

УДК 622.245.723

**АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ
ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОГО ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН
НА САХНОВСКОМ НЕФТЕГАЗОВОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ**



**ANALYSIS OF THE APPLICATION OF THE TECHNOLOGY
OF INTELLIGENT WELL COMPLETION
ON THE SAKHNOVSKOYE OIL AND GAS FIELD**

Меринов Иван Андреевич

главный специалист
управления по организации и контролю
бурения скважин на месторождениях и ПХГ,
ООО «Газпром инвест»
ivanmerinov@bk.ru

Савенок Ольга Вадимовна

доктор технических наук, профессор
кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и
газовых месторождений и подземной гидромеханики,
Ухтинский государственный технический университет
olgasavenok@mail.ru

Аннотация. В статье описана технология интеллектуального заканчивания скважин на Сахновском месторождении. Рассмотрена текущая схема заканчивания скважин и рекомендуемая конструкция скважины для бурения добывающих скважин на продуктивный горизонт. Приведена технология интеллектуального заканчивания скважин, включающая в себя систему забойных датчиков и регулирующих клапанов, которые позволяют принять меры для оптимизации добычи или закачки. Показано, что на данный момент на рынке внутрискважинного оборудования в России системы интеллектуального заканчивания представлены разработками только зарубежных производителей.

Ключевые слова: особенности разработки месторождения; текущая схема заканчивания скважин; выбор конструкции скважин; технология интеллектуального заканчивания скважин; концепция «умная» скважина; анализ возможности применения технологии в условиях Сахновского месторождения; выбор объекта для применения технологии на Сахновском месторождении.

Merinov Ivan Andreevich

Chief Specialist of the Office for
Organization and Control of Well Drilling
on the Fields and Underground
Gas Storages,
LLC «Gazprom Invest»
ivanmerinov@bk.ru

Savenok Olga Vadimovna

Doctor of Technical Sciences, Professor,
Department of Development and
Operation of Oil and Gas Fields and
Underground Hydromechanics,
Ukhta State Technical University
olgasavenok@mail.ru

Annotation. The article describes the technology of intelligent well completion in the Sakhnovskoye field. The current well completion scheme and the recommended well design for drilling production wells into the productive horizon are considered. The technology of intelligent well completion is presented, which includes a system of downhole sensors and control valves, which allow taking measures to optimize production or injection. It is shown that at the moment on the downhole equipment market in Russia, intelligent completion systems are represented by the developments of only foreign manufacturers.

Keywords: features of the field development; current well completion scheme; selection of well design; intelligent well completion technology; smart well concept; analysis of the possibility of applying the technology in the conditions of the Sakhnovskoye field; selection of an object for the application of technology at the Sakhnovskoye field.

Особенности разработки месторождения

На Сахновском нефтегазовом месторождении принят кустовой метод бурения скважин с расположением кустов вне водоохранных зон и территорий гослесфонда с целью минимизации нанесения ущерба природной среде.

Особенностями разработки являются:

- преимущественное применение горизонтальных скважин;
- применение закачки газа в пласт с целью ППД.

Преимуществом горизонтальных скважин вместо вертикальных явится:

- сокращение фонда скважин более чем в 3 раза;
- увеличение начального дебита более чем в 6 раз по сравнению с вертикальной или наклонно-направленной скважиной.

Обратная закачка газа в пласт:

- увеличение КИН на 1,5 %;
- 100 % утилизация газа.

Залежь пласта НХ-I

Нефть пласта НХ-I характеризуется большим газосодержанием. При снижении пластового давления начинается разгазирование нефти. Это приведёт к снижению подвижности нефти и росту газового фактора. В результате скважины будут отключаться из-за загазовывания продукции. Пластовое давление в зоне отбора необходимо поддерживать на уровне начального пластового давления. Соотношение подвижностей воды и нефти меньше единицы, поэтому соотношение добывающих и нагнетательных скважин должно быть близко к единице. Это обеспечит поддержание пластового давления в зоне отбора и позволит избежать разгазирования нефти в пласте.

Залежь пластов НХ-III-IV

В технологической схеме разработки принят вариант однорядной системы горизонтальных скважин с заводнением и обратной закачкой газа в газовую шапку. Длина горизонтального участка и расстояние между скважинами в ряду равны 1000 м. Залежь характеризуется высокой послойной неоднородностью по проницаемости. В процессе добычи нефти основной задачей будет выработка запасов по мощности залежи. Залежь может разрабатываться как горизонтальными, так и вертикальными или наклонно-направленными скважинами.

Способ эксплуатации – электроцентробежными насосами. Рабочее давление на устьях добывающих скважин принято 4,0 МПа, расчётное – 7,0 МПа.

Режим эксплуатации нефтяных залежей принят с поддержанием пластового давления.

В проекте принята герметизированная система совместного сбора обводнённой нефти и газа от проектных кустов до УПСВ. Продукция добывающей скважины под устьевым давлением до 4,0 МПа по замерному коллектору поступает на блок замера (ГЗУ) с многофазным расходомером, расположенный на этом же кусте. В блоке осуществляется поочерёдный замер дебита по жидкости (нефть, вода) и газу по заданной программе.

После замерного блока продукция скважины смешивается с общим потоком и поступает в систему нефтесбора от кустов и далее по нефтегазосборным коллекторам подаётся на УПСВ, где проводится обезвоживание поступающей жидкости. Далее смесь нефти и газа с 10 % обводнённостью под давлением поступает на ЦПС. Пластовая вода подаётся на водоподготовку для последующей закачки в систему ППД.

На месторождении намечается строительство 36 кустовых площадок с песчаным основанием. На сегодняшний день построено 32 кустовых площадки.

Текущая схема заканчивания скважин

В зависимости от типа залежи, на которую планируется бурение скважины, определяется конструкция скважины и соответствующие ей глубины спуска обсадных колонн, диаметры, глубины цементирования. В соответствии с глубинами спуска обсадных колонн определяются типы буровых установок и типы применяемых компоновок бурового инструмента.

Конструкция скважин должна обеспечивать:

- проводку скважины до проектной глубины; рациональное вскрытие продуктивных горизонтов;
- предупреждение осложнений в процессе бурения;
- минимизация затрат на строительство скважин;
- предупреждение растепления устья скважины;
- охрану недр путём надёжного разобщения флюидосодержащих горизонтов друг от друга для предупреждения перетоков нефти, газа и минерализованных вод между пластами или выхода их на дневную поверхность.

Выбор конструкции скважин необходимо осуществлять в соответствии с требованиями документа Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», а также согласно требованиям руководящего документа «Регламент технологии строительства скважин в условиях многолетнемёрзлых пород с контролем качества в процессе буре-

ния и крепления» (РД-39-009-90). При этом должен учитываться опыт строительства разведочных и эксплуатационных скважин на Сахновском месторождении.

По своему назначению обсадные колонны должны обеспечивать:

- направление – предотвращение растепления ММП на устье скважины;
- кондуктор – перекрытие интервала залегания ММП, а также предупреждения гидроразрыва пластов при ликвидации возможного газопроявления из отложений долганской свиты (оборудуется противовыбросовым оборудованием – ПВО);
- промежуточная колонна – перекрытие продуктивных газонасыщенных пластов долганской свиты (оборудуется ПВО);
- эксплуатационная колонна – изоляцию продуктивного пласта для качественного испытания и последующей эксплуатации;
- хвостовик в горизонтальном стволе – эксплуатацию вскрытых продуктивных пластов.

Типовая конструкция скважины для бурения добывающих скважин на продуктивный горизонт нижнехетской свиты Нх-III-IV представлена в таблице 1.

Таблица 1 – Рекомендуемая конструкция скважины для бурения добывающих скважин на продуктивный горизонт нижнехетской свиты Нх-III-IV

Назначение колонны	Диаметр, мм		Интервал спуска		Высота поднятия цемента
	Долота	колонны	По вертикали	По стволу	
1	2	3	4	5	6
Направление	490	426	0-30	0-30	До устья
Кондуктор	394	324	0-620	0-620	До устья
Промежуточная колонна	295	245	0-1600	0-1730	До устья
Эксплуатационная колонна	220	178	0-2770	0-3906	В соответствии с геологическими условиями
Хвостовик	152	114	2761-2775	3806-4906	Не перфорируемая часть

Продуктивными отложениями Сахновского месторождения являются слабосцементированные терригенные породы, следовательно, вынос механических примесей при скважинной добыче обусловлен литологией объектов разработки. При таких особенностях строения коллектора наличие депрессий, необходимых для промышленной добычи углеводородов, неизбежно приводит к выносу механических примесей.

Влияние технологического режима работы скважин на содержание механических примесей в их продукции нашло подтверждение в следующих зависимостях: механических примесей от обводнённости продукции; механических примесей от депрессии на пласт; механических примесей от коэффициента продуктивности скважин. Однако анализ большого числа факторов, влияющих на вынос механических примесей из скважин, свидетельствует о том, что разрушение продуктивного пласта в процессе эксплуатации является весьма сложным механическим, физическим и физико-химическим процессом, развивающимся во времени.

Спектр технических решений проблемы выноса взвешенных частиц весьма низок и сводится в основном к трём направлениям:

- 1) подбор износостойкого оборудования;
- 2) закрепление прискважинной зоны пласта крепящими составами;
- 3) установка механических фильтров (как на забое, так и в компоновке УЭЦН).

На Сахновском месторождении в целом по объектам разработки отмечается качественная зависимость увеличения количества взвешенных частиц в продукции скважин от обводнённости. Распределение количества взвешенных частиц по группам пластов Як-III-VII и Нх-III-IV Сахновского месторождения представлено на рисунках 1 и 2 соответственно.

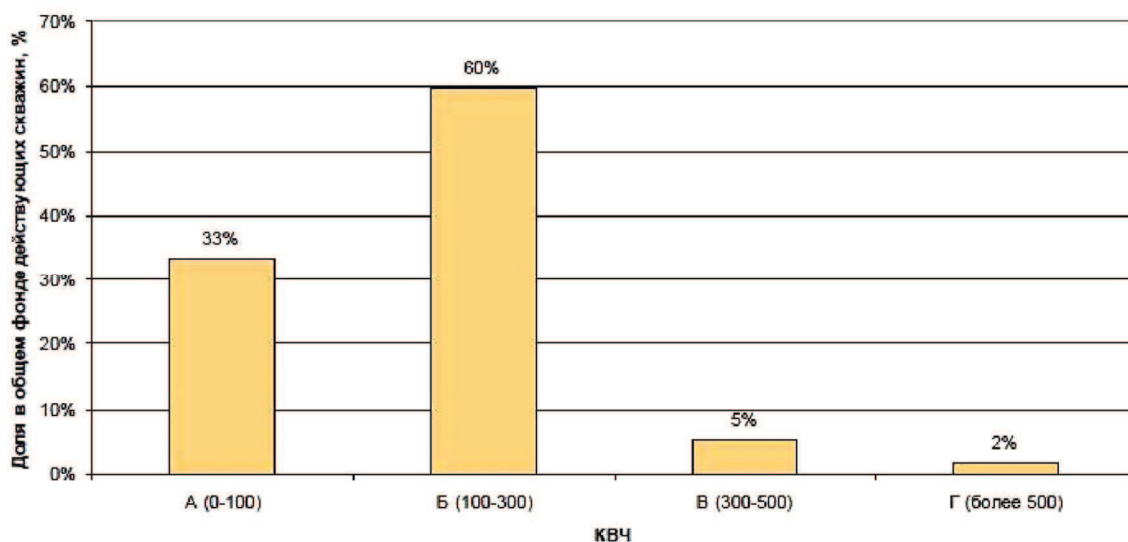


Рисунок 1 – Распределение количества взвешенных частиц по группам пласта Як-III-VII Сахновского месторождения

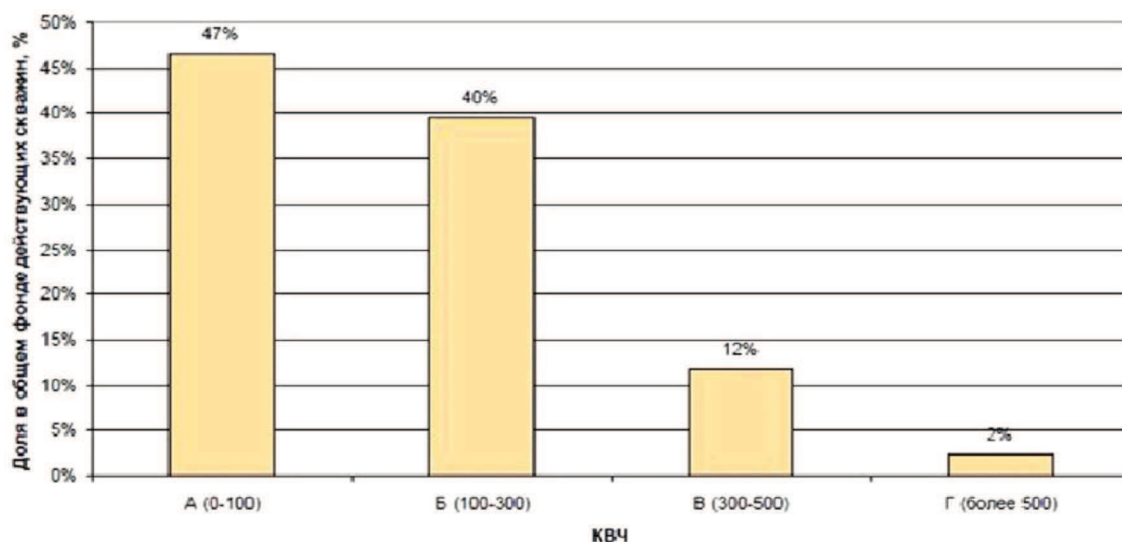


Рисунок 2 – Распределение количества взвешенных частиц по группам пласта Нх-III-IV Сахновского месторождения

В качестве борьбы с пескопроявлением на горизонтальных скважинах Сахновского месторождения в качестве хвостовиков используются противопесочные фильтры с проволочные обмоткой российского и зарубежного исполнения. На основании гранулометрического анализа состава взвешенных частиц в качестве размера щелей фильтроэлемента был выбран размер 250 микрон. Данный размер стимулирует вынос мелких частиц и очищение прифильтровой зоны от шлама и мелких фракций, а также предотвращает попадание крупных частиц в скважину, грозящих эрозией подземного и устьевого оборудования и потерей контроля за работой скважины.

Типовая схема заканчивания горизонтальной добывающей скважины представлена на рисунке 3. В компоновку хвостовика входят: пакер подвески хвостовика 114/178 мм (подвеска устанавливается на 100 метров выше башмака эксплуатационной колонны 178 мм), глухие трубы 114 мм, проволочные противопесочные фильтры 114 мм, башмак. В случае бурения и заканчивания скважин в подгазовых зонах в компоновку заканчивания добавляется пакер манжетного цементирования и используется цементировочный пакер подвески хвостовика (рис. 4). В этом случае интервал от точки входа в кровлю пласта до пакера подвески цементируется через пакер манжетного цементирования.

Данная система заканчивания предназначена для предотвращения прорывов газа по заколонному пространству в скважину.

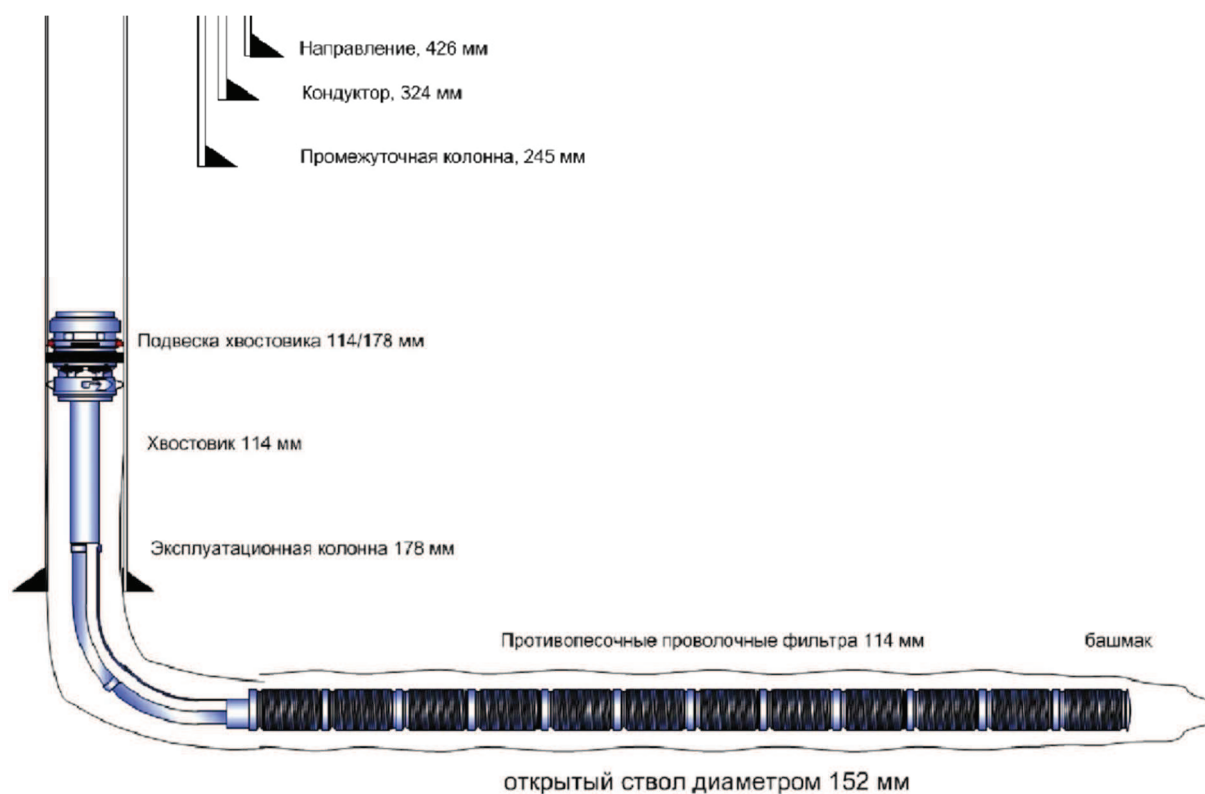


Рисунок 3 – Схема заканчивания горизонтальной добывающей скважины Сахновского месторождения

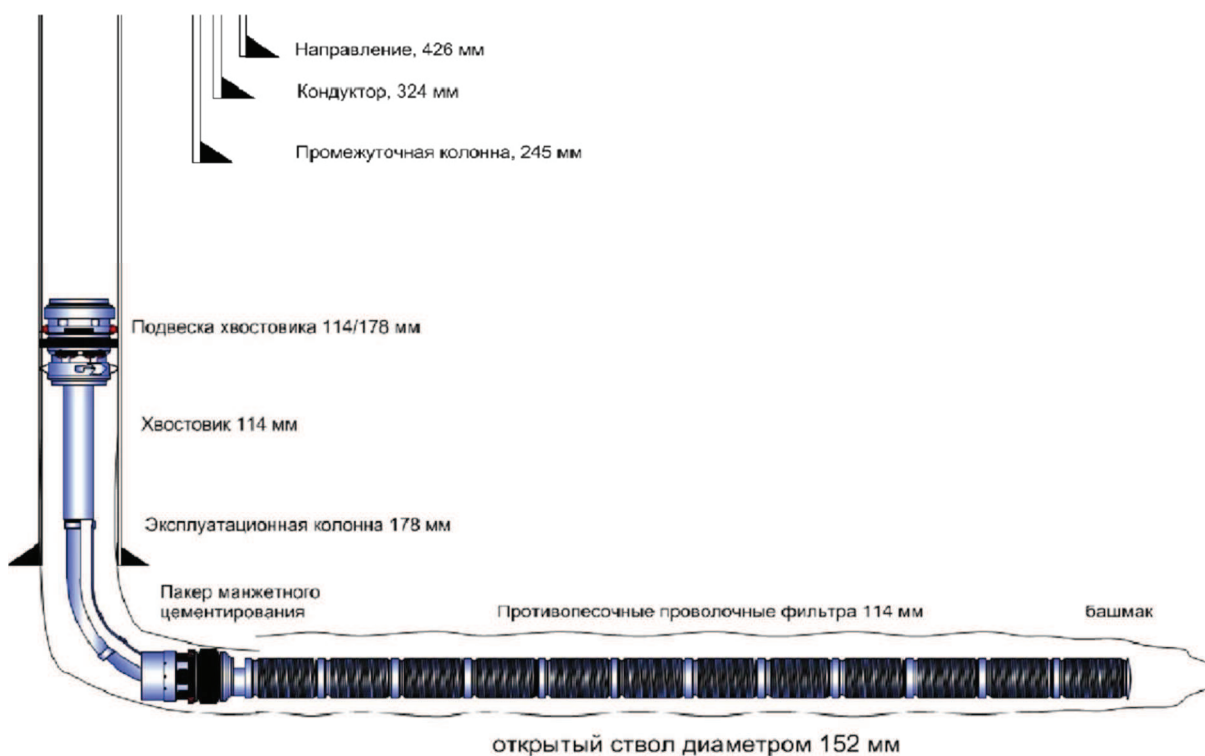


Рисунок 4 – Схема заканчивания горизонтальной добывающей скважины Сахновского месторождения при бурении подгазовых зон

Одним из самых критичных моментов при заканчивании горизонтальных скважин является использование заколонных разбухающих пакеров. К такому решению постепенно приходят практически все нефтяные компании, использующие горизонтальные скважины. Часть скважин Сахновского месторождения была закончена с использованием данной технологии. Разбухающие пакера представляют собой специальную

резину, которая разбухает до определённых размеров при контакте либо с водой, либо с нефтью. В случае возможных проблем с обводнённостью скважины рекомендуется ставить такие пакера попарно на каждую зону. Существует значительный риск повреждения резины разбухающих пакеров при спуске в горизонтальные скважины со значительной интенсивностью искривления ствола, поэтому такие компоновки оснащаются центраторами.

Существует несколько факторов, объясняющих растущую популярность использования данного оборудования. В случаях, когда ствол скважины проведён по хорошо сцементированным или карбонатным породам (при заканчивании горизонтальной скважины тем или иным видом противопесочного фильтра или перфорированной трубой) значительная часть потока пластового флюида может протекать в затрубном пространстве между стенкой скважины и внешним диаметром трубы. Соответственно данный объём пластового флюида будет попадать внутрь фильтра только в пяточной части горизонтальной скважины. Таким образом, при прорыве воды или газа в добывающую скважину, законченную без использования заколонных пакеров, определить интервал прорыва по результатам промыслово-геофизических исследований не представляется возможным. Также практически невозможно будет провести эффективные ремонтно-изоляционные работы по устранению интервала прорыва воды или газа путём закачки различных тампонажных и изолирующих растворов (в виду их перетока в другие зоны по затрубному пространству). Использование заколонных пакеров и сегментация с помощью них ствола скважины на несколько зон позволит не только точно выявить проблемный интервал с помощью ПГИ, но и в последующем эффективно изолировать данный интервал прорыва газа или воды. При этом появляется возможность решить проблему не только с помощью закачки тампонажных или других изолирующих растворов, но и с помощью установки моста из глухих труб и заколонных пакеров внутрь текущего заканчивания скважины. Также использование заколонных пакеров позволяет отсечь глухими трубами интервалы глин. Это необходимо для предотвращения массивной миграции глинистых частиц по затрубному пространству и последующему засорению противопесочных фильтров.

Разбухающий заколонный пакер показан на рисунке 5. Схема заканчивания горизонтальной скважины с заколонными разбухающими пакерами представлена на рисунке 6.



Рисунок 5 – Разбухающий заколонный пакер

За последние несколько лет в России на различных месторождениях было проведено несколько опытно-промышленных работ и началось внедрение пассивных систем контроля притока зарубежных производителей для оптимизации работы законченных открытым стволом скважин. Данные системы представляют собой противопесочные фильтры с установленными на них устройствами контроля притока (ICD). Эти устройства создают дополнительные перепады давления (либо за счёт трения, либо гидравлически, либо их комбинацией) по длине скважины. Устройства устанавливаются

ся один раз на всё время работы скважины и не могут заменяться в процессе её эксплуатации. Таким образом, в различных участках скважины можно установить различные сопротивления потоку из пласта в скважину. С помощью разделения скважины заколонными пакерами на сегменты стараются добиться отсутствия перетоков между ними.

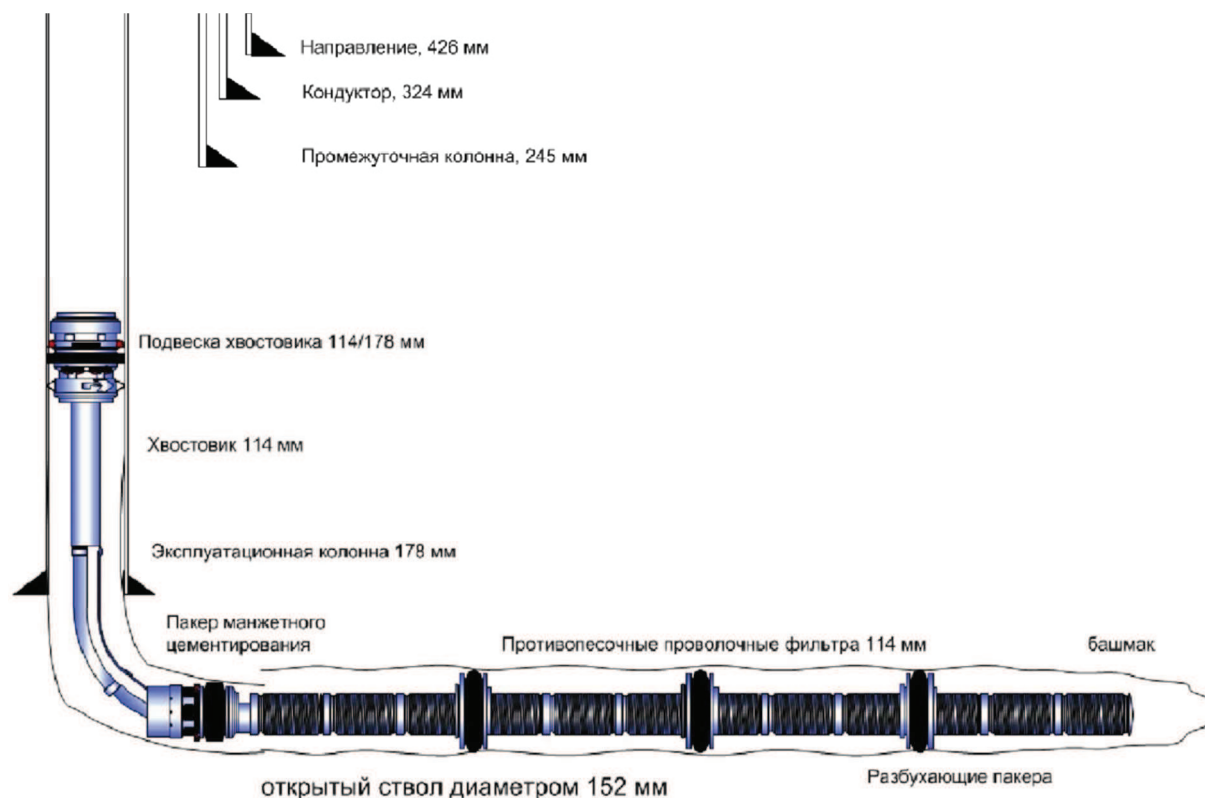


Рисунок 6 – Схема заканчивания горизонтальной добывающей скважины с использованием заколонных пакеров

При разработке месторождений горизонтальными скважинами большой длины, а также при значительных дебитах существенным становится влияние перепада давления в стволе скважины. Потери давления за счёт трения могут достигать значения величины депрессии, что может ограничивать оптимальную длину горизонтального участка и приводить к значительной разнице в депрессии на пласт в зонах пятки и носка скважины. Такая разница может приводить к прорывам подошвенной воды в пяточной области скважины в случае водоплавающей залежи или газа при разработке подгазовой зоны. Использование систем заканчивания с устройствами контроля притока позволяет нивелировать разницу давления в стволе скважины и выровнять профиль притока. В случае, когда горизонтальная скважина проходит по неоднородному по фильтрационным свойствам пласту, высока вероятность быстрого прорыва газа или воды по высокопроницаемым зонам (зонам с повышенной трещиноватостью). Использование систем заканчивания с устройствами контроля притока даёт возможность «прижать» высокопроницаемые зоны и, тем самым, интенсифицировать приток из низкопроницаемых участков.

На сегодняшний день на рынке нефтегазового оборудования представлены два основных типа устройств контроля притока, производимых зарубежными компаниями, использующих различные механизмы создания дополнительного сопротивления притоку из пласта, – *трубочно-винтовой* и *штуцерный*. На рисунках 7 и 8 показаны трубочно-канальные устройства контроля притока (производство компании «Baker Hughes») и штуцерные системы (производство компании «Schlumberger») соответственно.

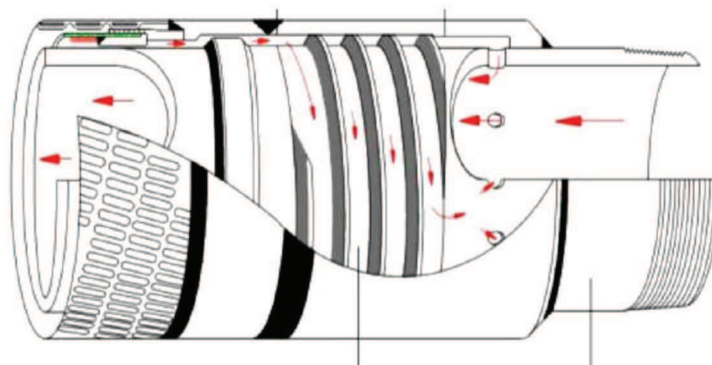


Рисунок 7 – Устройство контроля притока («Baker Hughes»)

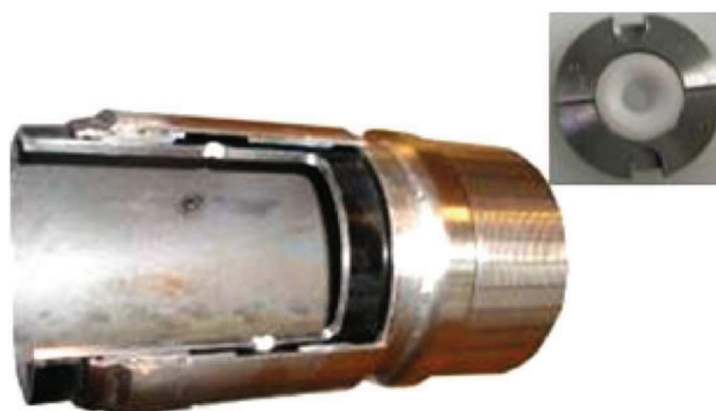


Рисунок 8 – Устройство контроля притока («Schlumberger»)

Ниже приведено описание принципов работы и характеристики данных систем, анализируются их преимущества и недостатки, а также проводится сравнительная оценка надёжности работы в условиях крупного месторождения в Восточной Сибири для последующего обоснования выбора оборудования, использующего тот или иной способ создания сопротивления потоку. В качестве основных недостатков трубчечно-винтовых систем контроля притока указывается высокий риск раннего закупоривания винтовых каналов.

Основным же недостатком штуцерных систем контроля притока является то, что поток флюида, проходя через штуцер, приобретает очень большую скорость, что, в свою очередь, значительно повышает риск эрозии оборудования. Расточка штуцеров в результате эрозии может привести к быстрому снижению способности оборудования создавать сопротивление потоку и тем самым может существенно ухудшить показатели работы скважины.

На Сахновском месторождении в ряде скважин, пробуренных в подгазовых зонах, использовались устройства контроля притока производства «Schlumberger» и «Baker Hughes».

Все пассивные устройства контроля притока должны настраиваться в зависимости от распределения фильтрационных свойств. Это несёт в себе определённые риски, связанные с возможными ошибками в геологической модели, неверной интерпретации геофизических данных, риском недоспуска компоновки заканчивания до намеченной глубины, а также изменением характера притока с течением времени эксплуатации скважины.

Это особенно характерно для разработки месторождений с контактными запасами, разрабатываемыми горизонтальными скважинами. Здесь критичным становятся ранние прорывы газа или воды, которые практически невозможно предотвратить. Как показывает опыт внедрения зарубежных систем контроля притока, при разработке нефтяных оторочек с массивной газовой шапкой (ярким примером является Сахновское месторождение и месторождение имени Ю. Корчагина в Каспийском море) удаётся лишь отсрочить время прорыва газа на определённый период. Через непродолжительное время газ прорывается в скважины. К сожалению, ни штуцерные, ни трубчечно-

винтовые системы контроля притока не позволяют ограничить приток газа, вследствие чего приходится снижать депрессию на пласт (тем самым снижая дебит скважины), либо производить периодические остановки скважины, либо окончательно выводить скважины из добывающего фонда. Это касается и прорывов воды от нагнетательных скважин ППД.

То есть можно сделать вывод, что пассивные системы контроля притока позволяют отложить на определённый момент времени прорыв воды или газа, но не позволяют оперативно вмешиваться в характер притока скважины в зависимости от изменившихся условий в призабойной зоне. Для этих целей предлагается использование интеллектуальных систем заканчивания скважин.

Технология интеллектуального заканчивания скважин

Ведущие зарубежные нефтегазовые и сервисные компании давно и успешно работают в направлении интеллектуального заканчивания скважин.

Всесторонний контроль параметров в процессе разработки, а также возможность регулирования работы отдельных интервалов без проведения КРС позволяет увеличить коэффициент извлечения нефти, повысить экономическую эффективность и безопасность производства. В последнее время в России всё больше внимания уделяется интеллектуализации скважин. Приходит понимание преимуществ и экономической целесообразности оснащения скважин системами мониторинга и управления ими в режиме реального времени. Это важно для оперативного контроля и своевременного принятия решений по ГТМ, контроля и поддержания пластового давления, интерпретации данных гидродинамики с целью выявления геологических особенностей пласта на значительном удалении от скважины и уточнения запасов. Системы постоянного мониторинга повышают безопасность и снижают себестоимость, поскольку снимают необходимость периодически останавливать скважину для выполнения ГДИС манометрами, спускаемыми на проволоке или кабеле.

Интеллектуальное заканчивание скважины, как правило, включает в себя систему забойных датчиков и регулирующих клапанов, которые позволяют принять меры для оптимизации добычи или закачки. Регулирующие клапана бывают двухпозиционные (работающие только в двух режимах: ОТКРЫТ/ЗАКРЫТ) или регулируемые (дроссельные клапана) с возможностью работы на штуцерах разного размера, предоставляющие больше возможностей для управления зональным притоком или закачкой. Та же скважина помимо датчиков давления/температуры может иметь также расходомеры в каждой зоне и распределённые датчики температуры по стволу скважины. Оборудование мониторинга скважины обладает функцией передачи информации на поверхность в режиме реального времени без необходимости проведения внутрискважинных работ.

Следующим уровнем управления добычей является концепция «умной скважиной – умного месторождения». В данной концепции должна быть обеспечена возможность аналитического управления как отдельной скважиной, так и множеством скважин месторождения с использованием информации, полученной от забойных систем мониторинга. Заложенный в систему аналитический алгоритм должен задействовать систему задвижек, клапанов в том или ином направлении в ответ на приближение параметров добычи к определённому порогу или в ответ на прохождение этого порога. В более общем виде данная концепция подразумевает, что некоторые или все скважины на месторождении, включая также и нагнетательные, передают данные о режиме работы: дебите или количестве закачиваемой жидкости, которые обрабатываются внутри математической модели этого месторождения в режиме реального времени. В свою очередь, технолог может в динамическом режиме регулировать дистанционно (без остановки скважины и проведения внутрискважинных работ) количество жидкости, закачиваемой в тот или иной пласт или, например, перекрывать добычу из определённого интервала, если обводнённость начинает повышаться. «Умные месторождения» – это инновационная технология, которая даёт возможность передавать информацию с кустовой площадки на пункт управления в реальном времени. «Умное месторождение» – это максимум измерений и контроля, позволяющих оптимизировать работу всех промысловых объектов: скважин, коллекторов, трубопроводов и других наземных объектов, а также получения данных для формирования в модели. Впоследствии на основе этих моделей можно разработать оптимальную конфигурацию интегрированной системы добычи.

Концепция «умного месторождения» не рассматривается в данной статье. Темой работы является только система интеллектуального заканчивания скважин и анализ возможности её применения в условиях Сахновского месторождения.

Система интеллектуального заканчивания скважин состоит из четырёх основных компонентов:

1) многоканальный пакер – для разобщения зон эксплуатации или закачки (многоканальность пакера требуется для проводки контрольных линий или электрических кабелей для клапанов и систем мониторинга);

2) регулируемый забойный клапан с дистанционным управлением (стандартно устанавливают либо двухпозиционные либо многопозиционные регулируемые клапаны). Связь с поверхностью осуществляется с помощью гидравлических контрольных линий, либо посредством электрического кабеля. На данный момент гидравлическое соединение является наиболее распространённой технологией;

3) средства мониторинга (датчики давления, температуры или оптоволоконная система распределённого замера температуры). Некоторые производители устанавливают датчики давления и температуры как снаружи, так и внутри оборудования заканчивания. Это даёт возможность оценить по перепаду давления и известному проходному сечению клапана расход с каждой зоны;

4) наземная система сбора и обработки информации и управления.

Схема интеллектуального заканчивания скважин и её основные компоненты изображены на рисунке 9. На данном рисунке система интеллектуального заканчивания устанавливается в качестве повторного заканчивания в горизонтальную скважину, законченную цементированным и перфорированным хвостовиком. Пакера разделяют зоны перфорации на гидродинамически несвязанные интервалы, которые возможно эксплуатировать как совместно, так и по отдельности. В случае заканчивания скважины противопесочными фильтрами и заколонными пакерами (как на Сахновском месторождении), внутрь хвостовика можно установить подобную систему интеллектуального заканчивания.

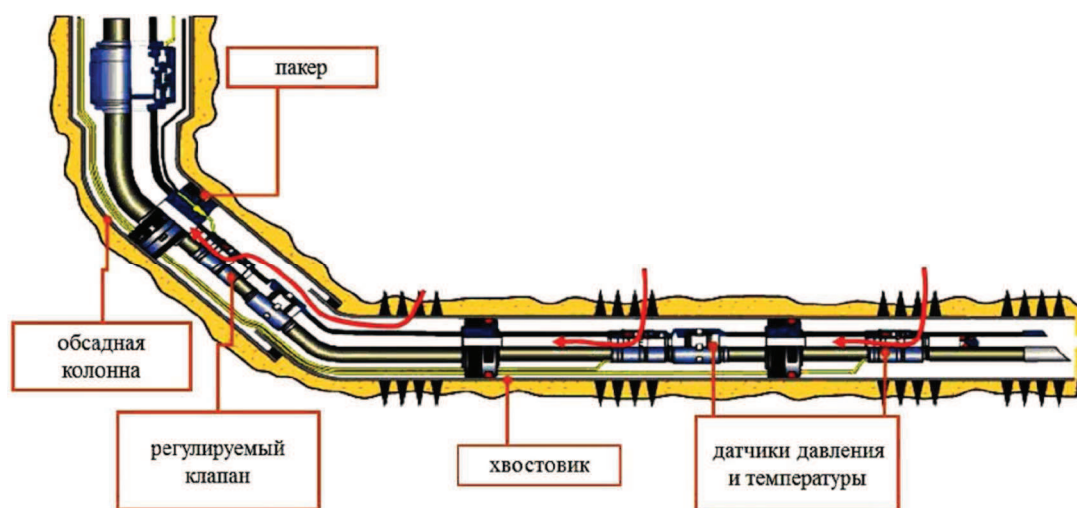


Рисунок 9 – Схема интеллектуального заканчивания скважин

В случае разработки хорошо цементированного коллектора (например, карбонатного месторождения), когда риски обрушения ствола скважины минимальны, интеллектуальное заканчивание возможно устанавливать в открытый ствол. На рисунке 10 показана схема интеллектуального заканчивания скважин для многозабойной скважины карбонатного месторождения. Данный подход позволяет эксплуатировать каждый боковой ствол скважин отдельно. В случае прорыва воды или газа по любому стволу данная система позволяет отсечь этот интервал от скважины без проведения внутрискважинных работ и без остановки добычи.



Рисунок 10 – Схема интеллектуального заканчивания скважин для многозабойной скважины карбонатного месторождения

Оборудование интеллектуального заканчивания (пакера, клапана, системы мониторинга) спускается в скважину на колонне НКТ, а все гидравлические линии и электрические кабели присоединяются к НКТ хомутами для защиты во время СПО. Соответственно эксплуатация также ведётся через данную колонну НКТ. Таким образом, появляется одно из важных ограничений по возможности использования интеллектуальных систем заканчивания – данную систему возможно установить при фонтанной или газлифтной эксплуатации скважин. Например, при эксплуатации скважин УЭЦН не будет возможности разделить оборудование на нижнее и верхнее заканчивание. На данный момент для решения вышеописанной задачи ведутся разработки и опытные работы по внедрению системы связи «мокрое соединение», основанное на индукционном способе передачи данных.

На данный момент на рынке внутрискважинного оборудования в России системы интеллектуального заканчивания представлены разработками только зарубежных производителей:

Компания «Halliburton»: Интеллектуальная система заканчивания WellDynamics SmartWell® позволяет нефтяным компаниям оптимизировать процесс добычи без проведения затратных скважинных работ. Надёжные и испытанные системы SmartWell позволяют нефтяным компаниям осуществлять сбор, передачу и анализ данных по скважине, дистанционно управлять выбранными зонами пласта и достичь максимальной производительности пласта. Система заканчивания SmartWell представляет собой определённую комбинацию устройств для разобщения зон, устройств для управления интервалами, скважинных управляющих устройств, стационарных систем мониторинга, наземных систем мониторинга и управления, систем распределённого измерения температуры, программного обеспечения для сбора данных и управления и прочих компонентов системы.

Компания «Schlumberger»: Система IntelliZone Compact представляет собой модульную систему заканчивания скважин. Отличительной особенностью данной системы является концепция производства основных узлов для распространённых типоразмеров на «вырост» – «на склад». Это позволяет значительно сократить время доставки оборудования заказчику (до 6 месяцев по сравнению со стандартной поставкой от 1,5 лет).

К данному моменту интеллектуальные системы заканчивания скважин нашли широкое применение в индустрии как за рубежом, так и в России. В некоторых случаях применение данной технологии стало ключевым в вопросе повышения эффективности разработки месторождения.

Например, использование интеллектуальной системы заканчивания для одновременной разработки трёх зон на месторождении На-Кика в Мексиканском заливе (оператор компания «Shell») позволило повысить добычу по сравнению с последовательной разработкой на 28 %.

Одним из ярких примеров успешного внедрения интеллектуальной системы заканчивания скважин стала история компании «Statoil». На месторождении Gullfaks South (Гуллфакс Саут) в норвежском секторе Северного моря инженеры «Statoil» с помощью гидродинамического моделирования показали необходимость использования данных систем. Особенностью данного месторождения является структурная сложность целевого объекта с многочисленными тектоническими блоками, большая неоднородность и высокие риски преждевременного прорыва газа. Установка систем интеллектуального заканчивания в трёх горизонтальных добывающих скважинах позволило компании «Statoil» получить более чем двукратный прирост извлекаемых запасов (с 2,4 млн м³ в 2001 до 5,4 млн м³ в 2006).

Пример использования модульной интеллектуальной системы заканчивания скважин показан компанией «Petronas». На своём морском месторождении «S» в Восточной Малайзии «Petronas» выбрала 2 горизонтальные скважины (14 добывающих скважин на месторождении) для установки данной системы. Мониторинг работы различных участков скважины и соответствующее регулирование притока позволило избежать прорывов воды, а также прорыва газа из газовой шапки.

В России на данный момент интеллектуальные системы заканчивания скважин используются следующими добывающими компаниями:

– «Салым Петролеум Девелопмент Н.В.». На Салымской группе месторождений опытно-промышленная эксплуатация «умных скважин» началась в 2006 году. К настоящему времени данное оборудование установлено на 23 скважинах нефтепромысла. В данной компании считают, что технология «умных скважин» привлекательна с точки зрения экономики и экологии проекта, так как с её внедрением уменьшается количество кустов скважин и объёмы строительства внутрипромысловой инфраструктуры, а также соблюдаются требования законодательства в области охраны недр.

– «Сахалин Энерджи». Компания внедрила интеллектуальные системы заканчивания скважин не только для добывающих, но и для нагнетательных скважин на платформах «Лунская-А» и «Пильтун-Астохская-Б».

– «ЛУКОЙЛ-Нижеволжскнефть». Компания использует интеллектуальные системы заканчивания скважин в качестве перезаканчивания для борьбы с преждевременным прорывом газа из газовой шапки.

Выбор объекта для применения технологии на Сахновском месторождении

Выбор объекта Сахновского месторождения, определённого участка данного объекта и конкретной скважины для проведения опытно-промышленных работ по внедрению системы интеллектуального заканчивания скважины зависит от многих факторов, в том числе:

- геологические характеристики месторождения;
- степень расчленённости разреза и степень неоднородности фильтрационных характеристик пласта;
- расположение скважины относительно подгазовой зоны (если есть) и близость траектории скважины от ГНК, ВНК;
- возможные ограничения по методу эксплуатации и многие другие.

Сахновское месторождение является многопластовым: в отложениях мелового возраста выявлено 7 продуктивных пластов, содержащих 7 залежей. Для анализа применимости технологии нами рассмотрены объекты Сахновского месторождения с наибольшей вовлечённостью в разработку нефти – пласт Як-III-VII и пласты нижнехетской свиты (пласты Нх-I и Нх-III-IV).

Залежь пласта Як-III-VII газонефтяная, массивная, сводовая. Для пласта Як-III-VII ВНК определён в интервале – 1657,4 ÷ – 1632,1 м. Площадь залежи 274,9 км², её общая толщина в среднем 94 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина в разрезах скважин изменяется от 1,2 м до 45 м, составляя в среднем 17,3 м. Минимальная эффективная

газонасыщенная толщина составляет 0,4 м, максимальная достигает 22,2 м, а в среднем по залежи – 9 м. Скважины, пробуренные в 2011–2012 гг., свидетельствуют об усложнении геологического строения пласта Як-III-VII в северной части месторождения. Наблюдается более высокая расчленённость по сравнению с ожидаемой, и снижаются эффективные нефтенасыщенная толщины за счёт появления локальных зон глинизации.

Залежь пласта Нх-I нефтяная, пластовая, сводовая, литологически ограниченная. Положение ВНК изменяется от – 2672,2 до – 2646,0 м. Площадь нефтегазоносности 329,45 км², средняя общая толщина пласта 54,9 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 0,7 м до 18,5 м, составляя в среднем 7,3 м. Характерной геологической особенностью данного пласта является наличие зоны глинизации (защемления) пласта в северо-восточной части месторождения.

Залежь Нх-III-IV нефтегазоконденсатная, пластовая, сводовая. Абсолютная отметка положения ГНК составляет – 2716 м. Для пласта Нх-III-IV ВНК в скважинах определён в интервале – 2766,27 ÷ – 2748,2 м с общим наклоном в юго-восточном направлении. Площадь нефтегазоносности 290,3 км², общая толщина пласта 72,83 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 1,25 м до 37,25 м со средним значением по залежи 17,4 м. Эффективная газонасыщенная толщина изменяется от 1,2 м до 41,6 м со средним значением по залежи 13,9 м. Характерной геологической особенностью данного пласта является наличие пропластка с улучшенной проницаемостью (суперколлектора).

Для всех вышеперечисленных пластов характерно наличие газовой шапки. При этом для объекта Нх-I это связано с техногенными причинами – появление газовой шапки вследствие снижения пластового давления ниже давления насыщения в процессе разработки пласта. Для пластов Як-III-VII и Нх-III-IV одной из проблем эксплуатации является прорыв газа из массивной газовой шапки в горизонтальные скважины, пробуренные в подгазовой зоне.

Также для пластов Як-III-VII и Нх-III-IV проблемой является рост обводнённости скважин. При этом для добывающих скважин пласта Як-III-VII прорывы воды происходят от нагнетательных скважин систем ППД. Для пласта Нх-III-IV отмечается обводнение нижней части нефтяного интервала ввиду продвижения приконтурной воды в основную часть залежи по суперколлектору.

Таким образом, с точки зрения борьбы с прорывами воды и газа основными кандидатами для проведения опытно-промышленных работ по внедрению интеллектуальных систем заканчивая являются скважины пластов Як-III-VII и Нх-III-IV, расположенных в подгазовой зоне.

Геологический анализ условий осадконакопления пласта Нх-III-IV показал, что верхняя часть пласта Нх-IV представлена пачкой интервала улучшенной проницаемости (суперколлектора). Формирование пласта Нх-IV происходило в обстановке регрессирующего бассейна с увеличением гранулометрического профиля к кровле, что привело к улучшению коллекторских свойств в верхней части пласта. Отложения Нх-III накапливались в трансгрессивный цикл осадконакопления с отложением гранулометрически зрелых песчаников в подошве пласта.

На рисунке 11 представлена зависимость проницаемости от пористости пласта Нх-III-IV по лабораторным анализам кернa. Наличие двух трендов зависимости проницаемости от пористости объясняется присутствием суперколлектора в пласте Нх III-IV. Как представлено на данном графике, проницаемость суперколлектора на два порядка больше, чем проницаемость в других интервалах.

Анализ данных ПГИ по скважинам пласта Нх III-IV (рис. 12) показывает, что охват работой перфорированного интервала или интервала фильтра напрямую зависит от мощности суперколлектора, через который проходит ствол скважины во вскрытом интервале, этим и объясняется достаточно большой разброс долей охвата толщины коллектора работой. Как видно из данного рисунка, для многих скважин большая часть интервала скважины не работает, соответственно запасы данной области не вырбатываются.

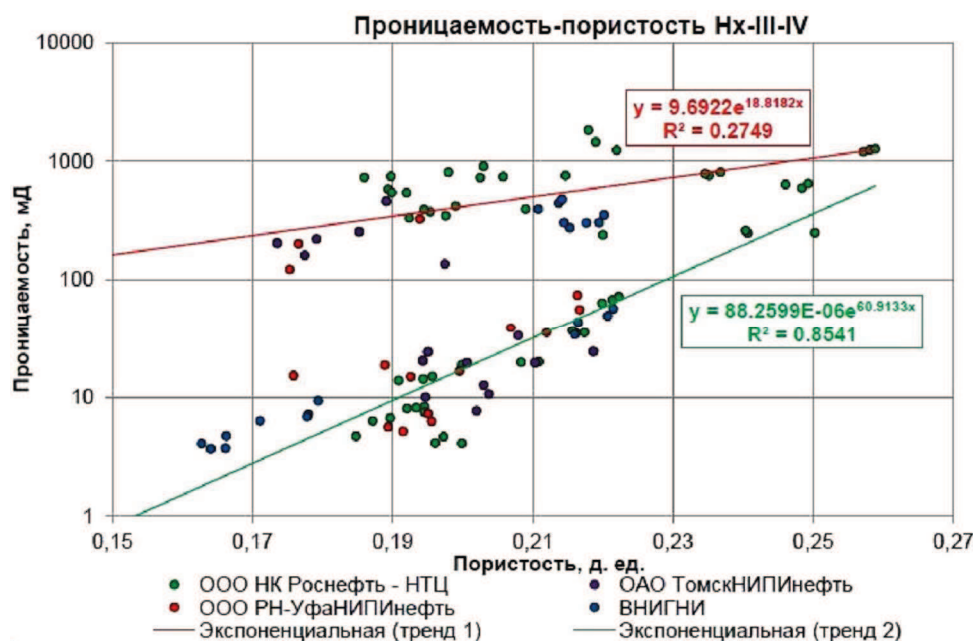


Рисунок 11 – Зависимость проницаемости от пористости пласта Нх-III-IV

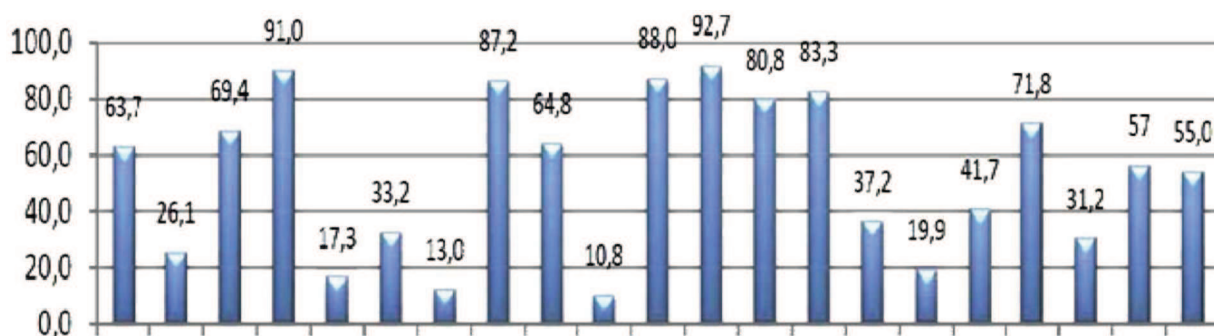


Рисунок 12 – Статистика работающей длины фильтра по пласту Нх-III-IV в группе ГС

Можно сделать вывод, что использование технологии интеллектуального заканчивания для скважин пласта Нх-III-IV может позволить выровнять профиль притока к скважине, а также позволит выработать запасы нефти из зон не суперколлектора. Это приведёт к увеличению срока службы скважины, повысит коэффициент охвата и увеличит КИН.

Литература

1. Булатов А.И., Савенок О.В. Заканчивание нефтяных и газовых скважин: теория и практика. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2010. – 539 с.
2. 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.
3. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин»: в 4 томах: учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013–2014. – Т. 1–4.
4. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин: в 4 томах. – Краснодар: Издательский Дом – Юг, 2012–2015. – Т. 1–4.
5. Матвеев А.Ю. Обоснование выбора объекта разработки с использованием технологии интеллектуального заканчивания на Ванкорском нефтяном месторождении (Красноярский край): бакалаврская работа // Национальный исследовательский Томский политехнический университет (ТПУ), Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР), Отделение нефтегазового дела (ОНД); науч. рук. Ю.А. Максимова. – Томск, 2019. [Электронный ресурс] . – URL : <http://earchive.tpu.ru/handle/11683/53538>
6. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – М.: Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.

7. Экологические аспекты при строительстве нефтяных и газовых скважин: монография / О.В. Савенок [и др.]. – М. ; Вологда : Инфра-Инженерия, 2021. – 652 с.
8. Андреев К.В., Казанцев А.С., Шевченко О.Н. Определение дебита горизонтальной скважины с интеллектуальным заканчиванием // Нефтепромысловое дело. – 2021. – № 3 (627). – С. 25–28.
9. Власов А.И., Андреев К.В., Поплыгин В.В. Потенциальные возможности создания интеллектуальных месторождений в группе компаний «ЛУКОЙЛ» // Газовая промышленность. – 2014. – № 7 (709). – С. 43–45.
10. Даценко Е.Н., Орлова И.О., Авакимян Н.Н. использование горизонтальных скважин большой протяжённости с применением «интеллектуальной» системы контроля притока на примере шельфового месторождения имени Ю. Корчагина // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2019. – № 1. – С. 231–254.
11. Журавлёв О.Н., Нухаев М.Т., Щелушкин Р.В. Российские системы заканчивания горизонтальных скважин // Нефтесервис. – 2013. – № 4. – С. 38–40.
12. Зайцев В.С., Абуталиева И.Р. Интеллектуальное заканчивание скважин // Материалы X Международной научно-практической конференции «Новейшие технологии освоения месторождений углеводородного сырья и обеспечение безопасности экосистем Каспийского шельфа» (06 сентября 2019 года, г. Астрахань). – Астрахань : Издательство Астраханского государственного технического университета, 2019. – С. 39–45.
13. Анализ применения метода интеллектуального заканчивания скважин на нефтегазовом месторождении / К.А. Игликова [и др.] // Сборник статей Всероссийской научно-практической конференции «Разработка и применение наукоемких технологий в целях модернизации современного общества» (29 января 2020 года, г. Киров). – Уфа : ООО «Омега Сайнс», 2020. – С. 33–35.
14. Кульчицкий В.В., Огородов А.В., Якунин С.А. Интеллектуальное заканчивание бурения скважин на обсадной колонне // Нефть. Газ. Новации. – 2014. – № 3 (182). – С. 50–52.
15. Меринов И.А., Савенок О.В. Эффективность применения системы интеллектуального заканчивания скважин на Сахновском нефтегазовом месторождении // Булатовские чтения. – 2021. – Т. 1. – С. 338–348.
16. Пироженко И.А., Рыбальченко Ю.М. Разработка технологии повышения эффективности заканчивания скважин методом селективно-манжетного цементирования // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 3. – С. 231–233.
17. Семёнов А.А., Исламов Р.А., Нухаев М.Т. Дизайн устройств пассивного контроля притока на Ванкорском месторождении // Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 11. – С. 20–23.
18. Семикин Д.А., Нухаев М.Т., Жаковщikov А.В. Обзор систем контроля и регулирования притока (на примере месторождения имени Ю. Корчагина // Технологии нефти и газа. – 2017. – № 2 (109). – С. 44–48.
19. Фурсин С.Г., Григулецкий В.Г. О заканчивании скважин в условиях контролируемой депрессии на пласт // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2014. – № 1. – С. 17–23.
20. Фурсин С.Г., Григулецкий В.Г. О заканчивании скважин в условиях контролируемой депрессии на пласт // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2014. – № 2. – С. 29–35.
21. Цырин Ю.З., Проводников Г.Б. О совместных работах ВНИИБТ и СургутНИПИнефть по повышению эффективности заканчивания скважин // Булатовские чтения. – 2019. – Т. 3. – С. 19–25.
22. Часовников Д.В. Использование набухающих пакеров при заканчивании горизонтальных скважин // Булатовские чтения. – 2019. – Т. 3. – С. 125–128.
23. Savenok O.V., Arutyunyan A.S., Petrushin E.O. Improving well construction efficiency in the context of drilling a wellbore and a pay zone: primary and secondary drilling // Journal of Mechanical Engineering Research and Developments (JMERD). – 2018. – Vol. 41. – № 2. – P. 28–30.

References

1. Bulatov A.I., Savenok O.V. Completion of oil and gas wells: theory and practice. – Krasnodar : LLC Prosveshchenie-Yug, 2010. – 539 p.
2. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremichuk R.S. Scientific bases and practice of oil and gas wells development. – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – 576 p.
3. Bulatov A.I., Savenok O.V. The practical course of the discipline «Oil and gas well completion» in 4 volumes: a training manual. – Krasnodar : Publishing House – South, 2013–2014. – Vol. 1–4.
4. Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repair of oil and gas wells: in 4 volumes. – Krasnodar : Publishing House – South, 2012–2015. – Vol. 1–4.

5. Matveev A.Yu. Substantiation of development object selection using intelligent completion technology in Vankor oil field (Krasnoyarsk region): bachelor's thesis // National Research Tomsk Polytechnic University (TPU), Engineering School of Natural Resources (ISNR), Department of Oil and Gas Business (ONB); supervisor. A. Maximova. – Tomsk, 2019. [electronic resource]. – URL : <http://earchive.tpu.ru/handle/11683/53538>
6. Savenok O.V., Kachmar Y.D., Yaremichuk R.S. Oil and gas engineering in the development of wells. – M. : Infra-engineering, 2019. – 548 p.
7. Ecological aspects in the construction of oil and gas wells: monograph / O.V. Savenok [et al.]. – M. ; Vologda : Infra-Engineering, 2021. – 652 p.
8. Andreev K.V., Kazantsev A.S., Shevchenko O.N. Determination of horizontal well flow rate with intelligent completion // Oilfield Business. – 2021. – № 3 (627). – P. 25–28.
9. Vlasov A.I., Andreev K.V., Poplygin V.V. Potential opportunities for creation of smart fields in LUKOIL Group // Gas Industry. – 2014. – № 7 (709). – P. 43–45.
10. Datsenko E.N., Orlova I.O., Avakimyan N.N. The use of long horizontal wells using the «intelligent» flow control system by the example of the Y. Korchagin offshore field // Science. Technique. Technologies (Polytechnic Bulletin). – 2019. – № 1. – P. 231–254.
11. Zhuravlev O.N., Nukhaev M.T., Shelushkin R.V. Russian Horizontal Well Completion Systems // Nefteservis. – 2013. – № 4. – P. 38–40.
12. Zaitsev V.S., Abutalieva I.R. Intelligent well completion // Proceedings of the X International Scientific-Practical Conference «Advanced technologies of hydrocarbon deposits development and safety of the Caspian shelf ecosystems» (September 06, 2019, Astrakhan). – Astrakhan : Publishing house of Astrakhan State Technical University, 2019. – P. 39–45.
13. Analysis of application of intelligent well completion method in the oil and gas field / K.A. Iglukova [et al.] // Collection of articles of the All-Russian scientific-practical conference «Development and application of knowledge-intensive technologies in order to modernize modern society» (January 29, 2020, Kirov). – Ufa : OOO Omega Sainz, 2020. – P. 33–35.
14. Kulchitskiy V.V., Ogorodov A.V., Yakunin S.A. Intelligent completion drilling in casing // Oil. Gas. Innovation. – 2014. – № 3 (182). – P. 50–52.
15. Merinov I.A., Savenok O.V. Effectiveness of application of the intelligent well completion system in the Sakhnovskoye oil and gas field // Bulatov readings. – 2021. – Vol. 1. – P. 338–348.
16. Pirozhenko I.A., Rybalchenko Y.M. Development of a technology to improve the efficiency of well completion by selective-belt cementing // Bulatov Readings. – 2017. – Vol. 3. – P. 231–233.
17. Semenov A.A., Islamov R.A., Nukhaev M.T. Design of passive flow control devices in the Vankor field // Oil Economy. – 2009. – № 11. – P. 20–23.
18. Semikin D.A., Nukhaev M.T., Zhakovshchikov A.V. Review of flow control and regulation systems (by the example of Korchagin field // Oil and Gas Technologies. – 2017. – № 2 (109). – P. 44–48.
19. Fursin S.G., Griguletsky V.G. On completion of wells under controlled underbalanced conditions // Construction of oil and gas wells on land and at sea. – 2014. – № 1. – P. 17–23.
20. Fursin S.G., Griguletsky V.G. On completion of wells under controlled underbalanced conditions // Construction of oil and gas wells on land and at sea. – 2014. – № 2. – P. 29–35.
21. Tsyryn Y.Z., Provodnikov G.B. On joint works of VNIIBT and SurgutNIPIneft to improve the efficiency of well completions // Bulatov readings. – 2019. – Vol. 3. – P. 19–25.
22. Chasovnikov D.V. The use of swelling packers when completing horizontal wells // Bulatovkie readings. – 2019. – Vol. 3. – P. 125–128.
23. Savenok O.V., Arutyunyan A.S., Petrushin E.O. Improving well construction efficiency in the context of drilling a wellbore and a pay zone: primary and secondary drilling // Journal of Mechanical Engineering Research and Developments (JMERD). – 2018. – Vol. 41. – № 2. – P. 28–30.