

УДК 622.245

## АНАЛИЗ КОНСТРУКЦИЙ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН С ЦЕЛЬЮ ВЫЯВЛЕНИЯ ПЕРСПЕКТИВНЫХ НАПРАВЛЕНИЙ ДАЛЬНЕЙШИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Тихонов Алексей Сергеевич<sup>1,2</sup>,  
TikhonovAS@tomsknpi.ru

Ковалев Артем Владимирович<sup>1</sup>,  
Kovalevav@tpu.ru

<sup>1</sup> Национальный исследовательский Томский политехнический университет,  
Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30.

<sup>2</sup> АО «ТомскНИПИнефть»,  
Россия, 634027, г. Томск, пр. Мира, 72.

**Актуальность.** С каждым годом, ввиду истощения легкодоступных запасов углеводородов, возникает потребность в повышении темпов разработки месторождений, расположенных в сложных горно-геологических условиях. Строительство и эксплуатация скважин в сложных геологических условиях часто сопровождаются различными осложнениями и авариями, такими как флюидопроявления, открытые фонтаны, возникновение межколонных давлений, негерметичность обсадной колонны, протаивание и обрушение мерзлых пород в околоствольном пространстве скважин и т. д. Все это приводит к значительному увеличению стоимости строительства скважин, а также к росту затрат на их содержание и эксплуатацию. При проектировании скважин на месторождениях со сложными горно-геологическими условиями особое внимание уделяется конструкции скважины ввиду того, что помимо дополнительных финансовых затрат неправильный выбор конструкции может привести к полной потере скважины. Актуальным вопросом является выбор конструкции скважин, позволяющей достичь высоких экономических показателей при отсутствии сопутствующих осложнений при строительстве и эксплуатации нефтяных и газовых скважин в сложных горно-геологических условиях.

**Цель:** определить перспективные направления совершенствования конструкций нефтяных и газовых скважин и обсадных колонн.

**Методы:** оценка и анализ действующих конструкций нефтяных и газовых скважин и обсадных колонн на возможность дальнейшей оптимизации и применимости к строительству скважин в сложных горно-геологических условиях.

**Результаты.** Авторами разработаны классификации конструкций нефтяных и газовых скважин и обсадных колонн. Выделены основные классификационные признаки для конструкций нефтяных и газовых скважин и обсадных колонн. Определены перспективные направления дальнейших исследований.

### Ключевые слова:

Конструкция скважины, обсадная колонна, обсадные трубы, сложные горно-геологические условия, потайные колонны, расширяемые обсадные трубы, комбинированная обсадная колонна.

### Введение

В современных условиях нестабильности рыночной стоимости нефти для компаний, осуществляющих её добычу, одним из основных приоритетов является снижение капитальных расходов при осуществлении обустройства и разбуривания месторождения, которые составляют наибольший объем затрат при разработке месторождения. Исходя из этого, от выбора оптимальных проектных решений по строительству скважин зависит экономическая эффективность добычи углеводородов.

Рациональный выбор конструкции скважины – важнейший этап проектирования, влияющий на качество строительства скважин, а также дальнейшую эффективную и длительную эксплуатацию. Горно-геологические условия месторождения и проектные решения по вскрытию продуктивных пластов являются определяющими факторами при выборе конструкции.

Конструкция скважины должна обеспечивать следующие основные задачи [1]:

- проходку до проектной глубины;
- выбранный способ заканчивания;

- надежную герметичную связь между продуктивным объектом и поверхностью;
- надёжную изоляцию всех горизонтов как друг от друга, так и от поверхности;
- возможность использования эксплуатационного и ремонтного оборудования;
- безаварийную эксплуатацию скважины в течение всего её срока использования;
- минимальную материалоемкость и стоимость.

На сегодняшний день наблюдается значительное увеличение числа спускаемых обсадных колонн с ростом прочностных свойств применяемых труб, что связано с усложнением геолого-технологических условий бурения, к числу которых можно отнести:

- аномально высокое пластовое давление (АВПД);
- высокая и низкая температура;
- сероводородная агрессия;
- интервалы, несовместимые по условиям бурения.

К технологическим факторам, определяющим усложнение конструкции скважины, стоит отнести строительство скважин с большим отходом от вертикали (БОВ), строительство скважин с морских платформ, строительство многозабойных и многоствольных скважин.



Несмотря на высокий уровень развития технологий сочленения стволов остается актуальной проблема их некачественного и ненадежного соединения.

*Тип конструкции эксплуатационного забоя* определяется недропользователем на основе ожидаемого способа разработки продуктивного горизонта, а также исходя из типа и свойств породы коллектора. Можно выделить следующие основные типы конструкций эксплуатационного забоя:

- *конструкция открытого забоя*, предназначенная для заканчивания скважин в условиях, когда применение тампонажного материала недопустимо из-за ухудшения коллекторских свойств пласта. Продуктивный объект остается незацементированным. Такая конструкция возможна, если коллектор устойчивый;
- *конструкция закрытого забоя*, необходимая для изоляции продуктивных горизонтов друг от друга с целью обеспечения их разработки по системе «снизу вверх» или для совместно-раздельной эксплуатации. Продуктивный объект перекрывается сплошной или потайной колонной с обязательным цементованием;
- *конструкция забоя смешанного типа*, сочетающая элементы конструкций открытого и закрытого забоев. Такие конструкции рациональны в однородной залежи для изоляции близко расположенных от кровли напорных горизонтов. С этой целью в верхнюю часть продуктивного объекта спускают и цементируют обсадную колонну. Нижняя часть пласта остается открытой или перекрывается незацементированным фильтром.

В общем виде количество обсадных колонн определяется двумя факторами – геологическими условиями проводки скважины и технологическими требованиями недропользователя.

В зависимости от условий проводки конструкции скважины делятся:

- на *двухколонные*, применяемые на месторождениях с изученным геологическим разрезом, в интервалах которого отсутствуют какие-либо серьезные осложнения;
- *трехколонные*, применяемые при строительстве наклонно-направленных и вертикальных скважин с благоприятными геологическими условиями;
- *четырёхколонные*, проектируемые при строительстве горизонтальных скважин либо в случае если в разрезе присутствуют интервалы, несовместимые по условиям бурения;
- *пятиколонные*, проектируемые при строительстве как поисковых и разведочных, так и эксплуатационных скважин, геологический разрез которых представлен интервалами, несовместимыми по условиям бурения, пластами с аномально высокими и аномально низкими пластовыми давлениями, интервалами катастрофических поглощений;
- *шестиколонные*, применяемые на месторождениях со сложными горно-геологическими условиями, аналогично пятиколонным;

- *семь и более обсадных колонн*, в основном проектируемые для морских месторождений, газовых скважин с аномально высоким пластовым давлением.

*Обвязываемыми обсадными колоннами* называются две и более обсадных колонн, имеющие общее межколонное пространство, контроль герметичности которого осуществляется с помощью колонной обвязки.

В *одноколонных конструкциях скважин* обвязываются кондуктор и эксплуатационная колонна. Также в конструкции скважины могут присутствовать направление и потайные колонны.

В *двухколонных конструкциях скважин* обвязываются кондуктор, техническая и эксплуатационная колонна.

В *трехколонных конструкциях скважин* обвязываются кондуктор, две технические и эксплуатационная колонна.

Конструкции, где обвязывается пять и более колонн встречаются достаточно редко. Обязка такого количества колонн осуществляется специальными устьевыми обвязками, изготовленными по заказу.

Основным элементом конструкции скважины является обсадная колонна. На рис. 3 представлена классификация обсадных колонн, разработанная авторами.

Обсадные колонны предназначены для решения запланированных геологических или технологических задач, направленных на безопасное строительство, эксплуатацию в течение проектного срока и ремонт скважины.

*По назначению* все обсадные колонны делятся:

- на направление;
- кондуктор;
- техническая колонна;
- потайная колонна;
- эксплуатационная колонна.

Схематическое изображение указанных обсадных колонн представлено на рис. 4.

Под *направлением* подразумевают первую колонну обсадных труб, предназначенную для предотвращения осыпей и обвалов устья скважины, а также поглощений бурового раствора в верхних горизонтах. Обычно направление спускается на глубину, не превышающую 80 м, в зависимости от геологических условий проводки скважины [1].

В работах [5, 6] представлены результаты опытно-промышленных испытаний (ОПИ) по строительству скважин без спуска направления при строительстве эксплуатационных скважин на месторождениях ООО «РН-Юганскнефтегаз». Строительство эксплуатационных скважин без направления обеспечивает сокращение цикла строительства скважины на 12 часов, исключение затрат материально-технических ресурсов на крепление обсадных труб направления и как следствие – сокращение стоимости строительства скважины.



Рис. 3. Классификация обсадных колонн

Fig. 3. Casing classification

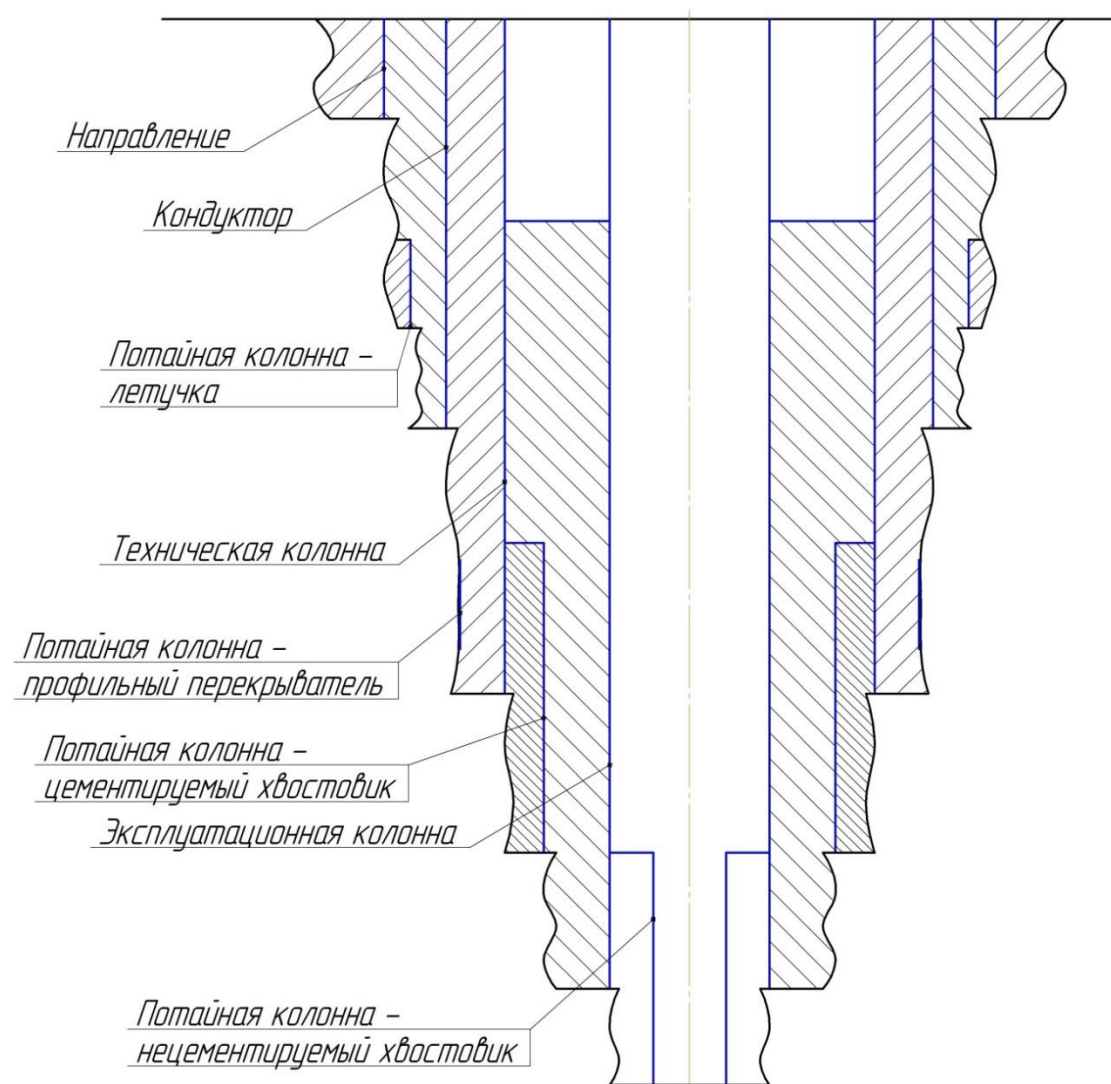


Рис. 4. Схематическое изображение обсадных колонн

Fig. 4. Casing schematic representation

Помимо представленных преимуществ, важно отметить геологические и технологические условия, при которых исключение направления из конструкции скважины недопустимо. К таким условиям относятся:

- месторождения, в разрезе которых присутствуют многолетнемерзлые породы (ММП), что обусловлено недопустимостью длительного теплового воздействия на эти интервалы;
- месторождения, в верхних интервалах которых залегают неустойчивые породы, склонные к осыпям и обвалам, вследствие чего бурение до проектной глубины спуска кондуктора может быть осложнено;
- разведочные и поисково-оценочные скважины, а также эксплуатационные скважины на недостаточно изученных геологических площадях.

Решением, направленным на исключение этапов бурения и крепления интервала под направление из цикла строительства скважины на месторождениях с неустойчивыми горными породами в верхних интервалах, является использование «забивного направления». На этапе инженерной подготовки кустовой площадки осуществляется забивание обсадной трубы направления сваебойной установкой. Таким образом значительно снижаются затраты на оплату суточной ставки буровому подрядчику [7].

Основной проблемой при эксплуатации скважин в зоне многолетнемерзлых пород является потеря осевой устойчивости обсадных колонн вследствие растепления ММП [8]. Интервал потери устойчивости может составлять от 0 до 250 м, что затрудняет эксплуатацию скважины и создает производственные риски, вплоть до потери скважины. Растепление многолетнемерзлых пород происходит вследствие длительной циркуляции пластового флюида с положительной температурой.

Распространенным решением, позволяющим исключить растепление пород в приустьевой части скважин, является применение термоизолированных труб. Самой распространенной конструкцией таких труб является термокейс из пенополиуретана [9]. Термокейс – это обсадная колонна, которая изготавливается из стальных труб по технологии «труба в трубе» с заливкой в межтрубное пространство пенополиуретана, который в свою очередь значительно снижает теплопередачу от устья скважины к многолетнемерзлым породам. Данное решение находит своё применение на территории РФ на таких крупных месторождениях, как Ванкорское, Тагульское, Русское, Уренгойское и др. [10].

Вопрос теплоизоляции скважин в иностранных источниках находит свою актуальность начиная с XX в. Так, в патенте [11] описана конструкция теплоизолированной обсадной трубы с заливкой в межтрубное пространство в качестве изолятора стекла или керамического волокна. Конструкция состоит из наружной и внутренней трубы с заливкой в межтрубное пространство теплоизолятора. Основными недостатками конструкции теплоизолирующей трубы являются высокий коэффициент теплопровод-

ности стекла, а также достаточно сложная технология производства данных труб.

В работе [12] рассматривается конструкция скважины с температурой пара при закачке до 296 °С. Конструкция данной теплоизолированной трубы аналогична ранее рассмотренным за исключением того, что в межтрубном пространстве находится вакуум. Однако в зонах соединения обсадных труб отсутствует изолятор в виде вакуума, что будет приводить к локальному тепловому воздействию на горные породы в местах расположения муфт.

Применение вакуумных изолированных труб позволяет значительно снизить тепловое воздействие на многолетнемерзлые породы в процессе эксплуатации скважины в связи с тем, что теплопроводность вакуума равна 0. Но в тоже время сдерживающим применением данных труб фактором является высокая стоимость их производства.

При строительстве морских скважин со стационарных платформ и блок-кондуктора функцию направления выполняет задавливаемая на глубину 90–120 м водоотделяющая обсадная колонна. Исходя из названия обсадной колонны, её основной функцией является обеспечение замкнутого контура циркуляции бурового раствора при бурении интервала под кондуктор и предотвращение его поступления в морскую среду. Данная обсадная колонна должна быть стойкой к агрессивному воздействию морской воды [13].

*Кондуктор* является обязательной обсадной колонной, и, в соответствии с Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности (ПБНГП) [14], глубина спуска кондуктора должна обеспечивать предотвращение гидроразрыва пород у башмака при открытом фонтанировании. Кроме того, кондуктор предназначен для перекрытия верхних водоносных горизонтов, неустойчивых горных пород, прихватопасных зон, предотвращения поглощений в верхней части разреза. Кондуктор, как и направление, цементируется до устья. На кондуктор устанавливается устьевая обвязка и противовыбросовое оборудование на этапе строительства скважины.

В районах распространения ММП кондуктор должен перекрывать их интервал залегания не менее чем на 50 м [14].

Таким образом, в числе основных функций кондуктора можно выделить обеспечение безаварийного бурения интервала под следующую колонну, удержание устьевого оборудования и подвеску последующих обсадных колонн на устье скважины.

В современных условиях за счет подбора высокоэффективной системы бурового раствора, обеспечивающей стабильность ствола скважины на протяжении длительного времени, высоких механических скоростей и геомеханически обоснованных плотностей бурового раствора, возможно уменьшение глубины спуска кондуктора до минимальной расчетной в соответствии с ПБНГП [14].

В случае необходимости разделения интервалов, несовместимых по условиям бурения, спускается *техническая (промежуточная)* колонна. Под несов-

местимыми условиями бурения понимают такое их сочетание, когда требуемая плотность промывочной жидкости для нижележащего интервала вызывает осложнения в пробуренном вышележащем интервале, если последний не закреплен обсадной колонной, а проведение дополнительных специальных технологических мероприятий по предотвращению этих осложнений невозможно.

Кроме того, техническая колонна может спускаться и по иным причинам, как геологическим, так и технологическим.

В числе геологических причин можно выделить необходимость разобщения флюидосодержащих горизонтов, перекрытия неустойчивых пород и интервалов, склонных к интенсивным поглощениям, а также обеспечения выполнения требований ПБНПП по недопущению гидроразрыва пород у башмака предыдущей колонны при проявлении из продуктивного пласта в случае большой расчетной глубины спуска кондуктора.

К одной из технологических причин, определяющих необходимость спуска технической колонны, относится строительство скважин с большим отходом от вертикали. В данном случае спуск этой колонны обоснован необходимостью сократить протяженность открытого ствола с целью предотвращения возможных осложнений и аварий в процессе бурения и спуска последующей колонны. Также техническая колонна может быть спущена в случае получения аварии и невозможности её ликвидации для продолжения дальнейшего бурения до проектной глубины.

В случае необходимости допускается спуск нескольких технических колонн.

*Потайной* называется обсадная колонна, не доходящая до устья скважины. На сегодняшний день наблюдается тенденция на спуск потайных колонн взамен сплошных технических и эксплуатационных, что обеспечивает следующие преимущества:

- снижение металлоёмкости конструкции скважин (отношение суммарной массы всех обсадных колонн к глубине скважины по стволу);
- сокращение времени на спуск обсадной колонны;
- снижение количества материалов для крепления обсадной колонны.

Однако масштабное применение потайных колонн сдерживается следующими факторами:

- риск преждевременного срабатывания подвесного или якорного узла в процессе спуска обсадной колонны;
- риск нарушения герметичности подвесного узла на этапе освоения или эксплуатации скважины;
- аварии, связанные с невозможностью отсоединения транспортировочной колонны.

*Хвостовик* – потайная обсадная колонна, спущенная с перекрытием башмака предыдущей колонны на 75 м для нефтяных скважин и 250 м для газовых скважин (п. 300 ПБНПП) [14].

Хвостовик заменяет либо часть эксплуатационной колонны (самый распространенный случай), либо промежуточную (используется реже).

Основными преимуществами заканчивания скважин с применением хвостовиков являются:

- снижение металлоёмкости конструкции скважины;
- уменьшение длины предыдущей обсадной колонны;
- снижение объема промывочных и тампонажных жидкостей ввиду уменьшения диаметров;
- меньшая протяженность открытого ствола и, как следствие, облегчение спуска обсадной колонны до проектной глубины, а также уменьшение риска прихвата бурильной колонны;
- снижение объема отходов бурения.

К числу недостатков применения хвостовика можно отнести:

- снижение коммерческой скорости бурения ввиду увеличения количества рейсов, осуществления спуска дополнительной колонны, ожидания ОЗЦ (при цементируемом хвостовике);
- необходимость применения дополнительного комплекта бурового инструмента и элементов компоновки низа бурильной колонны (КНБК) меньшего диаметра для бурения секции под хвостовик;
- риск получения аварии с элементом подвески хвостовика.

Применение хвостовиков является наиболее распространенным методом оптимизации многоколонных конструкций, которые используются при строительстве скважин в сложных горно-геологических условиях, в том числе на скважинах с высоким пластовым давлением и температурой. Помимо того, что при строительстве скважин на таких месторождениях предъявляются повышенные требования на каждом из этапов, важно отметить, что конструкция скважины в данных условиях может содержать в своём составе шесть и более обсадных колонн. По причине воздействия высоких наружных и внутренних избыточных давлений, а также растягивающих нагрузок применяются обсадные трубы с большей толщиной стенки и повышенной группой прочности, что приводит к значительному увеличению металлоёмкости конструкции скважины.

В работе [15] рассматривается одно из возможных решений проблемы высокой металлоёмкости конструкции скважины на примере Восточно-Уренгойского месторождения, конструкция которой представлена в табл. 1. Основными геологическими критериями выбора конструкции скважины на данном месторождении является наличие в разрезе продуктивных нефтяных и газовых пластов с аномально высоким давлением, интервалов, несовместимых по условиям бурения, а также наличие многолетнемерзлых пород.

Перегруженность конструкции скважины, вызванная сложными горно-геологическими условиями, приводит к высокой суммарной массе всех обсадных колонн – 665,1 т, и, как следствие, к высокой металлоёмкости скважины – 162,2 кг/м.

С целью снижения металлоёмкости конструкции скважины авторами рассмотрена возможность замены сплошной обсадной колонны диаметром 177,8 мм на потайную с перекрытием предыдущей обсадной колонны на 250 м.



**Таблица 1.** Конструкция разведочной скважины Восточно-Уренгойского месторождения  
**Table 1.** Casing design of the exploration well of the Vostochno-Urengoyское field

Название колонны Casing string	Интервал спуска, м Interval, m		Длина секции, м Section length, m	Масса, т Weight, t	Диаметр, мм Diameter, mm	Группа прочности Strength group	Толщина стенки, мм Wall thickness, mm
	от/from	до/to					
Направление Conductor	0	70	70	9,7	508,0	Д	11,1
Кондуктор Surface casing	0	700	700	74,3	426,0	Д	10,0
1-я техническая 1 <sup>st</sup> intermediate casing	0	2230	2230	192,1	323,9	М	11,0
2-я техническая 2 <sup>nd</sup> intermediate casing	0	3570	3570	211,7	244,5	Р	10,0
Эксплуатационная Production casing	0	700	700	167,5	177,8	Р	11,5
	700	3810	3110	134,2	177,8	М	10,4
Хвостовик Liner	3735	4101	366	9,8	127,0	Е	9,2

Несмотря на незначительное увеличение прочностных характеристик обсадной трубы 244,5 мм (за счет увеличения группы прочности и толщины стенки), происходит значительное снижение суммарной массы обсадных колонн на 116,1 т, и, как следствие, уменьшается металлоёмкость конструкции скважины на 28,3 кг/м. Также важно отметить снижение затрат на тампонажный цемент для крепления обсадной колонны 177,8 мм на 5 т.

По результатам расчета, выполненного в программном комплексе Frost 3D, были получены коэффициенты теплопередачи для применяемой конструкции – 0,867 Вт/м<sup>2</sup>К, а для оптимизированной – 0,620 Вт/м<sup>2</sup>К. Полученные результаты свидетельствуют о том, что оптимизированная конструкция обладает меньшим тепловым воздействием на мерзлые грунты. Также был выполнен расчет радиусов растепления скважины, которые за 25 лет составили 17,8 и 16,3 м для конструкции со сплошной обсадной колонной 177,8 мм и для конструкции с потайной колонной соответственно.

В работе [16] рассматривается конструкция параметрической скважины № 1 Предречицкой площади, в разрезе которой представлены интервалы осыпей и обвалов, поглощений бурового раствора, интервалы залегания солевых отложений, интервалы, несовместимые по условиям бурения. Конструкция скважины включает в себя шесть обсадных колонн, в составе которых применяются обсадные трубы с высокой группой прочности и большой толщиной стенки. Для снижения металлоёмкости конструкции параметрической скважины была применена следующая конструкция – кондуктор 508,0 мм, 1-я техническая колонна 406,4 мм, 1-й хвостовик 323,9 мм, 2-я техническая колонна 244,5 мм, 2-й хвостовик 168,3 мм. Это позволяет значительно снизить металлоёмкость конструкции скважины за счет применения потайных колонн диаметром 323,9 и 168,3 мм.

В работе [17] представлены решения по строительству сверхглубокой скважины Wutan 1 в Сычуаньском тектоническом бассейне (Китай), конструкция которой представлена на рис. 5. Проектная глубина скважины по вертикали – 7500 м, при забойной температуре 175 °С и давлении 140 МПа. Применение такой кон-

струкции скважины вызвано наличием в разрезе интервалов, несовместимых по условиям бурения, интервалов с текучими солевыми отложениями, поглощениями бурового раствора и обрушения ствола скважины.

Основываясь на анализе представленных выше оптимизационных решений с применением потайных колонн, можно сделать вывод о том, что одним из востребованных решений по снижению материальных затрат на строительство разведочных, параметрических и поисковых скважин в сложных горно-геологических условиях является замена сплошной обсадной колонны на потайную. Именно поэтому вопрос оптимизации конструкции скважин в условиях высокого давления и температуры является актуальным на сегодняшний день.

Применение нескольких потайных колонн может быть вызвано не только геологическими условиями, но и технологическими. Так, в рамках реализации проекта Сахалин-1 недропользователь также сталкивается с проблемой высокой металлоёмкости скважины [18]. Если применение «нагруженной» конструкции при строительстве рассмотренных выше скважин обусловлено сложными горно-геологическими условиями, то применение технических колонн при строительстве скважин проекта Сахалин-1 обусловлено высокой протяженностью скважины по стволу.

Типовая конструкция скважины данного проекта включает в себя направление 710 мм, кондуктор 508 мм, техническую колонну 339,7 мм, эксплуатационную потайную колонна 244,5 мм и хвостовик 168,3 мм.

При строительстве скважин на шельфе с большим отходом от вертикали особенно важно осуществлять поэтапное перекрытие интервалов открытого ствола для спуска колонны до проектной глубины. При значительной глубине скважины спуск сплошной колонны нецелесообразен. Оптимальным решением является последовательный спуск потайных колонн с требуемым перекрытием предыдущей колонны в соответствии с ПБНПП.

*Профильным перекрывателем* является обсадная труба, спущенная для локального перекрытия определенного интервала, не имеющая связи с предыдущими обсадными колоннами, которая представлена расширяемой профильной трубой.

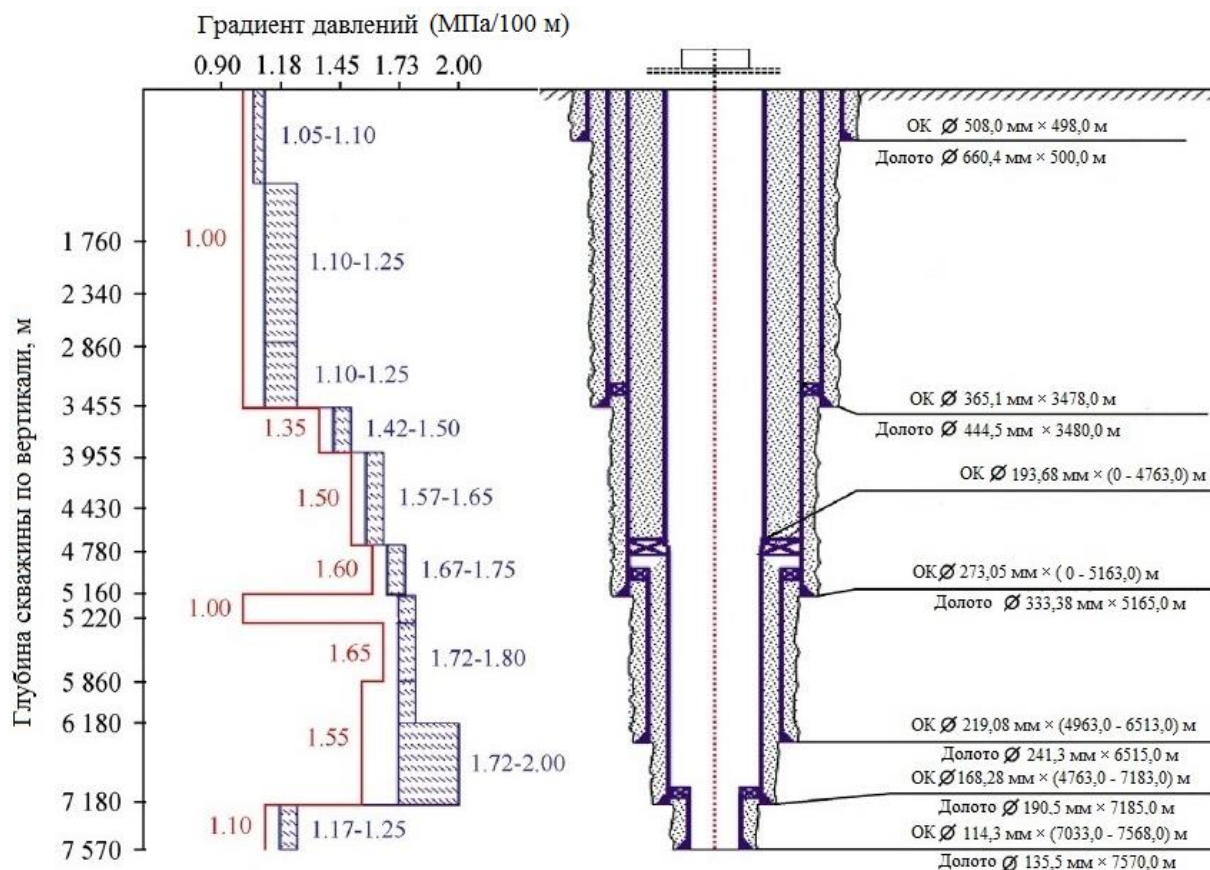


Рис. 5. Совмещенный график давлений и конструкция скважины Wutan 1

Fig. 5. Pressure plot and casing design of Wutan 1 well

Профильные перекрыватели служат для:

- локального перекрытия зон осложнений, в частности катастрофических поглощений, при их небольшой протяженности;
- разобщения водоносных пластов от продуктивных до спуска эксплуатационных колонн;
- проведение ремонтно-изоляционных работ в действующих скважинах.

В общем случае под расширяемыми трубами понимают трубные изделия, имеющие в транспортном

положении определенный профиль (рис. 6), с уменьшенным наружным диаметром [19]. После спуска происходит двухступенчатое расширение данных обсадных труб. На первом этапе расширение происходит за счет повышения давления внутри труб. Вторым этапом является проработка интервала установки расширяемых труб развальцевателем, после чего труба принимает цилиндрический профиль, плотно прижимается к стенкам скважины, и ствол готов к дальнейшему продолжению бурения интервала.



Рис. 6. Профили расширяемых обсадных труб: а) двухканальный; б) восьмиконечный; в) двенадцатиконечный  
 Fig. 6. Profiles of expandable casings: a) two channel; b) eight-pointed; c) twelve-pointed

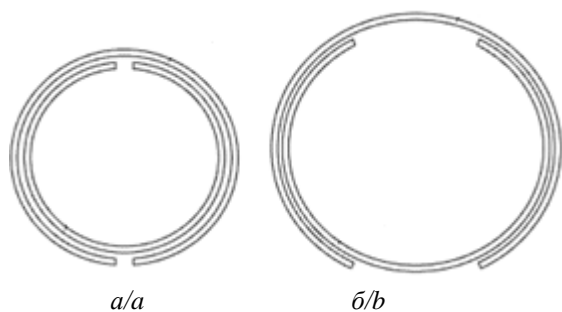
Основным недостатком таких труб является низкое сопротивление наружным избыточным давлениям, давление смятия для таких труб составляет не более 5–6 МПа, что ограничивает их применение в скважинах с большой глубиной по вертикали, а также в условиях аномально высоких пластовых давлений.

Одним из перспективных направлений развития технологии строительства скважин является совершенствование конструкции и прочностных характеристик расширяемых обсадных труб.

Возможная конструкция расширяемых труб рассмотрена в работе [20]. Данная конструкция включает



в себя как минимум две разрезные трубы, наружную и внутреннюю соответственно (рис. 7). Трубы в транспортном положении расположены разрезами друг напротив друга с целью обеспечения изоляции заколонного пространства после перехода в рабочее положение. В транспортном положении трубы сжаты, что позволяет осуществлять их спуск в скважину. Очевидно, что переход в рабочее положение предполагается осуществлять путём нагнетания избыточного давления.

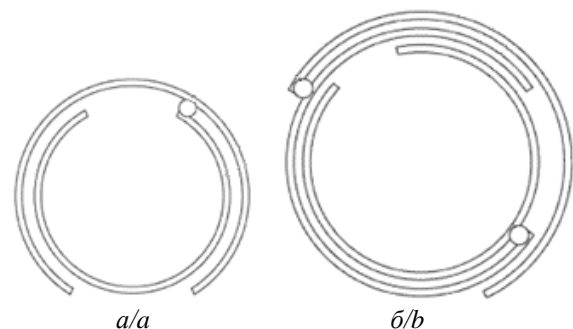


**Рис. 7.** Конструкция расширяемой обсадной трубы: а) транспортное положение; б) рабочее положение

**Fig. 7.** Design of expandable casings: a) run-in position; b) on position

Трубы в конструкции, представленной на рис. 8, не защищены от смещения относительно друг друга, что может вызвать в процессе спуска в скважину как поворот в горизонтальной плоскости, так и разделение по вертикальной оси.

Конструкция, представленная на рис. 8, имеет одну (рис. 8, а) или две (рис. 8, б) точки фиксации, что защищает разрезные сжатые трубы от смещения относительно друг друга, но в то же время сохраняется их функциональное назначение.



**Рис. 8.** Конструкция закрепленных расширяемых труб: а) с одной точкой крепления; б) с двумя точками крепления

**Fig. 8.** Design of fixed expandable casings: a) with one connection point; b) with two connection points

Изучив патентную информацию, можно выделить следующие недостатки данной технологии, находящей на стадии технического концепта:

- сварное соединение представленных труб обладает низкой прочностью и герметичностью, а также вызывает значительные затраты времени на сбор-

ку колонны обсадных труб и приводит к возникновению пожароопасной ситуации над устьем скважины;

- наличие немонолитной конструкции обсадной колонны вызывает риск отделения сегментов обсадной трубы при спуске в скважину и заклинку обсадной колонны, по аналогии с пружинными центраторами;
- ввиду того, что конструкция не обладает должной жесткостью, присутствует риск возникновения синусоидального баклинга при спуске обсадной колонны в наклонные и горизонтальные скважины.

*Летучкой* называют цементируемую потайную колонну, которая не имеет связи с предыдущей обсадной колонной. После установки летучки бурение следующего интервала осуществляется долотом меньшего диаметра, что является одной из основных причин неэффективности применения данного вида обсадных колонн.

Под *эксплуатационной колонной* понимают колонну обсадных труб, которая выходит на устье, предназначенную для разобщения флюидосодержащих горизонтов и обеспечения гидравлической связи системы «продуктивный пласт – устье» в процессе извлечения нефти или газа или, наоборот, для нагнетания в пласты жидкости или газа.

Трубы эксплуатационной колонны должны выдерживать возникающие нагрузки в процессе строительства, эксплуатации и ремонта скважины, быть коррозионностойкими, обеспечивать герметичность резьбовых соединений и возможность прохождения эксплуатационного и ремонтного оборудования.

Выбор прочностных характеристик эксплуатационной колонны в интервалах залегания ММП осуществляется для случая обратного промерзания остаточной жидкости в межколонном пространстве и выполнения условия разрушения обсадных труб предшествующих эксплуатационной колонне в сторону многолетнемерзлых пород. Рекомендуется спускать трубы с расчетными характеристиками для зоны мерзлых пород на 50 м ниже глубины их залегания.

Минимально необходимая величина *интервала цементирования* регламентируется требованиями ПБНП, а также требованиями локальных руководящих документов.

Помимо профильных перекрывателей в числе *нецементируемых* обсадных колонн на сегодняшний день можно выделить хвостовики, спускаемые в продуктивный пласт. Данное решение применяется при заканчивании скважин с продуктивным пластом, представленным слабопроницаемым коллектором с целью предотвращения загрязнения продуктивного пласта тампонажным раствором. Также нецементируемыми являются обсадные колонны направления, установка которых осуществляется способом заливки (забивания) в грунт.

В полностью зацементированных обсадных колоннах цемент может подниматься до устья и до подвески обсадной колонны. Достоинствами данного способа является его простота контроля высоты подъема тампонажного раствора, минимальное количество за-

качиваемых жидкостей, наибольшая надежность с целью предотвращения межколонных давлений. К числу недостатков относятся большие затраты материалов для приготовления тампонажных растворов, потребность в большом количестве цементировочной техники, повышенные давления на насосе в процессе закачивания тампонажных растворов, а также увеличение вероятности гидравлического разрыва пласта и поглощений тампонажного раствора. Обсадные колонны направления и кондуктора цементируются всегда до устья.

*Частично цементируемые* обсадные колонны можно разделить на цементируемые с перекрытием башмака предыдущей обсадной колонны на определенную величину и манжетно-цементируемые обсадные колонны.

Под способом цементирования с *перекрытием* понимается такой способ цементирования скважин, при котором тампонажный раствор перекрывает башмак предыдущей обсадной колонны на определенную величину. Минимальная величина перекрытия башмака предыдущей колонны регламентируется требованиями ПБНГП [14], но в некоторых случаях величина перекрытия устанавливается больше для повышения качества строительства скважины (предупреждение межпластовых перетоков и межколонных давлений). Чаще всего технические и эксплуатационные колонны добывающих скважин в нормальных геологических условиях цементируются с минимально необходимым перекрытием, а в разведочных скважинах – на всю длину.

*Манжетное цементование* применяется для крепления обсадных колонн выше продуктивного горизонта (чаще при креплении хвостовиков). Для его реализации необходима установка технологической оснастки над кровлей продуктивного пласта. В случае с хвостовиком высота подъема ограничивается высотой установки подвески потайной колонны. Также манжетным способом цементируются верхние секции комбинированных эксплуатационных колонн, спускаемых в горизонтальный ствол.

*По наличию связи с устьем* выделяют два вида конструкций обсадных колонн – *сплошная* и *потайная*.

*Сплошная обсадная колонна* доходит до устья, является простой, повышает надежность конструкции скважины, обеспечивает минимизацию межпластовых перетоков и межпластовых давлений, снижает риск коррозии верхней части обсадных колонн. В то же время сплошная обсадная колонна приводит к значительному росту металлоёмкости скважины, особенно при многоколонной конструкции скважины.

Можно выделить следующие обсадные колонны, которые в обязательном порядке имеют выход на устье:

- **Направление.** Ввиду того, что данная обсадная колонна является самой первой и имеет небольшую протяженность, спуск направления не до устья нецелесообразен.
- **Кондуктор.** Спускается и цементируется до устья в соответствии с требованиями ПБНГП для обеспечения возможности монтажа устьевого оборудова-

ования и создания закрытого циркуляционного контура с возможностью его герметизации.

- **Эксплуатационная колонна.** Необходимость спуска эксплуатационной колонны до устья обусловлена её предназначением – «создание гидравлической связи «продуктивный пласт – устье».

Намеченные тенденции на повышение экономичности и технологичности процессов в нефтегазовой отрасли спровоцировали развитие применяемых материалов обсадных труб.

*По материалу* труб обсадные колонны классифицируются:

- на стальные;
- полимерные;
- стеклопластиковые;
- комбинированные.

*Стальные трубы* являются самым распространенным вариантом обсадных труб при строительстве нефтяных и газовых скважин. Существует широкий сортаментный ряд обсадных труб, выпускаемых как по ГОСТ, так и по ТУ заводов-изготовителей. Высокая прочность и доступность технологий изготовления являются преимуществом применения данных труб. В числе основных недостатков данного материала труб можно выделить низкую коррозионную стойкость и высокий вес погонного метра.

*Полимерные обсадные трубы* являются самым перспективным из альтернативных материалов с низкой стоимостью производства и повышенным сроком эксплуатации. На сегодняшний день полимерные обсадные трубы широко применяются при строительстве водозаборных скважин с небольшой глубиной.

Основным направлением для совершенствования полимерных обсадных труб является повышение их прочностных характеристик. Так, научный коллектив из «РН-ЦИР» разработал обсадные трубы из сверхпрочного полимера – полидициклопентадиена [21].

Инновационный материал не деформируется и отличается повышенной стойкостью к механическим воздействиям и агрессивным средам (кислотам, щелочам и углеводородам) в интервале температур от минус 60 до плюс 185 °С. Обсадные трубы, изготовленные из полидициклопентадиена, сверхлёгкие, экологичные, не подвергаются коррозии.

Применение *стеклопластиковых обсадных труб* позволяет исключить ремонтно-восстановительные работы на скважинах с высокой коррозионной агрессивностью флюидов. Кроме того, они обладают меньшим (до 4-х раз) весом по сравнению со стальными трубами. В работе [22] на основании опытно-промышленных испытаний выявлено, что требуется увеличение прочности резьбового соединения стеклопластиковых обсадных труб.

Под *комбинированными обсадными трубами* понимаются обсадные трубы, изготовленные из нескольких материалов. Примером таких обсадных труб является термокейс, который изготавливается из металла и пенополиуретанового теплоизолятора.

*По наличию и типу соединения* обсадных труб выделяют трубы с резьбовым, фланцевым, сварным соединением, а также цельные обсадные трубы.

*Резьбовое соединение* обсадных труб наиболее распространено при креплении нефтяных и газовых скважин. Лидерами применения являются трубы ОТТМ, ОТТГ, Баттрес (ВС) с треугольным профилем резьбы. Данные соединения муфтовые и могут производиться как со стандартным размером муфт, так и с уменьшенным. В числе преимуществ обсадных труб с уменьшенным диаметром муфт выделяют увеличение кольцевого зазора при спуске, а также возможность использовать долота меньшего диаметра. Применение уменьшенных муфт актуально в конструкциях скважин с большим числом обсадных колонн и со сложным профилем скважины.

Безмуфтовые обсадные трубы позволяют значительно снизить кольцевые зазоры при спуске между муфтой обсадной колонны и стенкой скважины, наиболее часто применяются при капитальном ремонте скважин, когда возникает необходимость спуска дополнительной колонны. Выделяют два типа безмуфтовых обсадных труб – с высадкой, имеющие утолщения в месте соединения обсадных труб (ТБО-4, ТБО-5), и гладкие, имеющие постоянный наружный диаметр по всему телу трубы (ОГ-1м).

Помимо вышеперечисленных, заводами-изготовителями выпускаются обсадные трубы с премиальными резьбами, обладающие повышенной прочностью и герметичностью, предназначенные для бурения на обсадной колонне или при спуске обсадной колонны с вращением.

*Сварное соединение* применяется на секциях обсадных труб большого диаметра (>530 мм) при отсутствии риска возникновения взрывоопасной смеси на устье скважины. Данное соединение обладает низкой герметичностью, также требуются значительные временные затраты на осуществление сварки обсадных труб между собой. Но, несмотря на это, соединение обсадных труб сваркой не требует применения специального инструмента (ключей), а также нарезки резьбы.

Одним из перспективных направлений развития сварных соединений обсадных труб является применение лазерной сварки металла, которая позволяет достичь высокой прочности соединения, а также обладает высокой скоростью сварки в сравнении с электродуговой [23].

Трубы с *фланцевым соединением* в основном применяются для нагнетательных и выкидных линий в составе буровой установки, т. к. требуют значительных временных затрат на соединение. Фланцевым соединением снабжается термокейс ввиду повышенных нагрузок при свинчивании секций, что значительно упрощает его конструкцию.

*Цельная обсадная труба* на сегодняшний день не применяется для крепления скважин, но представляет собой перспективную область для научных исследований.

В процессе спуска обсадных колонн большое количество времени тратится на свинчивание резьбовых соединений, кроме того в процессе эксплуатации есть риск нарушения герметичности резьбового соединения. Также при спуске обсадных колонн большого

диаметра (от 244,5 мм) на глубину свыше 2000 м происходит значительное увеличение нагрузки на кроек буровой установки.

На сегодняшний день с развитием и становлением технологии ремонта скважин с применением гибких труб («колтюбинг») возникает актуальность разработки технологии «гибких обсадных труб». Так, существующие на сегодняшний день технологии позволяют осуществлять спуск в скважину гибких труб диаметром от 19 до 114 мм [24].

Способ крепления скважины цельной обсадной колонной рассматривается в международном патенте [25].

Технология спуска цельной обсадной колонны, выполненной из композитных материалов, заключается в следующем.

На территории кустовой площадки перед спуском обсадной колонны в скважину происходит её отливка и укладка в горизонтальной плоскости по направлению к скважине, после чего осуществляется её спуск в скважину.

На рис. 9 представлена технология спуска цельной обсадной колонны в скважину. Колонна подаётся в скважину – 1 через мобильную вышку – 3 и роликовые направляющие – 4, опирающиеся на буровую установку – 5. Таким образом, для спуска обсадной колонны её забойный конец поднимается с земли, продевается через ролики мобильной вышки и буровой установки и после подается в скважину – 1. Мобильная вышка – 3 устроена так, чтобы иметь высоту, которая больше максимального радиуса изгиба обсадной колонны, чтобы гарантировать, что обсадная колонна не повредится во время её спуска в скважину.

Одним из преимуществ данной конструкции является возможность установки различных забойных датчиков (расхода, давления, температуры) в башмаке колонны для проведения постоянного контроля и замера забойных данных в процессе эксплуатации скважины. Передача данных будет осуществляться через силовую кабель, который закреплен внутри стенки монолитной обсадной колонны. Это позволит исключить спуск геофизических приборов на забой скважины в процессе её эксплуатации.

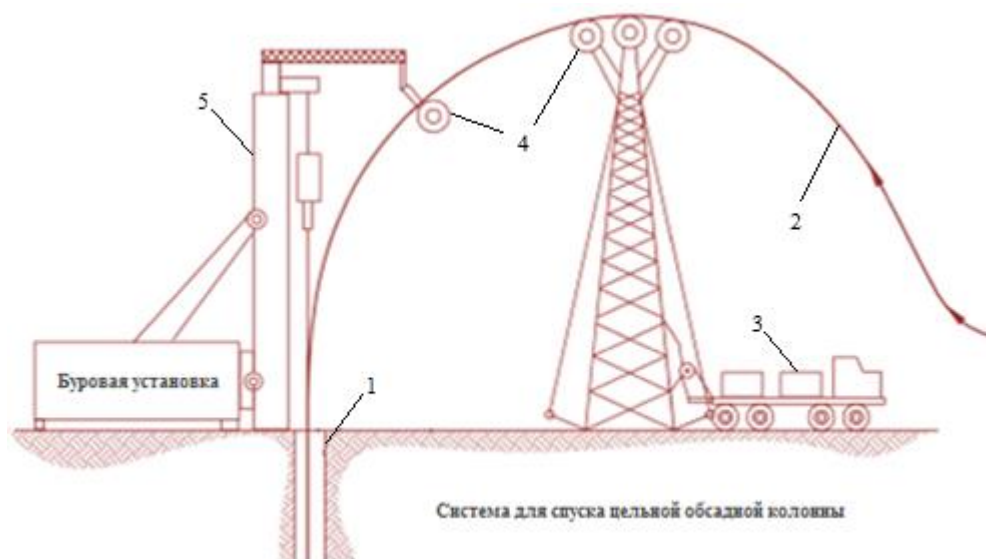
Для обеспечения центрирования обсадной колонны в скважине на её наружную поверхность могут быть нанесены центрирующие ребра. Ребра могут быть выполнены как прямыми, так и спиральными. Применение центрирующих ребер позволит исключить время на сборку и установку центраторов на обсадные трубы, а также минимизировать риск разрушения центраторов в скважине и заклинки обсадной колонны.

Развитие данной технологии в РФ сдерживается следующим:

- необходимо применение дорогостоящего оборудования для изготовления обсадной колонны на территории кустовой площадки;
- с целью обеспечения возможности расположения дополнительного оборудования, а также цельной обсадной трубы на территории кустовой площадки потребуется значительное увеличение её пло-

- щади, что в конечном итоге приведет к росту капитальных затрат на обустройство месторождений;
- в работе [25] отсутствует информация о прочностных характеристиках данной обсадной колонны, но, исходя из опыта применения полимер-

ных обсадных труб, которые обладают низкими прочностными характеристиками, можно сделать вывод о том, что непрерывная обсадная труба из композитных материалов также будет обладать низкой прочностью.



**Рис. 9.** Технология спуска непрерывной обсадной колонны: 1 – скважина; 2 – цельная обсадная колонна; 3 – мобильная вышка с роликовыми направляющими; 4 – роликовые направляющие; 5 – буровая установка

**Fig. 9.** Continuous casing descent technology: 1 – well; 2 – continuous casing; 3 – transportable derrick with roller guide; 4 – roller guide; 5 – drilling rig

Исходя из представленных выше недостатков, можно сделать вывод о том, что цельная обсадная труба на данный момент находится лишь на стадии научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ, но представляет собой перспективное направление для дальнейшего изучения и проработки.

По возможности расширения выделяют *нерасширяемые* и *расширяемые* трубы. Под *нерасширяемыми* трубами понимаются такие обсадные трубы, которые сохраняют свои геометрические характеристики в процессе спуска и крепления.

*Расширяемыми* называются трубы, способные изменять свой наружный диаметр при оказании на них механического (протаскивание расширителя) или гидравлического (раздувание профильной трубы) воздействия. Наиболее распространены два вида расширяемых труб – профилированные трубы для потайных колонн (технология монодиаметра) и расширяемых фильтров.

Расширяемые фильтры предназначены для борьбы с пескопроявлением путем укрепления стенок скважины. Раздвижной песочный фильтр состоит из стальной трубы с прорезями, вокруг которой устанавливаются перекрывающие друг друга слои фильтрующих мембран. Фильтрующие слои накладываются друг на друга по всей длине основной трубы и могут скользить при увеличении окружности в процессе расширения, но в то же время не пропускать песок [26–28].

По наличию технологических отверстий в трубах выделяют следующие виды обсадных колонн:

- обсадные колонны *без технологических отверстий* в трубах делятся на глухие (создание отверстий не предусмотрено) и трубы, создание технологических отверстий в которых предусмотрено на этапе освоения скважины методом перфорации (расположены в интервале продуктивного пласта);
- обсадные колонны *с технологическими отверстиями* в трубах в общем случае делятся на трубы с круглыми и щелевыми отверстиями, которые имеют незначительный диаметр для предотвращения поступления механических примесей в ствол скважины в процессе её эксплуатации;
- *комбинированные* обсадные колонны являются наиболее распространенными на сегодняшний день при спуске хвостовиков в ствол скважины. В состав данной колонны входят глухие трубы и фильтры. Это обеспечивает снижение затрат на спуск хвостовика в связи с тем, что в слабопроницаемые интервалы и интервал предыдущей обсадной колонны спускают глухие трубы.

По числу секций обсадных колонн выделяют *односекционные* и *комбинированные*.

Односекционные (равнопроходные) обсадные колонны представлены трубами одного наружного диаметра, с одинаковой толщиной стенки, группой прочности и типом резьбового соединения. Зачастую данный вариант является очень материалоемким, например, в случае наличия АВПД в нижней части разреза или ММП в верхней.

Под обсадной колонной, спущенной по технологии монодиаметра [29, 30], понимается набор посек-

ционно спущенных расширяемых обсадных труб, которые в результате образуют обсаженный ствол скважины одного внутреннего диаметра.

В случае строительства скважин по стандартной технологии процесс строительства включает в себя следующие основные этапы – бурение интервала под обсадную колонну, спуск обсадной колонны, цементирование. Количество таких циклов может быть от 3 до 8, исходя из количества обсадных колонн в конструкции скважины (рис. 10, а).

В случае строительства скважин по технологии монодиаметра процесс строительства скважины включает в себя следующие этапы – бурение интервала под первую обсадную колонну (направление), спуск и её цементирование. Далее осуществляется бурение интервала долотом меньшим диаметром и спуск расширяемой обсадной колонны (рис. 10, б), её цементирование и дальнейшее расширение. После операции по расширению обсадной колонны бурение под следующую секцию продолжается долотом такого же диаметра.

В результате скважина представляет собой набор поочередно спущенных расширяемых обсадных колонн одного диаметра.

К преимуществам данной технологии можно отнести:

- значительное снижение металлоёмкости конструкции скважины;
- обсаживание небольших по протяженности интервалов, благодаря чему дальнейшее бурение осуществляется без осложнений, связанных с длительным воздействием бурового раствора на открытый ствол скважины;
- снижение сил трения при спуске обсадной колонны и, как следствие, минимизация риска недопуска обсадной колонны в протяженный ствол скважины;
- снижение количества выбуренной горной породы, что в конечном итоге приводит к уменьшению отходов бурения, что очень важно при строительстве скважин на море и в условиях с повышенными экологическими требованиями.

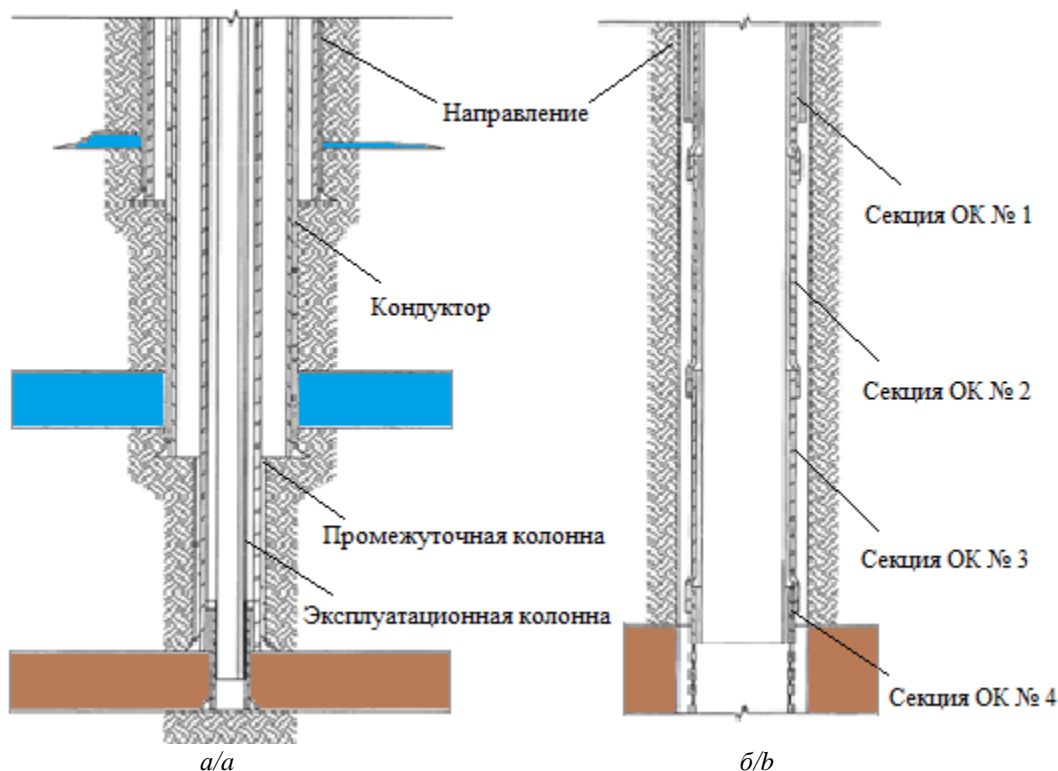


Рис. 10. Схема конструкции скважины: а) стандартная; б) с монодиаметром  
Fig. 10. Well casing design scheme: a) standard; b) monodiameter

Одним из сдерживающих развитие технологии монодиаметра факторов является то, что расширяемые обсадные трубы имеют низкие прочностные характеристики и, как следствие, не способны выдерживать высокие нагрузки в скважине. Также недостатком технологии является низкая степень защищенности верхней части конструкции скважины от межпластовых перетоков и коррозии обсадных труб.

Комбинированными называются обсадные колонны, у которых изменяется:

- тип трубы;
- наружный диаметр;
- внутренний диаметр;
- группа прочности (для стальных труб).

Примером комбинированной обсадной колонны, у которой *изменяется тип трубы*, является кондуктор, в верхней части которого установлен термокейс [31]. В предлагаемой технологии осуществляется бурение интервала под кондуктор долотом 393,7 мм до проектной глубины. После осуществляется подъем ком-



поновки бурильной колонны на 50 м над забоем и производится расширение ствола скважины в интервале спуска теплоизолированных труб. По завершении операций по подготовке ствола скважины осуществляется спуск обсадной колонны 324 мм в интервале 50–460 м и термокейса 324×530 в интервале 0–50 м в составе кондуктора. Таким образом, удается достичь исключения операций, входящих в цикл строительства секции 660,4 мм (бурение, подъем и разборка КНБК, спуск и крепление термокейса), и снижения металлоёмкости конструкции скважины.

Обсадная колонна, у которой *изменяется внутренний диаметр*, составляется из обсадных труб с разной толщиной стенки.

Применение обсадных колонн с повышенной толщиной стенки в нижней части позволяет достичь снижения металлоёмкости конструкции скважины.

Применение обсадных колонн с повышенной толщиной стенки в верхней части позволяет:

- предотвратить смятие от воздействия внешнего давления;
- предотвратить разрыв от воздействия внутреннего давления;
- создать дополнительное усилие проталкивания при спуске обсадных колонн в скважины высокой протяженности.

Основными недостатками многосекционной обсадной колонны является необходимость предварительной раскладки обсадных труб на мостках в нужном порядке для последовательного спуска в скважину, а также наличие уступов внутри колонны, что усложняет проведение спускоподъемных операций с эксплуатационным и ремонтным оборудованием.

Наиболее часто обсадная колонна с изменяющимся наружным диаметром применяется для спуска эксплуатационной колонны в горизонтальный ствол скважины за одну операцию.

Специалистами ПАО «НК «Роснефть» используется технология строительства горизонтальных скважин по двухколонной конструкции на месторождениях ООО «РН-Юганскнефтегаз» [32]. На рис. 11 представлены схемы стандартной и оптимизированной двухколонной конструкции скважины. Типовая конструкция горизонтальной скважины на данных месторождениях включала в себя направление, кондуктор, эксплуатационную колонну и хвостовик. При строительстве скважин по двухколонной конструкции бурение под эксплуатационную колонну и хвостовик осуществляется за одно долбление долотом диаметром 220,7 мм с последующим спуском комбинированной колонны 178/140 мм. Таким образом, из цикла строительства скважины исключаются следующие работы:

- шаблонировка с проработками ствола скважины после бурения секции под эксплуатационную колонну;
- спуск и цементирование обсадной колонны 177,8 мм;
- ОЗЦ обсадной колонны 177,8 мм;
- геофизические исследования;
- спускоподъемные операции для смены КНБК.

Необходимость спуска в горизонтальный ствол обсадных труб диаметром 140 мм обусловлена риском недоспуска обсадной колонны 178 мм. Благодаря меньшей жесткости обсадных труб 140 мм и увеличенному кольцевому зазору безаварийный спуск эксплуатационной колонны за одну операцию в протяженный горизонтальный ствол становится более вероятным. Кроме того, снижается металлоёмкость конструкции скважины, так как исключается необходимость перекрытия башмака эксплуатационной колонны хвостовиком, исключается необходимость применения подвесного устройства для хвостовика.

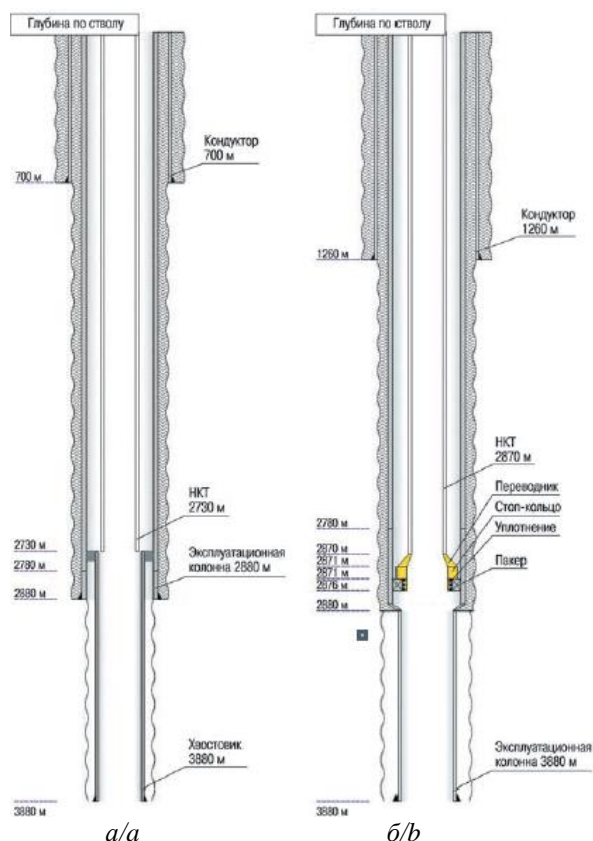


Рис. 11. Стандартная (а) и двухколонная (б) конструкции горизонтальных скважин

Fig. 11. Standard (a) and two-column (b) casing design of horizontal wells

Опыт строительства скважин по двухколонной конструкции имеется и на объектах общества «Газпромнефть» с комбинированной эксплуатационной колонной 178×140 мм [33].

Решение проблемы недоспуска хвостовиков в горизонтальный ствол рассмотрено в работах [34, 35] на примере скважины Чайядинского месторождения. Авторский коллектив предлагает спускать в горизонтальный ствол комбинированную колонну, состоящую из труб трех разных диаметров – 114, 127 и 146 мм (табл. 2).

В работе рассматривается методика расчета протяженности каждой секции, основанной на сохранении притока газа к скважине. Характерной особенностью работы горизонтального ствола является нали-

чие переменного по его длине притока газа из пласта. Накапливающийся по всей протяженности ствола в продуктивном пласте флюид приводит к возможности применять разные диаметры колонны: меньшие диаметры на конечном забое и ступенчатое их увеличение по мере накопления флюида.

**Таблица 2.** Конструкция телескопической эксплуатационной колонны

**Table 2.** Design of a telescopic production casing

Эксплуатационная колонна Production casing	Диаметр, мм Diameter, mm	Длина по стволу, м Casing length, m
Первый участок (от забоя скважины) First section (from the bottom)	114	1350
Второй участок Second section	127	250 (от 1300 до 1600) 250 (from 1300 to 1600)
Третий участок Third section	146	400 (от 1600 до 2000) 400 (from 1600 to 2000)

Предложенная конструкция скважины (табл. 2) обладает следующими преимуществами:

- снижение веса эксплуатационной колонны;
- уменьшение сил трения при спуске обсадной колонны в открытом стволе скважины;
- падение гидродинамических давлений на продуктивные пласты (эффект свабирования) при спуске обсадной колонны;
- снижение гидравлических потерь давления по горизонтальному стволу скважины;
- увеличение допустимой скорости спуска обсадной колонны;
- повышение вероятности спуска эксплуатационной колонны в горизонтальный ствол в силу увеличения кольцевых зазоров в нижних секциях и увеличения веса обсадной колонны в верхних секциях.

#### Заключение

Исходя из проведенного анализа конструкций скважин можно выделить следующие пути их совершенствования:

- снижение металлоёмкости конструкции скважины путём применения потайных колонн или труб из альтернативных материалов;
- уменьшение количества тампонажного раствора за счет сокращения интервалов цементирования, уменьшения зазоров между обсадной колонной и стенкой скважины, применения не цементруемых обсадных колонн;
- применение комбинированных колонн для увеличения вероятности их спуска до проектной глубины;
- уменьшение количества интервалов бурения за счет перекрытия локальных зон осложнений профильными перекрывателями и летучками, применения технологии бурения с регулируемым давлением;
- сокращение количества обсадных колонн в конструкции скважины.

Определены перспективные направления дальнейших исследований:

- разработка конструкций узлов герметичного сочленения стволов в многоствольных скважинах;
- поиск альтернативных термокейсу конструкций обсадных колонн;
- разработка высокоэффективных буровых растворов для уменьшения числа обсадных колонн, повышение эффективности технологии кольматации проницаемых пластов;
- создание альтернативных способов увеличения диаметра расширяемых труб;
- повышение прочностных характеристик расширяемых труб с целью реализации технологии строительства скважин с монодиаметром;
- совершенствование технологии лазерной сварки как способа соединения стальных обсадных труб;
- создание обсадных труб из альтернативных материалов, совершенствование технологии их соединения;
- разработка технологии крепления скважины цельной обсадной колонной.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Ковалев А.В. Заканчивание нефтяных и газовых скважин. – Томск: Изд-во ТПУ, 2019. – 225 с.
2. MacKenzie A., Hogg C. Multilateral classification system with example applications // World Oil. – 1999. – № 1. – P. 55–61.
3. Method for isolating multilateral well completions while maintaining selective drainhole re-entry acces: Patent US005992524. Fil. 13.09.1997; Publ. 30.11.1999.
4. A fishtail well design for cyclic steam injection – a case study from Yarega heavy oil field in Russia / G.A. Abzaletdinov, T. Ajayi, Y.A. Elnoamany, S. Durkin, I. Gupta // Energy Science & Engineering. – 2019. – № 7. – P. 2437–2455.
5. Разработка мероприятий по сокращению сроков строительства скважин на объектах ООО «РН-Юганскнефтегаз» / А.С. Тихонов, Д.Н. Барышев, П.П. Пономаренко, В.А. Волторнист // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2019. – № 11. – С. 23–26.
6. Тихонов А.С. Анализ мероприятий по сокращению сроков строительства скважин на объектах ООО «РН-Юганскнефтегаз» // Проблемы геологии и освоения недр: Труды XXIV Международного симпозиума им. академика М.А. Усова студентов и молодых учёных, посвященного 75-летию Победы в Великой Отечественной войне. Т. 2. – Томск, 2020. – С. 426–428.
7. Совершенствование технологии строительства горизонтальных скважин / Д.Л. Бакиров, М.М. Фаттахов, Э.В. Бабушкин, В.Н. Ковалев, А.М. Шурупов, В.В. Фатихов, О.Ф. Терегулов // Нефтепромысловое дело. – 2020. – Т. 613. – № 1. – С. 55–59.
8. Gorelik J.B., Soklatov P.V. Instability of casing in permafrost production wells with a lateral support from thawing ice-rich soil // Kriosfera zemli. – 2019. – V. 4. – P. 84–92.
9. Термоизолирующие обсадные трубы // Сибпромкомплект. 2021. URL: <https://www.zaospk.ru/catalog/termoizoliruyushchee-napravlenie-obsadnoy-truby/termoizoliruyushchie-obsadnye-truby.html> (дата обращения 09.12.2021).
10. Designing thermal insulation for hot oil systems // AZOMaterials. 2021. URL: <https://www.azom.com/article.aspx?ArticleID=12488.html> (дата обращения 09.12.2021).
11. Insulated wellbore casing: Patent 4,693,313 USA. Fil. 26.06.1986; Publ. 15.09.1987.
12. Dual vacuum insulated tubing well design: Patent CA 2873170 A1. Fil. 02.12.2014; Publ. 03.06.2015.

13. Левинсон Л.М., Буй Ань Ту Особенности техники и технологии бурения скважин на месторождении «Белый тигр» (република Вьетнам) // Сетевое издание «Нефтегазовое дело». – 2018. – № 4. – С. 20–34.
14. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденные приказом федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15 декабря 2020 года № 534.
15. Тихонов А.С., Ковалев А.В. Оптимизация конструкции скважины путем применения потайных колонн // Проблемы геологии и освоения недр: Труды XXIV Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 75-летию Победы в Великой Отечественной войне. Т. 2. – Томск, 2020. – С. 429–431.
16. Крепление глубокой параметрической скважины № 1 Препре-чидкой площади в осложненных горно-геологических условиях / Д.В. Воробьев, Д.С. Гузов, С.А. Кравченко, Д.В. Порошин, А.М. Щелков, В.В. Бессель, А.Н. Пузырев, А.В. Дудка // Бурение и нефть. – 2016. – № 8. – С. 26–29.
17. Unconventional casing programs for subsalt ultra-deep wells with a complex pressure system: A case study on Well Wutan 1 in the Sichuan Basin / Z. Lingzhana, M. Yuncaib, L. Wenzhongc, W. Haigea, G. Jianhuac, D. Chuanguangc, Z. Youchengc, H. Hongchuna, L. Jiec, Y. Hongc, C. Gangc // Natural gas industry. – 2019. – V. 6. – P. 95–101.
18. Проект «Сахалин-1» (Россия) // Современный коммерческий флот. 2021. URL: [http://www.scf-group.com/fleet/business\\_score/projects/item419.html](http://www.scf-group.com/fleet/business_score/projects/item419.html) (дата обращения 09.12.2021).
19. Abdrakhmanov G.S. Well casing with expandable tubulars. – Moscow: OJSC VNIOENG, 2015. – 236 p.
20. Expandable tubulars for use in geologic structures: Patent US 8,800,650 B2. Fil. 12.03.2007; Publ. 20.09.2007.
21. «Роснефть» совершенствует технологии производства обсадных труб // РОСНЕФТЬ. 2021. URL: <https://www.rosneft.ru/press/news/item/203233/> (дата обращения 09.12.2021).
22. Строительство и ремонт скважин ПАО «Татнефть» с применением обсадных колонн из стеклопластиковых обсадных труб / И.М. Зарипов, А.Р. Исхаков, А.М. Зарипов, К.А., Ратапов И.Х. Махмутов // Сборник научных трудов ТатНИПИнефть. – М.; Обнинск: ВНИИОЭНГ, 2017. – С. 302–307.
23. Yapp D., Blackman S.A. Recent developments in high productivity pipeline welding // Journal of the Brazilian Society of Mechanical Sciences and Engineering. – 2004. – V. 16. – № 1. – P. 89–97.
24. Колтубинг: перспективные методы добычи тяжелой нефти // Инкаб. 2021. URL: <https://incabspecialty.ru/tech-hub/coltubing-nkt/> (дата обращения 09.12.2021).
25. Well casing and well casing system and method: WO 2017/015727 A1. Fil. 01.08.2016; Publ. 02.20.2017.
26. Новожилов А.Д. Сравнительный анализ между искусственным закреплением горных пород вяжущими и цементирующими веществами и фильтрами для предотвращения выноса песка в скважину // Инновационное развитие современной науки: проблемы и перспективы. – Нефтекамск: ООО «ЦДО», 2021. – С. 6–12.
27. Anchliya A., Trivedi B. Monodiameter drilling: review, case study, current status and challenges ahead // Canadian International Petroleum Conference. – Calgary, 2006. – P. 120–126.
28. Mono diameter expandable drilling liner applications in deepwater drilling / N. Kumar, R. Marker, R. Corneliusen, E.G. Kirkemo, E. Ronneberg // IADC/SPE Drilling Conference and Exhibition. – New Orleans, 2010. – P. 57–61.
29. Аксенов Н.А., Тагиров Я.А., Лубягина Н.В. Анализ возможности использования расширяемых систем для создания конструкции скважин с обсадными трубами одного диаметра // Материалы Всероссийской научно-практической конференции студентов, аспирантов и ученых, посвященной 35-летию филиала ТИУ в г. Нижневартовске. – Нижневартовск, 2016. – С. 41–46.
30. Method and apparatus for a monodiameter wellbore, monodiameter casing, monobore, and/or monowell: Patent US 8,341,117 B2. Fil. 22.01.2007; Publ. 11.03.2008.
31. Колесник А.С., Бастриков С.Н. Оптимизация конструкции скважин на месторождениях крайнего севера // Интернаука. – 2021. – Т. 178. – № 2-2. – С. 13–15.
32. Двухколонная конструкция горизонтальных скважин / Р.Р. Гиниятуллин, В.В. Киреев, Р.Р. Галимуллин, Н.Г. Бравкова // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 11. – С. 34–39.
33. Колесник А.С. Двухколонные скважины «Новопортовского» // Студенческий вестник. – 2021. – Т. 147. – № 2–6. – С. 21–22.
34. Юдин А.В. Оптимизация конструкции телескопической эксплуатационной колонны для скважин с большой протяженностью горизонтального участка // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2012. – № 11. – С. 27–29.
35. Панаев С.Ю. Сравнение режимов спуска одноразмерной и телескопической обсадной колонны // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2013. – Т. 12. – № 9. – С. 73–78.

Поступила 30.12.2021 г.

#### Информация об авторах

**Тихонов А.С.**, аспирант Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета; инженер 1 категории отдела технологии проектирования строительства скважин АО «ТомскНИПИнефть».

**Ковалев А.В.**, кандидат технических наук, доцент отделения нефтегазового дела Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

UDC 622.245

## ANALYSIS OF OIL AND GAS WELL CASING DESIGNS IN ORDER TO IDENTIFY PROMISING AREAS FOR FURTHER RESEARCH

**Aleksey S. Tikhonov**<sup>1,2</sup>,  
TikhonovAS@tomsknpi.ru

**Artem V. Kovalev**<sup>1</sup>,  
Kovalevav@tpu.ru

<sup>1</sup> National Research Tomsk Polytechnic University,  
30, Lenin avenue, Tomsk, 634050, Russia.

<sup>2</sup> JSC «TomskNIPIneft»,  
72, Mira avenue, Tomsk, 634027, Russia.

**The relevance.** Every year, the demand for increasing the pace of developing deposits located in complex subsurface conditions is becoming more and more urgent due to the depletion of soft hydrocarbon reserves. The construction and operation of wells in complex subsurface conditions are often accompanied by various complications and accidents, such as fluid kicks, blowouts, occurrence of inter casing pressures, leakage of the casing, thawing and collapse of permafrost in the borehole space of wells, etc. All this leads to a significant increasing of well construction costs, as well as to the increase in the costs of their maintenance and operation. When designing wells in fields with complex subsurface conditions, special attention is paid to the well casing design, due to the fact that in addition to ancillary financial costs, the wrong choice of well casing design can lead to loss of the well. An urgent issue is the choice of well casing design that allows achieving high economic performance in the absence of concomitant complications during the construction and operation of oil and gas wells in complex subsurface conditions.

**The main aim:** identify promising areas for improving oil and gas well casing designs and well casings.

**Methods:** evaluation and analysis of existing oil and gas well casing designs and well casings for the possibility of further optimization and applicability to the construction of wells in complex subsurface conditions.

**Results.** The authors have developed classifications of oil and gas well casing designs and well casings. The main classification features for the oil and gas well casing designs and well casings were highlighted. Promising areas of further research were identified.

### Key words:

Well casing design, casing, casing pipes, complex subsurface conditions, liners, expandable casings, combined casing.

### REFERENCES

- Kovalev A.V. *Zakanchivanie neftyanykh i gazovykh skvazhin* [Completion of oil and gas wells]. Tomsk, TPU Publ. house, 2019. 225 p.
- MacKenzie A., Hogg C. Multilateral classification system with example applications. *World Oil*, 1999, vol. 1, pp. 55–61.
- Graham S.A. *Method for isolating multilateral well completions while maintaining selective drainhole re-entry access*. Patent US005992524 USA, 1999.
- Abzaletdinov G.A., Ajayi T., Elnoamany Y.A., Durkin S., Gupta I. A fishtail well design for cyclic steam injection – a case study from Yarega heavy oil field in Russia. *Energy Science & Engineering*, 2019, vol. 7, pp. 2437–2455.
- Tikhonov A.S., Baryshev D.N., Ponomarenko R.P., Voltornist V.A. Development of measures reducing the time of wells construction at LLC «RN-Yuganskneftegaz» facilities. *Construction of oil and gas wells on land and sea*, 2019, no. 11, pp. 23–26. In Rus.
- Tikhonov A.S. Analiz meropriyatiy po sokrashcheniyu srokov stroitelstva skvazhin na obektakh OOO «RN-Yuganskneftegaz» [Development of measures reducing the time of wells construction at LLC «RN-Yuganskneftegaz» facilities]. *Problemy geologii i osvoeniya nedr. Trudy XXIV Mezhdunarodnogo simpoziuma imeni akademika M.A. Usova studentov i molodykh uchenykh, posvyashchennogo 75-letiyu Pobedy v Velikoy Otechestvennoy voyne* [Proc. of the 24<sup>th</sup> International Scientific Symposium of students, postgraduates and young scientists devoted 75<sup>th</sup> anniversary of Victory in World war II]. Tomsk, 2020. Vol. 2, pp. 426–428.
- Bakirov D.L., Fattakhov M.M., Babushkin E.V., Kovalev V.N., Shurupov A.M., Fatikhov V.V., Teregulov O.F. Improvement of technologies for horizontal wells construction. *Oilfield engineering*, 2020, vol. 613, no. 1, pp. 55–59. In Rus.
- Gorelik J.B., Soklatov P.V. Instability of casing in permafrost production wells with a lateral support from thawing ice-rich soil. *Kriosfera zemli*, 2019, vol. 4, pp. 84–92.
- Termoizoliruyushchie obsadnye trubyy* [Thermally insulating casing pipes]. Available at: <https://www.zaospk.ru/catalog/termoizoliruyushchee-napravlenie-obsadnoy-truby/termoizoliruyushchie-obsadnye-truby.html> (accessed 9 December 2021).
- Designing thermal insulation for hot oil systems*. Available at: <https://www.azom.com/article.aspx?ArticleID=12488.html> (accessed 9 December 2021).
- Stephenson E.O., Howe R.C. *Insulated wellbore casing*. Patent 4,693,313 USA, 1987.
- Mills J.A., Redman R.S., Lee D.L. *Dual vacuum insulated tubing well design*. Patent CA 2873170 A1 Canada, 2015.
- Levinson L.M., Bui AnhTu Features of drilling technique and technology at oil field "White Tiger" (republic of Vietnam). *The electronic scientific journal Oil and Gas Business*, 2018, no. 4, pp. 20–34. In Rus.
- Federalnye normy i pravila v oblasti promyshlennoy bezopasnosti «Pravila bezopasnosti v neftyanoy i gazovoy promyshlennosti»* [Federal rules and regulations in the field of industrial safety «Oil and gas industry safety rules and regulations»]. Approved by the order of the Federal Service for Environmental, Technological and Nuclear Supervision dated December 15, 2020 no. 534.
- Tikhonov A.S., Kovalev A.V. Optimizatsiya konstruktsii skvazhiny putem primeneniya potaynykh kolonn [Optimization of the well design by using liner's]. *Problemy geologii i osvoeniya nedr. Trudy XXIV Mezhdunarodnogo simpoziuma imeni akademika M.A. Usova studentov i molodykh uchenykh, posvyashchennogo 75-letiyu Pobedy v Velikoy Otechestvennoy voyne* [Proc. of the 24<sup>th</sup> International Scientific Symposium of students, postgraduates and young scientists devoted 75<sup>th</sup> anniversary of Victory in World war II]. Tomsk, 2020. Vol. 2, pp. 429–431.
- Vorobeve D.V., Guzov D.S., Kravchenko S.A., Poroshin D.V., Shelkov A.M., Bessel V.V., Puzyrev A.N., Dudka A.V. Mount deep parametric well no. 1 from Predrechitskaya area in complicated mining and geological conditions. *Drilling and oil*, 2016, no. 8, pp. 26–29. In Rus.

17. Lingzhana Z., Yuncaib M., Wenzhongc L., Haigea W., Jianhuac G., Chuanguangc D., Youchengc Z., Hongchuna H., Jiec L., Hongc Y., Gangc C. Unconventional casing programs for subsalt ultra-deep wells with a complex pressure system: a case study on Well Wutan 1 in the Sichuan Basin. *Natural gas industry*, 2019, vol. 6, pp. 95–101.
18. *Proekt «Sahalin-1» (Rossiya)* [Sakhalin-1 Project (Russia)]. Available at: [http://www.scf-group.com/fleet/business\\_scope/projects/item419.html](http://www.scf-group.com/fleet/business_scope/projects/item419.html) (accessed 09 December 2021).
19. Abdrakhmanov G.S. *Well casing with expandable tubulars*. Moscow, OJSC VNIOENG, 2015. 236 p.
20. Spray J.A., Swedeman S., Walter D., Mckeighan P., Siebanaler S., Dewhurst P., Hobson S., Foss D., Wirz D., Sharpe D., Apostol D. *Expandable tubulars for use in geologic structures*. Patent US 8,800,650 B2 USA, 2007.
21. «Rosneft» sovershenstvuet tekhnologii proizvodstva obsadnykh trub [Rosneft improves casing pipe production technologies]. Available at: <https://www.rosneft.ru/press/news/item/203233/> (accessed 9 December 2021).
22. Zaripov I.M., Iskhakov A.R., Zaripov A.M., Ratanov K.A., Makhmutov I.H. Stroitelstvo i remont skvazhin PAO «Tatneft» s primeneniem obsadnykh kolonn iz stekloplastikovykh obsadnykh trub [Construction and repair of wells of PJSC Tatneft using casing columns made of fiberglass casing pipes]. *Sbornik nauchnykh trudov TatNIPIneft* [Collection of scientific works of TatNIPIneft]. Moscow, Obninsk, VNIOENG Publ., 2017. pp. 302–307.
23. Yapp D., Blackman S.A. Recent developments in high productivity pipeline welding. *Journal of the Brazilian Society of Mechanical Sciences and Engineering*, 2004, vol. 16, no. 1, pp. 89–97.
24. *Koltyubing: perspektivnye metody dobychi tyazheloy nefiti* [Coiled tubing: promising methods of heavy oil production]. Available at: <https://incabspecialty.ru/tech-hub/coltubing-gnkt/> (accessed 9 December 2021).
25. Speer I., Strange W. *Well casing and well casing system and method*. Patent WO 2017/015727 A1, 2017.
26. Novozhilov A.D. Sravnitelny analiz mezhdru iskusstvennym zakrepleniem gornyykh porod vyazhushchimi i tsementiruyushchimi veshchestvami i filtrami dlya predotvrashcheniya vynosa peska v skvazhinu [Comparative analysis between artificial fixation of rocks with binders and cementing substances and filters to prevent sand removal into the well]. *Innovatsionnoe razvitiye sovremennoy nauki: problemy i perspektivy* [Innovative development of modern science: problems and prospects]. Neftekamsk, OOO «CDO» Publ., 2021. pp. 6–12.
27. Anchliya A., Trivedi B. Monodiameter drilling: review, case study, current status and challenges ahead. *Canadian International Petroleum Conference*. Calgary, 2006. pp. 120–126.
28. Kumar N., Marker R., Corneliussen R., Kirkemo E.G., Ronneberg E. Mono diameter expandable drilling liner applications in deepwater drilling. *IADC/SPE Drilling Conference and Exhibition*. New Orleans, 2010. pp. 57–61.
29. Aksenov N.A., Tagirov Ya.A., Lubyagina N.V. Analiz vozmozhnosti ispolzovaniya rasshiryaemykh sistem dlya sozdaniya konstruksii skvazhin s obsadnymi trubami odnogo diametra [Analysis of the possibility of using expandable systems to create a well design with casing pipes of the same diameter]. *Materialy Vserossiyskoy nauchno-prakticheskoy konferentsii studentov, aspirantov i uchennykh, posvyashchennoy 35-letiyu filiala TIU v g. Nizhnevartovske* [Materials of the All-Russian Scientific and Practical Conference of students, postgraduates and scientists dedicated to the 35<sup>th</sup> anniversary of the TIU branch in Nizhnevartovsk]. Nizhnevartovsk, 2016. pp. 41–46.
30. Wylie G., Zamora F., Murali B.N., Reddy B.R., Eoff L.S., Weaver J.D., Wilson J.M., Berryhill D., Fitsgerald R.M., Culotta A.M. *Method and apparatus for a monodiameter wellbore, monodiameter casing, monobore, and/or monowell*. Patent US 8,341,117 B2 USA, 2008.
31. Kolesnik A.S., Bastrikov S.N. Optimizatsiya konstruksii skvazhin na mestorozhdeniyakh kraynego severa [Optimization of well design in the fields of the Far North]. *Internauka*, 2021, vol. 178, no. 2-2, pp. 13–15.
32. Giniatullin R.R., Kireev V.V., Galimullin R.R., Bravkova N.G. Dual casing design for horizontal wells. *Oil Industry*, 2017, no. 11, pp. 34–39. In Rus.
33. Kolesnik A.S. Dvukolonnnye skvazhiny «Novoportovskogo» [Two-column wells of Novoportovskiy]. *Studencheskiy vestnik*, 2021, vol. 147, no. 2-6, pp. 21–22.
34. Yudin A.V. Optimization of design of telescopic casing string for wells with large length of a horizontal site. *Construction of oil and gas wells on land and sea*, 2012, no. 11, pp. 27–29. In Rus.
35. Panaev S.Yu. Comparison of running parameters for uniform-sized and telescoping strings. *Bulletin PNRPU. Geology. Oil and gas and mining*, 2013, vol. 12, no. 9, pp. 73–78. In Rus.

Received: 30 December 2021.

#### Information about the authors

**Aleksey S. Tikhonov**, post-graduate student, National Research Tomsk Polytechnic University; engineer 1<sup>st</sup> category, JSC «TomskNIPIneft».

**Artem V. Kovalev**, Cand Sc., associate professor, National Research Tomsk Polytechnic University.