

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ КОНСТРУКЦИЙ СКВАЖИН НА АЧИМОВСКИЕ ЗАЛЕЖИ УРЕНГОЙСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

УДК 622.24

А.Ю. Корякин, ООО «Газпром добыча Уренгой»
(Новый Уренгой, РФ)

М.Г. Жариков, к. т. н., ООО «Газпром добыча Уренгой»,
m.g.zharikov@gd-urengoy.gazprom.ru

И.А. Яскин, ООО «Газпром добыча Уренгой»,
i.a.yaskin@gd-urengoy.gazprom.ru

С.А. Скрылев, ООО «ТюменНИИгипрогаз» (Тюмень, РФ),
Skrylev@tngg.ru

Р.П. Греско, ООО «ТюменНИИгипрогаз», Gresko@tngg.ru

В статье проанализирован геологический разрез месторождения и рассмотрены базовые по тяжелой конструкции наклонно-направленные скважины с S-образным профилем и скважины с горизонтальным окончанием ствола на ачимовские залежи Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ).

Рассмотрен опыт реализации предложенных оптимальных облегченных конструкций с различными вариантами заканчивания скважин, представлены требования к траекториям скважин и технологические решения, позволяющие уменьшить сроки строительства скважин, обеспечить дебиты, а также снизить на одну скважину металлоемкость на 36 % (145 т) и увеличить коммерческую скорость бурения на 33 % (421 м/ст.-мес).

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: КОНСТРУКЦИЯ СКВАЖИН, АЧИМОВСКИЕ ЗАЛЕЖИ, УРЕНГОЙСКОЕ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ, СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН, НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННЫЕ СКВАЖИНЫ.

Нефтегазоносность ачимовских залежей связана с нижней частью сортымской свиты, представляющей собой сложнопостроенные клиноформенные песчаные тела и содержащей преимущественно газоконденсатные залежи. Глубина залегания ачимовской толщи – от 3470 до 3850 м. Толщина пластов изменяется от 5 до 40 м.

Геологический разрез Уренгойского НГКМ отличается сложными горно-геологическими условиями, обусловленными наличием:

- зоны многолетнемерзлых пород (ММП) в верхней части разреза;

- газовой залежи мощностью до 250 м с коэффициентом аномальности 1,0–0,4, приуроченной к кровле покурской свиты сеноманского яруса;

- газоконденсатных залежей, приуроченных к пластам от ПК₁₈ до БУ₆ с нормальными пластовыми давлениями;

- интервала «шоколадных» глин (средняя глубина залегания – 2680–2700 м) с аномально высоким поровым давлением с коэффициентом аномальности до 1,30;

- газоконденсатных пластов от БУ₈ до БУ₁₄ с коэффициентами аномальности 1,00–0,30 и газоконденсатного пласта БУ₁₆ с коэффициентом аномальности 1,13;

- аномально высоких пластовых давлений (АВПД) в ачимовских отложениях со средним коэффициентом аномальности 1,65.

С учетом сложных геологических условий разреза месторождения, неоднородности

литологического состава и фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) продуктивных объектов технологическая схема освоения ачимовских отложений предусматривала пилотную фазу.

Базовая конструкция скважин пилотной фазы бурения для этапа опытно-промышленной эксплуатации (ОПЭ) в соответствии с проектом включала:

- кондуктор диаметром 426 мм, перекрывающий неустойчивые четвертичные отложения и интервал ММП;

- промежуточную колонну диаметром 324 мм, перекрывающую газовый горизонт сеноманского яруса с аномально низким пластовым давлением (АНПД);

- эксплуатационную колонну диаметром 245 мм, перекрыва-

Koryakin A.Yu., Gazprom dobycha Urengoy (New Urengoy, RF)
Zharikov M.G., Ph.D. in Engineering Science, Gazprom dobycha Urengoy, m.g.zharikov@gd-urengoy.gazprom.ru
Yaskin I.A., Gazprom dobycha Urengoy, i.a.yaskin@gd-urengoy.gazprom.ru
Skrylev S.A., TyumenNIIgiprogaz LLC (Tyumen, RF), Skrylev@tngg.ru
Gres'ko R.P., TyumenNIIgiprogaz LLC, Gresko@tngg.ru

Improving the well design of the Achimovsk deposit of the Urengoy oil and gas condensate field

The article analyzes the geological cross-section of the field and reviews the basic heavy-duty controlled directional wells with S-shape well profile and horizontal sidetrack wells at the Achimovsk deposits of the Urengoy oil and gas condensate field (UOGCF).

The article reviews the experience of implementing the proposed optimum reduced-weight structures with various well finishing and presents the requirements to the well paths and technological solutions which allow decreasing well construction periods and providing for the debits and decreasing the metal intensity for one well by 36 % (145 tons) and increasing the commercial drilling speed by 33 % (421 m/rig per month).

KEY WORDS: WELL DESIGN, ACHIMOVSK DEPOSITS, URENGOY OIL AND GAS CONDENSATE FIELD, WELL CONSTRUCTION, CONTROLLED DIRECTIONAL WELLS.

ющую газоконденсатные пласты с нормальными и аномально низкими давлениями и интервал «шоколадных» глин с АВПД, с установкой башмака колонны на 20 м выше продуктивного пласта;

- хвостовик (или хвостовик-фильтр) диаметром 178 мм, спускаемый в интервал продуктивных пластов;

- лифтовую колонну диаметром 89 мм, включающую комплекс подземного оборудования (КПО) в составе эксплуатационного пакера, забойных датчиков давления и температуры, приустьевого управляемого клапана-отсекателя.

В связи с содержанием в пластовом флюиде углекислого газа 0,56 % исполнение хвостовика, лифтовой колонны и КПО предусмотрено из сталей с содержанием Cr13.

Исходя из задачи выбора оптимальных технологий строительства скважин и конструкций забойных окончаний скважин на стадии пилотного этапа были реализованы следующие варианты конструкций скважин:

- вертикальные с цементируемым забойным окончанием и интенсификацией притока методом гидроразрыва пласта (ГРП);

- наклонно-направленные по S-образному профилю с верти-

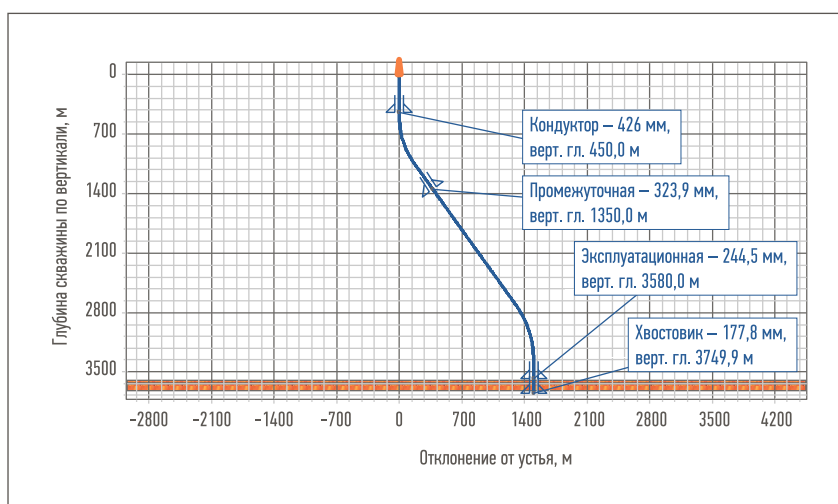


Рис. 1. Конструкция наклонно-направленной скважины с S-образным профилем, цементируемым забойным окончанием и интенсификацией притока методом ГРП

кальным вскрытием продуктивного пласта, с цементируемым забойным окончанием и интенсификацией притока методом ГРП. Конструкция и профиль скважины приведены на рис. 1;

- субгоризонтальные по трехинтервальному профилю с началом набора угла в интервале ниже «шоколадных» глин по варианту с цементируемым хвостовиком диаметром 178 мм, с проведением ГРП и по варианту с хвостовиком-фильтром в открытом стволе продуктивных пластов. Конструкция и профиль скважины представлены на рис. 2.

Необходимость реализации строительства скважин по вариантам вертикального и субгоризонтального вскрытия продуктивных объектов и вариантам заканчивания хвостовиком-фильтром и цементируемым хвостовиком под ГРП обусловлена выбором оптимальной конструкции скважин с учетом:

- отсутствия опыта бурения субгоризонтальных стволов по продуктивным объектам ачимовских отложений;

- отсутствия опыта и результатов проведения ГРП продуктивных объектов ачимовских отложений;

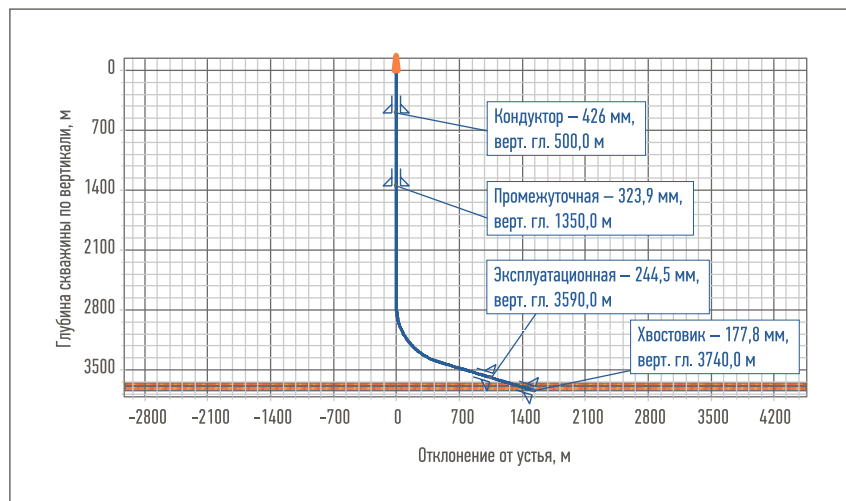


Рис. 2. Конструкция субгоризонтальной скважины (для скважин с цементируемым забойным окончанием и скважин с хвостовиком-фильтром в открытом стволе продуктивных пластов)

• неоднозначности показателей продуктивности скважин по результатам освоения ранее пробуренных вертикальных разведочных скважин.

Анализ результатов строительства первых скважин пилотных этапов на первом и втором участках месторождения выявил, что:

• при строительстве субгоризонтальных скважин бурение ствола под эксплуатационную колонну диаметром 245 мм по трехинтервальному профилю в интервале от $БУ_{16}$ до $Ач_{3-4}$ происходило с поглощениями бурового раствора, посадками, затяжками и прихватами инструмента, а на двух скважинах привело к слому инструмента и перебурке ствола;

• бурение интервала от $БУ_{16}$ до $Ач_{3-4}$ вертикальных и наклонно-направленных скважин с вертикальным входом в продуктивный пласт происходило без технологических осложнений вследствие проведения профилактических мероприятий: ввода в буровой раствор кольматантов различных фракций и повышения плотности бурового раствора в интервале глин и покрывки ачимовской залежи;

• профилактические мероприятия для недопущения осложнений в проблемном интервале при строительстве субгоризонтальных скважин не привели к положительному результату, при этом интенсивность и время начала

проявления осложнений зависели от значений зенитного угла траектории ствола и продолжительности бурения.

Для установления причин, приводящих к потере устойчивости пород в интервале бурения между пластами $БУ_{16}$ и $Ач_{3-4}$, были проведены исследования, включающие обработку геофизических материалов скважин для определения в проблемном интервале фактических поровых давлений и гидродинамических давлений в процессе бурения.

Величины поровых и гидродинамических давлений, определенные по вертикальной скв. 209.3 и пологой скв. 209.1, приведенные к вертикальной глубине, представлены на рис. 3.

Исследования показали, что:

• интервал от подошвы пласта $БУ_{16}$ до кровли пласта $Ач_{3-4}$ характеризуется переменным поровым давлением с коэффициентами аномальности от 1,16 до 1,65;

• бурение в этом интервале происходит с изменяющимися условиями от репрессии до депрессии;

• равновесное состояние давлений «скважина – пласт» соответствует глубине 3350–3370 м;

• при депрессии на стенки скважины более 10–15 % скелетных напряжений происходит потеря устойчивости горных пород, приводящая к их обрушению, при этом и интенсивность обрушения пород в интервале между пластами $БУ_{16}$ и $Ач_{3-4}$ увеличивается с увеличением зенитного угла ствола и времени бурения интервала.

На основе выполненных исследований и выявленных особенностей геологического разреза месторождения к проектной документации для строительства скважин были разработаны дополнения, предусматривающие установку башмака эксплуатационной колонны в интервале, расположенном между последним пластом валанжинского яруса ($БУ_{16}$) и кровлей ачимовских отложений на глубине, соответ-

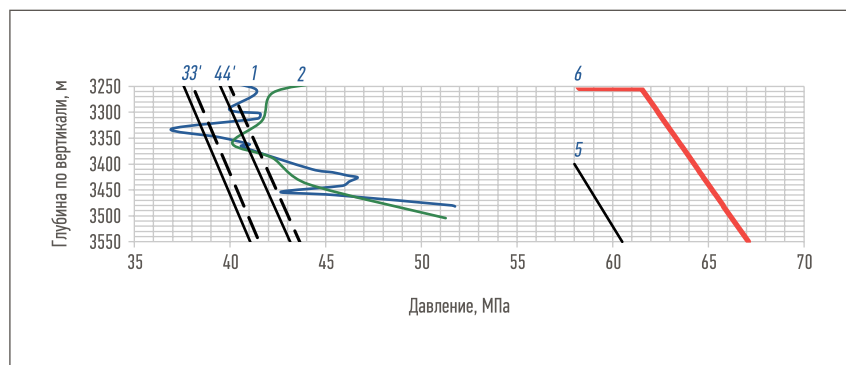


Рис. 3. Поровые и гидродинамические давления в скв. 209.3 и 209.1:
1, 2 – поровое давление в скв. 209.3 и 209.1 Уренгойского НГКМ; 3, 4, 5 – гидростатическое давление при плотности 1180, 1240 и 1740 кг/м³, соответственно; 3', 4' – гидростатическое давление + динамическое в затрубном пространстве при плотности 1180, 1240 кг/м³, соответственно; 6 – давление гидроразрыва пласта

ствующей допустимой депрессии на стенки скважины в пределах 10–15 % эффективных скелетных напряжений.

Также с учетом специфических условий разреза дополнениями к проектным документам на строительство скважин были определены требования к траекториям скважин:

а) для предупреждения осложнений в интервалах расположения «шоколадных» глин и покрышки ачимовской залежи, характеризующихся АВПД, зенитный угол в интервале спуска эксплуатационной колонны ограничен 50 град.;

б) при отклонении от вертикали точек входа в пласт более 1500 м начальное искривление ствола скважины производить в интервале бурения под промежуточную колонну, а при меньших значениях – в интервале бурения под эксплуатационную колонну;

в) нижнюю отметку глубины по вертикали участка при корректировке траектории ствола (снижение или увеличение зенитного угла) располагать выше отметки подошвы пласта БУ₁₆;

г) в пологих скважинах увеличение зенитного угла до проектного значения производить в интервале продуктивного пласта;

д) ограничить интенсивность искривления ствола скважины:

- в интервале бурения под техническую колонну – от 0,50 до 0,75 град. на 10 м проходки;

- в интервале бурения под эксплуатационную колонну до глубины 2900 м по вертикали – 0,5–1,0 град. на 10 м проходки;

- в интервале продуктивного пласта (субгоризонтальные скважины) – от 1,0 до 3,5 град. на 10 м проходки.

Строительство последующих субгоризонтальных скважин с измененной глубиной спуска эксплуатационной колонны диаметром 245 мм и по пятиинтервальному профилю проходило без осложнений в переходной зоне, что обеспечило достижение проектной продолжительности строительства скважин.



Таким образом, по результатам строительства и ОПЭ скважин пилотных этапов первого и второго участков Уренгойского НГКМ представилось возможным констатировать:

- проектные дебиты скважин как с вертикальным, так и с пологим вскрытием продуктивных объектов были достигнуты только интенсификацией притока методом ГРП;

- заканчивание скважин хвостовиками большого диаметра (178 мм) не приводит к улучшению продуктивных характеристик скважин относительно заканчивания скважин хвостовиком диаметром 114 мм, но позволило

на двух аварийных скважинах пробурить боковые стволы под хвостовик диаметром 114 мм и с проведением ГРП ввести скважины в эксплуатацию с проектными дебитами.

Исходя из задачи снижения стоимости строительства скважин и обеспечения проектных дебитов с учетом специфических условий построения и ФЕС продуктивных объектов ачимовских отложений разработана облегченная конструкция скважин, предусматривающая проектными документами варианты заканчивания скважин:

- цементируемым хвостовиком диаметром 114 мм для проведения двухстадийного ГРП;

- нецементируемым хвостовиком диаметром 114 мм для проведения многостадийного ГРП в стволе длиной по продуктивным объектам 800–1150 м.

Заканчивание скважин хвостовиком диаметром 114 мм предопределило уменьшение на один типоразмер диаметров эксплуатационной колонны, промежуточной колонны и кондуктора и обусловило возможность применения серийной оснастки и технологии проведения ГРП.

Реализация проектной документации на строительство скважин по облегченной конструкции обеспечила относительно скважины по тяжелой конструкции снижение на одну скважину металлоемкости на 36 % (145 т) и увеличение коммерческой скорости бурения на 33 % (421 м/ст.-мес). ■

ЛИТЕРАТУРА

1. Групповой рабочий проект № 127/05-119-Э строительства субгоризонтальных эксплуатационных скважин на ачимовские отложения УНГКМ (1-й опытный участок). Тюмень: ООО «ТюменНИИгипрогаз», 2005.
2. Пути повышения скорости бурения и сокращения сроков строительства скважин // Мат-лы Науч.-техн. совета ОАО «Газпром». М.: ИРЦ Газпром, 2005.
3. Совершенствование технологии строительства скважин в сложных горно-геологических условиях // Мат-лы Науч.-техн. совета ОАО «Газпром». М.: Газпром экспо, 2010.

REFERENCES

1. Group Well Design No. 127/05-119-E of the Construction of Sub-Horizontal Operating Wells of the Achimovsk Deposits of the UOGCF (1st Test Site). Tyumen, TyumenNIIGiprogaz LLC, 2005. (In Russian)
2. Methods of Increasing Drilling Speeds and Decreasing Well Construction Periods. In: Materials of the Research and Technology Council of Gazprom OJSC. Moscow, Gazprom Information and Advertising Center, 2005. (In Russian)
3. Improving the Well Construction Technologies in Complex Mining and Geological Conditions. In: Materials of the Research and Technology Council of Gazprom OJSC. Moscow, Gazprom Expo, 2010. (In Russian)