Параметры профилей наклонно-направленных скважин с субгоризонтальным окончанием дополнительно уточняются и рассчитываются на стадии составления группового рабочего проекта.

Предполагается, что в условиях неоднородных и трещиноватых коллекторов эффективность субгоризонтального вскрытия пластов по сравнению с вскрытием пластов вертикальными и горизонтальными скважинами будет выражаться не только в повышении текущей добычи, но и в более полном охвате дренированием разнородных зон пласта, а, следовательно, и в повышении конечной газоотдачи. Установлено, что для изотропных пластов наибольшая производительность скважин, вскрывших пласты средней мощности, достигается при относительном вскрытии, равном $0,3$ – $0,5$ от общей продуктивной мощности. Дальнейшее увеличение степени вскрытия не приводит к росту добычи и связано с осложнениями предельно безводного дебита. Поэтому принимаем мощность вскрытия продуктивного пласта не более $0,5$ его эффективной мощности с ориентировкой наибольшего значения мощности по близрасположенной вертикальной скважине индивидуально для каждого ствола.

Учитывая отмеченное, выше назначаем субгоризонтальный угол вскрытия продуктивной части разреза равным 80° . При этом протяженность субгоризонтального участка ствола в продуктивном пласте будет составлять ≈ 240 м в скважинах, заложенных в присводовой части залежи (рис. 3).

Максимальное отклонение от вертикали по кровле продуктивного пласта будет составлять ≈ 300 – 340 м, а по забоям скважин ≈ 500 – 550 м.

Интенсивность искривление в интервале набора кривизны принимается равным $1,5^\circ/10$ м.

Нужно также отметить, что при эксплуатации Находкинского месторождения, разбуренного по предлагаемой модели, депрессии на пласт снизятся, а время «безводной» эксплуатации продуктивного пласта увеличится.

Конструкция наклонно-направленной скважины будет следующей.

Диаметр и глубина спуска направления и кондуктора, а также используемые для бурения долота будут такими же, как и при бурении вертикальной скважины.

Глубина спуска эксплуатационной колонны диаметром 168 мм определяется бурением ствола скважины до кровли пласта ПК₁ (пласт не вскрывается) и может изменяться в зависимости от местоположения скважины от 970 до 1010 м (по вертикали). Длина же эксплуатационной колонны по стволу может составлять 1100–1150 м. Цементируется эксплуатационная колонна до устья прямым способом. При необходимости в рабочем проекте следует предусмотреть установку муфты ступенчатого цементирования.

В случае если при бурении под эксплуатационную колонну по какой-либо причине пласт ПК₁ будет вскрыт, то во избежание заколонных перетоков эксплуатационная колонна в нижней части должна быть оборудована пакером ПГПМ1-168, устанавливаемым в устойчивой части пласта-покрышки (по результатам ГИС).

Для эксплуатационной колонны оптимальными являются трубы ОТТГ диаметром 168 мм исполнения «А».

Хвостовик с фильтровым окончанием диаметром 114 мм (фильтры типа ФГС, ФСУ или аналогичные) спускается в скважину с полным перекрытием длины субгоризонтального ствола с установкой пакера ПДМ-114 в колонне диаметром 168 мм и с заходом труб диаметром 114 мм на 50 м в эксплуатационную колонну. Трубы диаметром 114 мм, находящиеся выше пакера, цементируются.

Параметры профилей наклонно-направленных скважин с субгоризонтальным окончанием уточняются и рассчитываются на стадии составления группового рабочего проекта.

Типовые схемы противовыбросового оборудования устья скважин разрабатываются буровым предприятием в соответствии с действующими «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности», ГОСТами, инструкциями, нормативными документами и согласовываются с территориальными органами Госгортехнадзора РФ и военизированной части по предупреждению возникновения и по ликвидации открытых нефтяных и газовых фонтанов в установленном порядке.

После крепления скважин кондуктором устье оборудуется колонной головкой и противовыбросовым оборудованием соответствующего типа и размера.

Превенторные установки включают пульт управления превенторами, выкидные линии, блоки глушения и дросселирования, сепаратор.

Оборудование устья скважин (превенторные установки совместно с приустьевой частью обсадных колонн) опрессовываются на давление, превышающее ожидаемое, не менее чем на 10 %.

Устья эксплуатационных скважин должны оборудоваться фонтанной арматурой, соответствующей ожидаемым давлениям и пластовым флюидам.

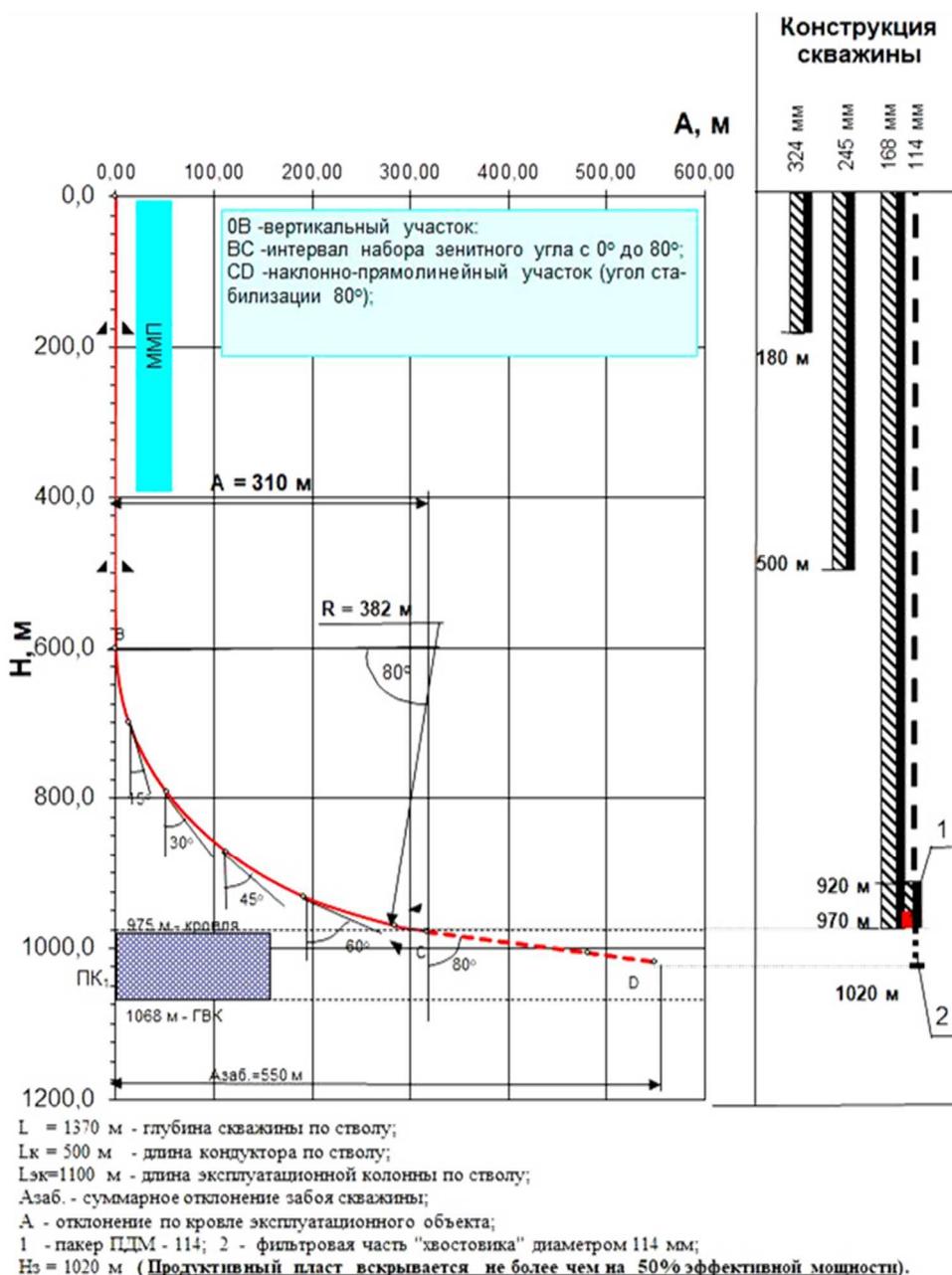


Рисунок 3 – Конструкция наклонно-направленной скважины с субгоризонтальным окончанием

Наземное оборудование должно иметь продувочную и аварийную (для глушения скважины) линии длиной не менее 100 м, опрессованные с коэффициентом запаса, равным 1,25 от ожидаемого максимального давления. Линии должны быть оборудованы обратными клапанами и должны иметь возможность подключения контрольно-регистрирующей аппаратуры.

Эксплуатация скважин фонтанным способом запрещается без забойного скважинного оборудования, включающего:

- посадочный ниппель для приёмного клапана и глухой пробки;
- пакер для предохранения эксплуатационной колонны, клапан циркуляционный, клапан ингибиторный, приустьевой клапан-отсекатель.

После установки пакер подлежит испытанию на герметичность, а затрубное пространство скважины над пакером заполняется раствором ингибиторной жидкости.

Управление центральной задвижкой, первыми от устья боковыми задвижками, установленными на струнах фонтанной арматуры, приустьевым клапаном-отсекателем должно быть дистанционным и автоматическим.

Эксплуатация скважин при наличии межколонного проявления запрещается.

При обнаружении давления в межколонном пространстве должны быть проведены необходимые исследования и приняты оперативные меры по выявлению и устранению причин перетока. По результатам исследований решается вопрос о возможности эксплуатации скважин.



На устье фонтанной скважины на период ремонта, связанного с разгерметизацией устья, необходимо установить противовыбросовое оборудование, в состав которого должен входить превентор со срезающими плашками. Схема оборудования устья скважин согласовывается с территориальным органом Госгортехнадзора России.

Система автоматизации добывающих скважин и прискважинного оборудования должна обеспечивать:

- подачу реагента в скважины и прекращение его подачи при возможных аварийных ситуациях, сигнализацию об аварийных отклонениях технологических параметров;
- автоматическое отключение скважин при нарушении режима;
- контроль за состоянием воздушной среды на объектах промысла, на трассах газонефтепроводов с автоматическим их отключением при утечках продукта.

Расчёт процесса освоения скважины

Рассмотрим процесс освоения скважины методом замены жидкости на жидкость с меньшей плотностью. Освоение будет проведено на скважине № 134 Находкинского месторождения. Исходные данные для расчёта давления, объёма и продолжительности закачки представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Исходные данные

Параметр	Обозначение	Значение
Глубина спуска НКТ, м	H	980
Пластовое давление, МПа	$p_{пл}$	13
Внутренний диаметр обсадной колонны, мм	$D_{вн}$	150,3
Плотность глинистого раствора, кг/м ³	$\rho_{гл}$	1280
Вязкость глинистого раствора, Па·с	$\mu_{гл}$	0,0176
Наружный диаметр НКТ, мм	$d_{нар}$	60
Внутренний диаметр НКТ, мм	$d_{вн}$	50,3
Плотность жидкости закачки, кг/м ³	$\rho_{зак}$	1000
Вязкость жидкости закачки, Па·с	$\mu_{зак}$	0,001
Подача насосного агрегата, л/с	Q	3

На первом шаге рассчитывается расстояние x (считая от забоя), на которое должна подняться жидкость закачки в НКТ для случая, когда $p_{заб} = p_{пл}$. Забойное давление в данном случае равно:

$$p_{заб} = p_{пл} = \rho_{зл} \cdot g \cdot (H - x) + \rho_{зак} \cdot g \cdot x + \Delta p_{m(зл)} + \Delta p_{m(зак)}, \tag{1}$$

где $\Delta p_{m(зл)}$ – потери давления на преодоление гидравлических сопротивлений при движении жидкости глушения в НКТ на расстоянии $(H - x)$, Па; $\Delta p_{m(зак)}$ – потери давления на преодоление гидравлических сопротивлений при движении жидкости закачки в НКТ на расстоянии x , Па.

Откуда:

$$x = \frac{H \cdot (\rho_{зл} \cdot g + B_{m(зл)}) - p_{пл}}{g \cdot (\rho_{зл} - \rho_{зак}) + (B_{m(зл)} - B_{m(зак)})}, \tag{2}$$

где $B_{m(зл)}$ и $B_{m(зак)}$ – соответственно градиент давления от гидравлических потерь при движении в НКТ жидкости глушения и закачки, Па/м.

$$B_{m(зл)} = \begin{cases} 4 \cdot \frac{\tau_0}{\beta_m \cdot d_{вн}} - \text{структурный режим движения;} \\ 0,012 \cdot \rho_{зл} \cdot \frac{v^2}{d_{вн}} - \text{турбулентный режим движения,} \end{cases} \tag{3}$$



$$B_{m(зак)} = \lambda \cdot v^2 \cdot \frac{\rho_{зак}}{2 \cdot d_{вн}}, \tag{4}$$

где τ_0 – предельное динамическое напряжение сдвига, Па; β_T – коэффициент, зависящий от параметра Сен-Венана – Ильюшина; v – скорость, м/с; λ – коэффициент гидравлического сопротивления.

При $p_{заб} = p_{пл}$ давление закачки определяется по формуле:

$$p_{зак} = (p_{зл} - p_{зак}) \cdot g \cdot (H - x) + \Delta p_{кз(зак)} + \Delta p_{m(зл)} + \Delta p_{m(зак)}, \tag{5}$$

где $\Delta p_{кз(зак)}$ – потери давления на преодоление гидравлических сопротивлений при движении в кольцевом зазоре жидкости закачки на расстоянии H , Па.

Потери давлений рассчитываются по основным формулам гидравлики с учётом режима движения жидкостей.

Объём жидкости закачки:

$$V_{зак} = \frac{\pi \cdot (d_{вн}^2 \cdot x + (D_{вн}^2 - d_{нар}^2) \cdot H)}{4}. \tag{6}$$

При известной подаче насосного агрегата Q рассчитывается продолжительность закачки

$$T_{зак} = \frac{V_{зак}}{Q}. \tag{7}$$

Результаты расчётов представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Результаты расчётов

Параметр	Значение
Градиент давления от гидравлических потерь при движении в НКТ жидкости глушения, Па/м	9170,0
Градиент давления от гидравлических потерь при движении в НКТ жидкости закачки, Па/м	429,7
Расстояние, на которое должна подняться жидкость закачки в НКТ, м	721,9
Потери давления на преодоление гидравлических сопротивлений при движении в кольцевом зазоре жидкости закачки на расстоянии H , кПа	5,8
Потери давления на преодоление гидравлических сопротивлений при движении жидкости глушения в НКТ на расстоянии $(H - x)$, кПа	215,1
Потери давления на преодоление гидравлических сопротивлений при движении жидкости закачки в НКТ на расстоянии x , кПа	310,2
Давление закачки, МПа	1,2
Объём закачки, м ³	16,0
Продолжительность закачки, мин	89,1

Таким образом, в результате замены глинистого раствора на воду жидкость закачки поднимется в НКТ на 721,9 м. Для проведения операции понадобится 16,0 м³ воды, давление закачки составит 1,2 МПа, продолжительность закачки при использовании насосного агрегата 4АН-700 – 89,1 минут.

Литература

1. Проект опытно-промышленной эксплуатации Находкинского месторождения / В.П. Балин [и др.]. – Тюмень : ОАО «СибНАЦ», 2002.
2. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин: учебное пособие для студентов вузов / А.И. Булатов [и др.]. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 603 с.
3. Булатов А.И., Савенок О.В. Метрические и неметрические единицы физических величин (при строительстве, эксплуатации и ремонте нефтяных и газовых скважин): справочное руководство. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2015. – 78 с.
4. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 576 с.
5. Булатов А.И., Качмар Ю.Д., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Освоєння нафтових і газових свердловин. Наука і практика : монографія. – Львів : Сполом, 2018. – 476 с.
6. Ладенко А.А., Савенок О.В. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений. – М. : Инфра-Инженерия, 2020. – 244 с.



7. Поиски, разведка и эксплуатация месторождений нефти и газа: учебное пособие / В.В. Попов [и др.]. – Новочеркасск : ЮРГПУ (НПИ), 2015. – 322 с.
8. Геоинформатика нефтегазовых скважин / В.В. Попов [и др.]. – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2018. – 292 с.
9. Савенок О.В., Ладенко А.А. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2019. – 275 с.
10. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – М. : Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.
11. Инновационные геофизические исследования в проблемах освоения углеводородов сланцевых формаций / М.Я. Боровский [и др.] // Булатовские чтения. – 2019. – Т. 1. – С. 52–59.
12. О результатах построения и опытно-промышленной эксплуатации интегрированной модели Находкинского месторождения / А.Е. Бортников [и др.] // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2018. – № 9. – С. 95–99.
13. Петрушин Е.О., Арутюнян А.С. Гидродинамические исследования при освоении скважин с помощью свабирования // Технические и технологические системы: Материалы восьмой международной научной конференции «ТТС-16» (24–26 ноября 2016 года) / ФГБОУ ВО «КубГТУ», КВВАУЛ им. А.К. Серова; под общей редакцией Б.Х. Гайтова. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – С. 266–275.
14. Сидорина Ю.Н. Геохимическая зональность Находкинского порфирово-эпитепимальной системы (Западная Чукотка) // Вестник Московского университета. Серия 4: Геология. – 2015. – № 2. – С. 78–84.
15. Шустер В.Л. Проблемы освоения нефтегазовых ресурсов в глубокозалегающих отложениях севера Западной Сибири // Булатовские чтения. – 2019. – Т. 1. – С. 163–165.

References

1. Project of Nakhodkinskoye field pilot industrial development / V.P. Balin [et al.]. – Tyumen : JSC «SibNAC», 2002.
2. Ecology in construction of oil and gas wells: a textbook for students of universities / A.I. Bulatov [et al.]. – Krasnodar : Enlightenment-South LLC, 2011. – 603 p.
3. Bulatov A.I., Savenok O.V. Metric and non-metric units of physical quantities (during construction, operation and repair of oil and gas wells): reference manual. – Krasnodar : Publishing House – South, 2015. – 78 p.
4. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremiychuk R.S. Scientific bases and practice of oil and gas wells development. – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – 576 p.
5. Bulatov A.I., Kachmar Y.D., Savenok O.V., Yaremiichuk R.S. Development of oil and gas wells. Science and Practice : Monograph. – Lvov : Spolom, 2018. – 476 p.
6. Ladenko A.A., Savenok O.V. Theoretical bases of oil and gas fields development. – M. : Infra-Engineering, 2020. – 244 p.
7. Prospecting, exploration and exploitation of the oil and gas fields : tutorial / V.V. Popov [et al.]. – Novocherkassk : RPGPU (NPI), 2015. – 322 p.
8. Geoinformatics of oil and gas wells / V.V. Popov [et al.]. – Novocherkassk : «Lik» Publishing House, 2018. – 292 p.
9. Savenok O.V., Ladenko A.A. Development of the oil and gas fields. – Krasnodar : FSBOU VO «KubGTU» Publishing House, 2019. – 275 p.
10. Savenok O.V., Kachmar Yu.D., Yaremiichuk R.S. Oil and gas engineering at development of wells. – M. : Infra-Engineering, 2019. – 548 p.
11. Innovative geophysical investigations in the problems of the shale formation hydrocarbons development / M.Ya. Borovskiy [et al.] // Bulatovskie readings. – 2019. – Vol. 1. – P. 52–59.
12. Results of construction and pilot operation of the integrated model of Nakhodka deposit / A.E. Bortnikov [et al.] // Geology, geophysics and development of the oil and gas fields. – 2018. – № 9. – P. 95–99.
13. Petrushin E.O., Arutyunian A.S. Hydrodynamic research in the development of wells with the help of swabbing // Technical and technological systems: Proceedings of the Eighth International Scientific Conference «TTS-16» (24–26 November 2016) / FSBOU VP «KubGTU», A.K. Serov Kvvauł, under general edition of B.H. Gaitov. – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – P. 266–275.
14. Sidorina Yu.N. Geochemical zoning of the Nakhodka porphyry-epithermal system (Western Chukotka) // Bulletin of Moscow University. Series 4: Geology. – 2015. – № 2. – P. 78–84.
15. Shuster V.L. Problems of oil and gas resources development in the deep deposits of the North of Western Siberia // Bulatovskie readings. – 2019. – Vol. 1. – P. 163–165.