

УДК 622.276.6

**ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗРАБОТКИ САМБУРГСКОГО
НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.
ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЙ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ
ПРИРОДНОГО ГАЗА И ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА**

**PROSPECTS OF DEVELOPMENT OF THE SAMBURSKOE
OIL, GAS AND CONDENSATE FIELD.
JUSTIFICATION OF TECHNOLOGIES OF AN INTENSIFICATION
OF PRODUCTION OF NATURAL GAS AND GAS CONDENSATE**

Кусов Геннадий Владимирович
аспирант,
Северо-Кавказский федеральный университет
de_france@mail.ru

Березовский Денис Александрович
заместитель начальника цеха,
филиала ООО «Газпром добыча Краснодар»
Каневское газопромислое управление
daberezovskiy-gaz@rambler.ru

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

Аннотация. Опыт разработки газовых и газоконденсатных месторождений показывает, что можно в значительной мере увеличить дебит отдельных скважин или снизить величину депрессии на пласт при неизменном дебите газа за счёт интенсификации добычи газа. Эти методы также служат единственным средством получения рентабельных дебитов газа в низкопроницаемых коллекторах. Для интенсификации добычи природного газа к забоям добывающей скважины обычно применяют гидроразрыв пласта, солянокислотную обработку, гидропескоструйную перфорацию, а также зарезку боковых стволов (в частности, горизонтальных), которая позволяет вовлекать в разработку ранее не задействованные участки пласта. В современных условиях, когда основной фонд добывающих скважин состоит из вертикальных и наклонно-направленных, актуальным становится вопрос о переводе таких скважин в разряд горизонтальных, имеющих ряд преимуществ, позволяющих более рационально и экономически выгодно разрабатывать месторождения.

Ключевые слова: методы интенсификации добычи природного газа и газового конденсата; анализ эффективности методов интенсификации добычи углеводородов; обоснование применения методов интенсификации добычи углеводородов; сайклинг-процесс; гидроразрыв пласта; скважины с горизонтальным участком ствола; зарезка боковых стволов.

Kusov Gennady Vladimirovich
Graduate student,
North-Caucasian Federal University
de_france@mail.ru

Berezovskiy Denis Aleksandrovich
Deputy chief of department,
branch LLC «Gazprom mining Krasnodar»
Kanevskoe gas field management
daberezovskiy-gaz@rambler.ru

Savenok Olga Vadimovna
Doctor of the technical sciences,
Assistant professor, Professor of
the pulpit oil and gas deal of the name
of the professor G.T. Vartumyan,
Kuban state technological university

Annotation. Experience of development of gas and gas-condensate fields shows that it is possible to increase considerably an output of certain wells or to reduce depression size on layer at an invariable output of gas at the expense of a gas production intensification. These methods also serve as the only means of receiving profitable outputs of gas in low-permeability collectors. To a face of a production well usually apply layer hydraulic fracturing, hydrochloric acid treatment, hydrosanding perforation and also kickoff of side trunks to an intensification of extraction of natural gas (in particular, horizontal) which allows to involve earlier not involved sites of layer in development. In modern conditions when the fixed assets of production wells consist from vertical and inclined directed, relevant is a question of the transfer of such wells to the category of the horizontal, having a row advantages allowing to develop more rationally and economically fields.

Keywords: methods of an intensification of production of natural gas and gas condensate; analysis of efficiency of methods of an intensification of production of hydrocarbons; justification of application of methods of an intensification of production of hydrocarbons; cycling-process; layer hydraulic fracturing; wells with the horizontal site of a trunk; kickoff of side trunks.

В административном отношении Самбургское месторождение расположено в Пуровском районе Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области (рис. 1).



Рисунок 1 – Обзорная карта Ямало-Ненецкого автономного округа

Самбургское месторождение, согласно «Обзорной карты Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции» под редакцией Брехунцова А.М., Шпильмана В.И., Нестерова И.И. (ЗапСибНИГНИ, 1990 г.), расположено в Уренгойском нефтегазоносном районе Надым-Пурской нефтегазоносной области.

Промышленная газонефтеносность выявлена в следующих пластах: $БУ_2^{101}$, $БУ_1^{121}$, $БУ_2^{121}$, $БУ_1^{122}$, $БУ_{131}$, $БУ_{141}$, $БУ_{142}$, $БУ_{160}$, $БУ_2^{161}$, $БУ_3^{161}$, $БУ_1^{171}$, $БУ_2^{171}$. Всего на месторождении открыто 18 залежей углеводородов в 12 пластах.

В пределах пласта $БУ_2^{101}$ выделены две залежи: основная – нефтегазоконденсатная, охватывающая значительную площадь месторождения, и газоконденсатная залежь в районе скважины № 170. Общие толщины пласта изменяются от 18,4 м в скважине № 20 до 55,4 м в скважине № 191.

Основная газоконденсатная залежь с нефтяной оторочкой «kozyрькового» типа пластово-сводовая, литологически экранированная. Размеры залежи в пределах лицензионного участка и принятого ГНК составляют 37,2 x 18,7 км, высота 31,3 м.

Рассматриваемая залежь расположена на территории Самбургского ЛУ и лишь на западе частично заходит в границы Уренгойского ЛУ. Нефтяная оторочка «kozyрькового» типа распространена в северной и восточной частях залежи, доходя на юге до скважин №№ 156 и 166, нефтенасыщенная толщина в которых составляет 2,8 м и 1,8 м соответственно. На юго-западе залежи нефтяная оторочка отсутствует, там газонасыщенный коллектор подстилается пластовой водой, это подтверждено данными интерпретации ГИС в скважинах №№ 35, 212, 741, 194, 207, 222, 208, 738, 178, 183 и 176.

На юге и юго-западе залежь ограничена зоной глинизации, прослеженной по результатам обработки материалов сейсморазведочных работ 3D и данным интерпретации ГИС скважины № 213 Самбургской и № 172 Северо-Есетинской.

Залежь вскрыта бурением 38 скважин, из которых 23 испытаны.

Эффективные общие толщины в границах продуктивности изменяются от 5,2 м в скважине № 220 до 39,2 м в скважине № 151.

Газоконденсатная часть залежи подтверждена данными интерпретации ГИС и испытанием 13 скважин, в которых были получены фонтаны газоконденсатной смеси. При этом дебиты газа сепарации изменяются от 22,4 тыс. м³/сут. (скважина № 212) до 243,1 тыс. м³/сут. (скважина № 165), стабильного конденсата от 0,6 м³/сут. (скважина № 212) до 36,0 м³/сут. (скважина № 159).

ГНК и ГВК определены по результатам интерпретации ГИС в скважинах №№ 169, 180, 196, 259 и 260 на абсолютной отметке – 2951 м.

Нефтяная оторочка «kozyрькового» типа вскрыта 27 скважинами, продуктивность которой подтверждена результатами испытания в 14 скважинах. Дебиты нефти изменяются от 0,49 м³/сут. в скважине № 158 до 13,7 м³/сут. в скважине № 164.

Эффективные газонасыщенные толщины изменяются от 1,4 м (скважина № 222) до 21,0 м (скважина № 160), эффективные нефтенасыщенные – от 1,2 м (скважина № 258) до 9,3 м (скважина № 167).

ВНК в изучаемом районе наклонный: в северо-западной части залежи он принят по кровле первого водонасыщенного пропластка в скважинах №№ 153 и 215 на абсолютной отметке – 2956 м, а в юго-восточной части на абсолютной отметке – 2961 м, по подошве последнего нефтенасыщенного пропластка в скважинах №№ 165, 167, 168, 173, 195, 211 и 259.

До 01.01.2012 г. Самбургское месторождение находилось в консервации. Все действующие скважины были остановлены в октябре 2007 года. Консервация месторождения обусловлена отсутствием технических условий на подключение к магистральному газопроводу, незавершенностью строительства УКПГ, отсутствием местного потребителя добываемого газа.

На рассматриваемую дату добыча углеводородов осуществлялась на объектах $БУ_{100}$, $БУ_{101}$, $БУ_2^{121}$, $БУ_{131}$, $БУ_{26}^{141}$, $БУ_3^{141}$ и $БУ_1^{171}$. В добывающем фонде находилось 14 скважин. По состоянию на 01.11.2007 г. в действующем фонде числилось 8 газоконденсатных скважин (№№ 154, 159, 165, 168, 170, 177, 207 и 215) и 2 нефтяных (№№ 214 и 253). Разработка объектов осуществлялась на режимах истощения пластовой энергии.

В 2007 году средний дебит нефти добывающих скважин составлял 47,1 тонн/сут. при среднегодовой обводненности продукции 5,0 %. Эксплуатация нефтяных скважин на протяжении всего рассматриваемого периода осуществлялась фонтанным способом.

Согласно промысловой отчетности, на 01.01.2014 г. на месторождении пробурено 109 скважин, в т.ч. 42 – эксплуатационных, 15 – поисковых, 52 – разведочных. В фонде газоконденсатных пребывает 37 скважин, из них 2 в освоении; в фонде нефтяных 5 скважин, из них 1 бездействующая. Накопленная добыча сухого газа составляет 3545,0 млн. м³, что соответствует 4 % от начальных геологических запасов, числящихся на Государственном балансе по состоянию на 01.01.2012 г.; накопленная добыча конденсата – 1395,2 тыс. тонн, текущий коэффициент извлечения конденсата – 0,048.

Из 37 газоконденсатных скважин 18 горизонтальные, 18 наклонно-направленные (в т.ч. 9 скважин с ЗБС), 1 вертикальная.

В апреле 2012 года на Самбургском месторождении была возобновлена промышленная добыча природного газа и газового конденсата. В течение года в эксплуатацию были введены первая и вторая очереди установки подготовки газа, 46-километровый газопровод, соединяющий установку подготовки газа с ЕСГ, а также 20-километровый конденсатопровод, соединяющий месторождение с конденсатопроводом «Юрхаровское месторождение – Пуровский ЗПК». В 2013 году добыча газа на месторождении составила 1,25 млрд. м³, добыча жидких углеводородов – 170 тыс. тонн.

Анализ эффективности методов интенсификации добычи углеводородов

За время эксплуатации скважин Самбургского месторождения бригадами КРС выполнено 32 ремонта. Основная часть операций направлена на изоляцию притока воды и вывод скважин из консервации. На рисунке 2 представлено распределение произведённых ремонтов по выполненному объёму:

- разбуривание цементного моста при выводе скважин из консервации – 36 % операций;
- установка цементного моста при проведении изоляционных работ – 21 % операций;
- сопровождение промысловых геофизических исследований – 18 % операций;
- реперфорация при выводе скважин из консервации – 18 % операций;
- растепление гидратно-ледяных пробок – 6 % операций;
- цементаж заколонного пространства – 1 % операций.

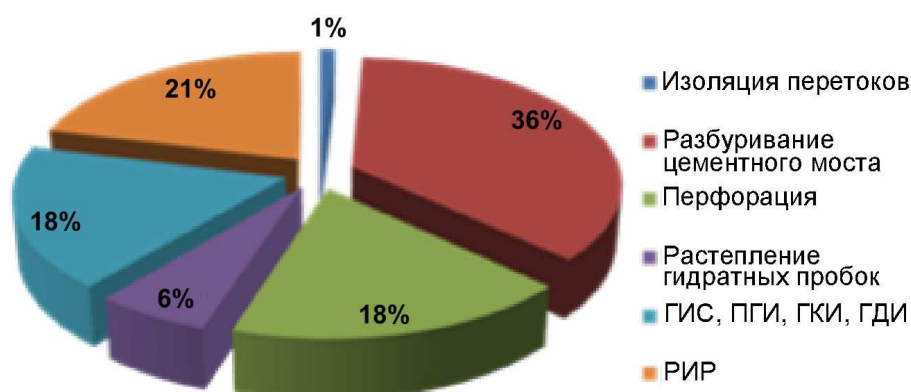


Рисунок 2 – Ремонт скважин Самбургского месторождения

Основные проблемы при эксплуатации добывающего фонда обусловлены прорывом подошвенных и законтурных пластовых вод к забоям скважин, а также поступлением воды из смежных пластов по заколонному пространству. Накопление воды на забое приводило к образованию гидратов и падению коэффициента продуктивности. Мероприятия по устранению данных осложнений оказались малоэффективными. Успешность ГТМ составила 33 %, средняя удельная технологическая эффективность – 0,033 тыс. тонн на 1 скважину по конденсату и 0,033 млн м³ на 1 скважину по газу.

С учётом опыта эксплуатации газовых скважин Самбургского месторождения проектом предусматривается расширенное использование горизонтального бурения, позволяющего при одинаковых отборах газа или жидкости снизить депрессии на пласт и тем самым ограничить негативное воздействие на обсадную колонну и уменьшить вероятность появления прорывов подошвенной и законтурной воды.

Обоснование применения методов интенсификации добычи углеводородов

Сайклинг-процесс

Подавляющее количество ГКМ месторождений ЯНАО разрабатываются на режиме истощения пластовой энергии. Характерной особенностью указанного способа является ретроградная конденсация в пласте высококипящих углеводородов, ведущая к снижению коэффициента извлечения конденсата.

Несмотря на низкие показатели извлечения конденсата, расширенное применение указанного метода объясняется как технологическими, так и сложившимися общеэкономическими факторами.

К числу технологических факторов, сдерживающих создание и широкое внедрение методов воздействия на газоконденсатные залежи, с целью увеличения коэффициента извлечения конденсата (КИК), в первую очередь следует отнести сложность происходящих в пластах процессов ретроградной конденсации флюида и ограниченность способов управления этими процессами.

Увеличение коэффициента конденсатоотдачи (а нередко и газоотдачи) при разработке газоконденсатных месторождений может быть достигнуто путём возврата в пласт в течение определённого периода времени добытого газа, из которого предварительно извлечены компоненты C_{2+} или C_{3+} . Такой режим разработки, обеспечивающий отбор пластового газа с начальным высоким или слабо уменьшающимся содержанием конденсата (благодаря поддержанию давления) получил название сайклинг-процесса.

Ограничивающим фактором применения данного метода является неоднородность геологического пласта. Высоковероятно появление прорывов закачиваемого газа и, как следствие, снижение эффективности. Опыт применения сайклинг-процесса на различных месторождениях показывает, что при вариации коэффициента песчаности более 0,3 частые прорывы газа делают процесс неэффективным. На пластах Самбургского месторождения данный коэффициент превышает указанное число и достигает по пласту $БУ_2^{101}$ значения 0,9.

Таким образом, проведение сайклинг-процесса на месторождении следует признать нецелесообразным.

Гидроразрыв пласта

Гидроразрыв пласта (ГРП) является наиболее востребованным в мире методом интенсификации и повышения углеводородоотдачи пластов, поскольку приводит не только к интенсификации выработки запасов, находящихся в зоне дренирования скважины, но и при определённых условиях позволяет существенно расширить эту зону, приобщив к выработке слабодренируемые зоны и пропластки, и достичь более высокой конечной углеводородоотдачи. Основными критериями выбора скважин для проведения ГРП являются:

- эффективная нефтенасыщенная толщина должна быть не менее 3 м;
- минимальная толщина глинистых разделов в кровле и подошве не менее 6 м;
- отсутствовать слом или смятие колонны;
- герметичность цементного кольца в интервале перфорации и на 20 м вверх и вниз от него;
- расстояние до линии нагнетания и ВНК более 400 м;
- текущая обводнённость – менее 60 %.

Операции ГРП классифицируются по целям применения следующим образом:

- интенсификация дебита скважин, в первую очередь с загрязнённой призабойной зоной, путём увеличения эффективного радиуса за счёт создания высокопроводящих трещин ограниченной длины в средне- и высокопроницаемых пластах, а также в низкопроницаемых достаточно однородных коллекторах;
- обеспечение гидродинамической связи скважины с системой естественных трещин пласта и расширение зоны дренирования с расчленёнными и неоднородными пластами для увеличения темпа отбора извлекаемых запасов, повышения нефтеотдачи за счёт вовлечения в активную разработку слабодренируемых зон и пропластков и увеличения охвата пласта воздействием;
- ввод в разработку низкопроницаемых залежей с потенциальной производительностью скважин в 2–3 раза ниже уровня рентабельной добычи и перевод забалансовых запасов в промышленные.

Значительное расширение области применения технологии гидравлического разрыва пласта достигается применением разработанных за последнее время новых технологий. В связи с появлением новых технологий сейчас практически нет ограничений по проницаемости на применение ГРП, тогда как в соответствии с традиционными представлениями гидроразрыв применялся только на пластах с проницаемостью не ниже средней. В средне- и высокопроницаемых пластах эффективны короткие и широкие высокопроводящие трещины, в низкопроницаемых пластах эффективны трещины большой длины и меньшей проводимости. Увеличение производительности скважин после проведения ГРП определяется соотношением проводимостей пласта и трещин, размерами трещины (причём коэффициент продуктивности скважины не возрастает неограниченно с ростом длины трещины, существует предельное значение длины, превышение которого приводит к слабому росту дебита жидкости). Основные ограни-

чения на применение ГРП относятся к проведению операций в водонефтяных и газонефтяных зонах, которые могут вызвать ускоренное конусообразование и резкий прорыв воды и газа в скважины, а также в истощённых пластах с низкими остаточными запасами, т.к. это не обеспечит окупаемости ГРП. Учитывая увеличение дебита окружающих скважин до 30 % в результате создания трещин гидроразрыва, проектирование разработки с применением ГРП позволяет планировать более редкую сетку скважин.

Технологии ГРП различаются, прежде всего, по объёмам закачки технологических жидкостей и проппантов и, соответственно, по размерам создаваемых трещин.

Технология большеобъёмного ГРП в основном используется для вовлечения в промышленную разработку коллекторов с низкой проницаемостью (менее $0,01 \text{ мкм}^2$ для газовых пластов и менее $0,04 \text{ мкм}^2$ для нефте- и конденсатосодержащих) при эффективной толщине пласта более 30 м. При этом создают трещины полудлиной до 500 м с закачкой от сотен до тысяч кубических метров в пластовых условиях жидкости на углеводородной основе низкого удельного веса или газа (азота, метана и т.д.) с пеной и до 700 тонн проппанта. В большинстве случаев операции оказались успешными и привели к увеличению дебита в 3–10 раз в нефтяных и конденсатных скважинах и 5–20 раз в газовых скважинах. Неудачи обусловлены сложностью управления пространственной ориентацией и размерами образующихся трещин. Трещины вскрывали водогазонасыщенные зоны, выходили за пределы пласта. Применение в большеобъёмном ГРП технологии J-Frac позволило уменьшить толщину разрываемого пласта до 6 м при полудлине трещин до 150 м. Применение подобной технологии в условиях Самбургского месторождения ограничено ввиду небольших толщин продуктивных пластов и высокой вероятности достижения трещинами водонасыщенных зон.

Локальный гидроразрыв необходимо производить для снижения сопротивления призабойной зоны и увеличения эффективного радиуса скважины при кольматации призабойной зоны фильтратом бурового раствора, жидкостью глушения и т.д. в ходе проведения технологических операций. Применяется также для улучшения связи скважины с удалёнными зонами пласта при вскрытии скважиной локальных зон низкой проницаемости. При этом создаются трещины длиной 10–20 м с закачкой десятков кубических метров жидкости и до 10 тонн проппанта. Дебит скважин увеличивается в 2–3 раза.

При локальном ГРП пластов с наличием близко расположенных водонефтяных и газонефтяных контактов и улучшения связи с призабойной зоной основным фактором увеличения производительности скважины является ширина трещины. Для создания коротких широких трещин используется локальный ГРП с технологией TSO, которая позволяет снизить объём жидкости разрыва до $1\text{--}5 \text{ м}^3$, одновременно увеличив массу проппанта до 20 тонн и более. Осаждение проппанта на конце трещины препятствует её росту в длину. Дальнейшая закачка несущей проппант жидкости приводит к увеличению ширины трещины, которая доходит до 2,5 см, тогда как при обычном ГРП ширина трещины составляет 2–4 мм. В результате эффективная проводимость трещины (произведение проницаемости и ширины) составляет $500\text{--}3000 \text{ мкм}^2 \cdot \text{мм}$. Дебит скважин увеличивается в 3–6 раз. Эффективная толщина пласта должна быть не менее 3 м.

Применение технологии локального ГРП в условиях Самбургского месторождения перспективно. Выбор скважин для проведения локального ГРП следует осуществлять из списка боковых стволов и наклонно-направленных скважин объекта и горизонтальных скважин по результатам их испытания после бурения.

Скважины с горизонтальным участком ствола

К одному из современных методов интенсификации добычи углеводородов с применением новых технологий и технических средств относится разработка месторождений с использованием горизонтальных и горизонтально-разветвлённых скважин.

Рассматриваемые скважины имеют большую поверхность вскрытия пласта, что снижает фильтрационное сопротивление в ПЗП и способствует повышению дебитов и углеводородоотдачи. Вследствие увеличения степени охвата пласта дренированием при применении систем ГС и РГС в разработку могут быть вовлечены месторождения с высокой геологической неоднородностью, расчленённостью, наличием многочисленных зон замещения продуктивных пластов и зон выклинивания, высоковязкими нефтя-

ми, а также многообъектных, низкопродуктивных и шельфовых месторождений, разработка которых вертикальными скважинами неэффективна из-за высокой себестоимости добываемой нефти, низкого дебита и неустойчивой их работы.

Конструктивные особенности ГС позволяют получать дебиты, в несколько раз превышающие дебиты вертикальных и наклонно-направленных скважин, причём дебит возрастает за счёт повышения не только депрессии на пласт, но и вследствие увеличения поверхности фильтрации и наращивания числа объектов, вовлекаемых в разработку. Одно из важных преимуществ добычи углеводородов такими скважинами связано с возможностью устойчивой, без осложнений, эксплуатации месторождения при пониженных депрессиях на пласт.

В настоящее время во всех нефтегазодобывающих странах широко применяются горизонтальные скважины. Они позволяют снижать затраты на добычу нефти и газа за счёт существенного увеличения производительности скважин по сравнению с наклонно-направленными и минимизируют затраты на строительство кустов, дорог и вредное воздействие на окружающую среду за счёт сокращения числа скважин, необходимых для разработки месторождений, а также ограничить возможность появления прорывов пластовых вод.

На Самбургском месторождении предусмотрено бурение 609 горизонтальных скважин. В общем случае выбор направления бурения горизонтальных стволов определяется с учётом геолого-промысловых характеристик и размещения соседних скважин, в частности, размещение горизонтального ствола в приконтурных зонах производится параллельно контуру нефтеносности или границе раздела «нефть – вытесняющий агент». При наличии ВНЗ или газонефтяных контактов, для исключения преждевременного прорыва воды или газа, горизонтальные стволы размещаются как можно дальше от них.

Для пластов Самбургского месторождения, имеющих обширные подгазовые и водонефтяные зоны, использование технологии ГС позволит:

- снизить риски появления прорывов подошвенной и законтурной воды;
- уменьшить потери конденсата в призабойной зоне пласта;
- ограничить негативное воздействие на обсадную колонну;
- сократить капитальные затраты на строительство скважин.

Зарезка боковых стволов

На всех разрабатываемых месторождениях имеются бездействующие и малодебитные скважины. Очевидно, что сокращение числа бездействующих и малодебитных скважин является важным резервом увеличения добычи нефти, газа и газового конденсата и позволит получить дополнительную отдачу от ранее сделанных капитальных вложений на бурение этих скважин.

Одним из эффективных методов восстановления бездействующих или увеличения дебита работающих скважин является бурение бокового наклонного или горизонтального ствола из вырезанного участка обсадной эксплуатационной колонны.

Бурение боковых стволов даёт возможность увеличить дебит старой скважины за счёт вскрытия пластов, ранее считавшихся нерентабельными или пропущенных, более продуктивных зон пласта, а также позволяет обойти зоны загрязнения и обводнения пласта.

Стоимость и срок окупаемости капитальных затрат на строительство бокового ствола значительно ниже аналогичных показателей бурения новой скважины за счёт использования большей части ствола существующей скважины и имеющейся инфраструктуры месторождения.

Кроме того, боковой ствол проходит вблизи зоны продуктивного пласта, которая уже охарактеризована керновым материалом и каротажными данными, результатами испытания и эксплуатацией старой скважины, что существенно сокращает затраты на геофизические исследования.

Забуривание второго ствола из обсадной колонны позволяет решать следующие задачи:

- увеличить дебит скважины за счёт вскрытия продуктивного пласта дополнительным стволом как наклонно-направленным, так и горизонтальным;

- отремонтировать бездействующую скважину, которая не эксплуатировалась по техническим причинам (заклинка ЭЦН, расхождение колонны и т.д.);
- уменьшить объём бурения новых скважин и сократить капитальные вложения на разработку месторождений.

К числу недостатков зарезки боковых стволов следует отнести:

- удорожание бурения на 10–50 % при бурении горизонтальной части ствола и дополнительные затраты за счёт длины горизонтального ствола;
- технические и технологические трудности, связанные с освоением, исследованием и ремонтно-профилактическими работами в горизонтальных скважинах;
- возможность образования гидрозатворов при неправильном выборе профиля горизонтального ствола и оборудованием таких скважин фонтанными трубами;
- существенное влияние параметров анизотропии при вскрытии горизонтальным стволом продуктивных неоднородных пластов.

Повышенное внимание к проектированию зарезки боковых стволов обусловлено следующими особенностями:

- более равномерное стягивание контура нефтегазоносности, что увеличивает коэффициент заводнения и, следовательно, конечную углеводородоотдачу;
- более высокий охват пласта вытеснением;
- горизонтальный ствол, протягиваясь по продуктивному горизонту на десятки и сотни метров, соединяют друг с другом линзы, участки повышенной и пониженной проницаемости, каверны и трещины;
- более высокое значение предельного безводного и безгазового дебита при разработке залежей с активной подошвенной водой и газовой шапкой;
- снижение градиента скорости в призабойной зоне пласта и, как следствие, уменьшение вероятности возможных осложнений при эксплуатации скважин;
- более высокая производительность при фиксированном забойном давлении в случае разработки объектов с аномально высоким пластовым давлением.

В связи с высокой стоимостью зарезки бокового ствола и скважин, стимулированных ГРП, существенно повышается значение этапа проектирования (и связанного с ним моделирования) разработки месторождений. Поэтому разработка аналитических методов расчёта остаётся одной из актуальнейших задач нефтегазовых компаний.

Важен грамотный подход к процессу проектирования разработки месторождений системами горизонтальных стволов. Необходимо более глубокое изучение геолого-физических свойств пласта и пластовых флюидов, изучение неоднородности, расчленённости и анизотропии разрабатываемого объекта.

Таким образом, при проектировании разработки залежей углеводородов системами зарезки боковых стволов с выходом на горизонтальный участок необходимо сформулировать геолого-технологические, технико-технологические, технико-экономические и экологические принципы. Такие принципы и критерии позволят осуществлять первый тестовый отбор, который в дальнейшем должен сопровождаться конкретными гидродинамическими расчётами и технико-экономическим обоснованием. Каждая из этих проблем является сложной и многоаспектной задачей.

В 2010–2011 гг. в соответствии с решениями действующего проектного документа на объекте БУ₂¹⁰¹ пробурено 22 эксплуатационные скважины, из них 18 наклонно-направленные (скважины №№ 1009, 1010, 1011, 1012, 1013, 1014, 1015, 1016, 1017, 1018, 1019, 1101, 1102, 1103, 1104, 1105, 1106, 1307) и 4 горизонтальные (скважины №№ 1003, 1004, 1006 и 1007). Объём проведённых исследований представлен в таблице 1.

Максимальный дебит газа сепарации, полученный во время ГКИ, на горизонтальных скважинах при депрессии 0,9–2,0 МПа составил 625,2–737,8 тыс. м³/сут. Водогазовый фактор не превысил 8,8 м³/млн м³. В то время как по наклонно-направленным скважинам результаты освоения следующие: по скважинам №№ 1009 и 1011 при депрессии 3,9–5,6 МПа получен дебит газа сепарации 366,2–378,8 тыс. м³/сут., по скважинам №№ 1013, 1102 и 1103 дебит газа сепарации составил 126,7–181,5 тыс. м³/сут при депрессии 17,2–19,7 МПа. При этом водогазовый фактор при максимальной депрессии по скважине № 1103 достиг 39,5 м³/млн м³. По скважине № 1102 отмечается заколонный переток из водонасыщенной части пласта.

Таблица 1 – Объём выполненных исследований на пробуренном фонде скважин

Вид исследования	Количество скважин	№ скважин	
		Капилляриметрия	ОФП
Специальные исследования керна	2	1017, 1103	1103
Стандартные исследования керна	2	1017, 1103	
ГКИ	5	1003, 1004, 1006, 1007, 1009	
ГДИ	5	1004, 1006, 1007, 1009, 1011	
Отбор и исследование в лаборатории поверхностных проб газоконденсата	5	1003, 1004, 1006, 1007, 1009	
Отбор и исследование в лаборатории поверхностных проб воды	1	1007	
Определение профиля притока	4	1009, 1013, 1102, 1106,	

Результаты по основным наклонно-направленным скважинам:

1. Скважина № 1102, куст № 5. На штуцере 10 мм и депрессии на пласт 15,5 МПа получены дебиты газа 117 тыс. м³/сут., конденсата 11 м³/сут. при обводнённости продукции 42,7 %. Скин-фактор по данным КВД равен 19,3.

2. Скважина № 1103, куст № 5. На штуцере 12,7 мм и депрессии на пласт 16,5 МПа получены дебиты газа 113 тыс. м³/сут, конденсата 18 м³/сут. при обводнённости продукции 26 %. Скин-фактор по данным КВД равен 14,3.

3. Скважина № 1011, куст № 8. На штуцере 12 мм и депрессии на пласт 5,66 МПа получены безводные дебиты газа 379 тыс. м³/сут, конденсата 41 м³/сут. Скин-фактор по данным КВД равен 4,1.

4. Скважина № 1009, куст № 7. При диаметре шайбы 12 мм и депрессии на пласт 5,2 МПа дебит газоконденсатной смеси составил 452 тыс. м³/сут.

5. Скважина № 1013, куст № 8. На штуцере 14 мм и депрессии на пласт 14,8 МПа получены дебиты газа 120 тыс. м³/сут., конденсата 18 м³/сут. при обводнённости продукции 18 %.

Результаты по пробуренным и освоенным горизонтальным скважинам:

1. Скважина № 1004, куст № 7. При диаметре диафрагмы 14 мм и депрессии на пласт 2,16 МПа безводные дебиты составили: газа – 568 тыс. м³/сут., конденсата – 79 м³/сут. Скин-фактор по данным КВД равен 0,84.

2. Скважина № 1006, куст № 7. При диаметре шайбы 18 мм и депрессии на пласт 2,1 МПа безводные дебиты составили: газа – 960 тыс. м³/сут., конденсата – 95 м³/сут. Скин-фактор по данным КВД равен 1,35.

3. Скважина № 1007, куст № 7. При диаметре шайбы 16 мм и депрессии на пласт 2,65 МПа безводные дебиты составили: газа – 705 тыс. м³/сут., конденсата – 77 м³/сут. Скин-фактор по данным КВД равен 1,44.

4. Скважина № 1003, куст № 7. При диаметре диафрагмы 14 мм и депрессии на пласт 1,97 МПа безводные дебиты составили: газа – 625,2 тыс. м³/сут., конденсата – 74,5 м³/сут. Скин-фактор по данным КВД равен 0,91.

Очевидно, что горизонтальные скважины позволяют получать продуктивности в 2,0–2,5 раза большие по сравнению с наклонно-направленными и при меньших депрессиях, что положительным образом скажется на уменьшении потерь конденсата в пласте. Одновременно горизонтальное окончание минимизирует риски прорыва пластовой воды.

Результаты освоения пробуренных эксплуатационных скважин позволяют сделать вывод о преимуществе технологии горизонтального бурения над традиционным наклонно-направленным по следующим причинам:

- использование горизонтальных скважин на пласте $БУ_2^{101}$ за счёт меньших депрессий на пласт позволит увеличить уровни добычи природного газа и газового конденсата и уменьшить темпы обводнения;
- в условиях контактных запасов газа и нефти в силу конструктивных особенностей горизонтального типа заканчивания скважин отсутствует вероятность заколонной циркуляции из нижней водонасыщенной части пласта;

• для обеспечения проектных уровней добычи газа горизонтальными скважинами потребуется меньшее по сравнению с наклонно-направленными количество скважин, что позволит сократить капитальные затраты на строительство.

Таким образом, применение технологии резки боковых стволов в вертикальных и наклонно-направленных скважинах Самбургского нефтегазоконденсатного месторождения для перевода этих скважин в фонд горизонтальных можно рекомендовать как эффективный метод интенсификации добычи углеводородов. Это позволит не только уменьшить объёмы бурения, повысить дебит и рентабельность скважин, но более рационально использовать пластовую энергию вследствие более низких депрессий на пласт, что, в свою очередь, позволит увеличить углеводородоотдачу и снизить потери конденсата в пласте.

Литература:

1. Технологическая схема опытно-промышленной разработки объектов $БУ_{10}$ – $БУ_{141}$ Самбургского нефтегазоконденсатного месторождения. – Тюмень : ЗАО «Тюменский институт нефти и газа», 2010. – 416 с.
2. Алиев З.С. Исследование горизонтальных скважин. – Уфа : НГТУ, 2004. – 365 с.
3. Басарыгин Ю.М., Будников В.Ф., Булатов А.И., Гераськин В.Г. Строительство наклонных и горизонтальных скважин. – М. : Издательство «Недра», 2000. – 262 с.
4. Бердин Т.Г. Проектирование разработки нефтегазовых месторождений системами горизонтальных скважин. – М. : ООО «Недра-Бизнесцентр», 2001. – 199 с.
5. Булатов А.И., Просёлков Е.Ю., Просёлков Ю.М. Бурение горизонтальных скважин : справочное пособие. – Краснодар : Издательство «Советская Кубань», 2008. – 419 с.
6. Булатов А.И., Просёлков Ю.М. Справочник по бурению горизонтальных скважин : справочное пособие. – Краснодар : Издательство «Советская Кубань», 2008. – 354 с.
7. Волков Ю.А., Карпова Л.Г., Муслимов Р.Х. Анализ зарубежного опыта использования горизонтальных скважин при разработке нефтяных месторождений // Сборник научных трудов «Разработка нефтяных и газовых месторождений. Состояние и проблемы». – М. : ВНИИОЭНГ, 1996. – Вып. 3. – С. 242–254.
8. Зозуля Г.П. Особенности добычи нефти и газа из горизонтальных скважин. – М. : Издательство «Академия», 2009. – 176 с.
9. Муслимов Р.Х., Султанов Э.И., Рамазанов Р.Г., Волков Ю.А. Системы разработки нефтяных месторождений с горизонтальными скважинами // Сборник научных трудов «Разработка нефтяных и газовых месторождений. Состояние и проблемы». – М. : ВНИИОЭНГ, 1996. – Вып. 3. – С. 61–71.
10. Хисамутдинов Н.И. Обоснование рациональной разработки многопластового месторождения системой горизонтальных скважин // Ежемесячный научно-технический и производственный журнал «Нефтяное хозяйство». – М. : ЗАО «Издательство «Нефтяное хозяйство», 2001. – № 8. – С. 60–65.
11. Обоснование технологии борьбы с асфальто-смоло-парафиновыми отложениями на Кравцовском нефтяном месторождении. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0b65625b3ac69a4c43a88521316c26_0.html
12. Антониади Д.Г., Савенок О.В., Шостак Н.А. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений : учебное пособие. – Краснодар : ООО «Просвещение - Юг», 2011. – 203 с.
13. Булатов А.И., Волощенко Е.Ю., Кусов Г.В., Савенок О.В. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар : ООО «Просвещение - Юг», 2011. – 603 с.
14. Арутюнов А.А., Бондаренко В.А., Климов В.В., Кошелев А.Т., Савенок О.В., Усов С.В. Практические расчёты в бурении и нефтепромысловой практике : методические указания к практическим занятиям по дисциплинам «Буровое оборудование» и «Оборудование для добычи нефти» для студентов всех форм обучения направления 131000.62 Нефтегазовое дело. – Краснодар : Изд. КубГТУ, 2014. – 55 с.
15. 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.
16. 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.
17. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин» : в 4 т. : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013–2014. – Т. 1–4.

18. Савенок О.В., Борисайко Я.Ю., Яковлев А.Л. Управление продуктивностью скважин : методические указания по изучению дисциплины «Управление продуктивностью скважин» для студентов-бакалавров всех форм обучения и МИППС по направлению 21.03.01 «Нефтегазовое дело». – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 68 с.

19. Третьяк А.Я., Савенок О.В., Швец В.В. Охрана труда и техника безопасности при бурении и эксплуатации нефтегазовых скважин : учебное пособие для студентов ВУЗов, обучающихся по направлению «Нефтегазовое дело». – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2016. – 290 с.

References:

1. Technological scheme of trial development of objects $BU_{10} - BU_{141}$ of the Samburgsky oil-gas condensate field. – Tyumen : CJSC Tyumen Institute of Oil and Gas, 2010. – 416 p.

2. Aliyev Z.S. Research of horizontal wells. – Ufa : NGTU, 2004. – 365 p.

3. Basarygin Yu.M., Budnikov V.F., Bulatov A.I., Geraskin V.G. Construction of inclined and horizontal wells. – M. : Nedra, 2000. – 262 p.

4. Berdin T.G. Design of development of oil and gas fields systems of horizontal wells. – M. : LLC Nedra-Businesscentre, 2001. – 199 p.

5. Bulatov A.I., Prosyolkov E.Yu., Prosyolkov Yu.M. Drilling of horizontal wells : handbook. – Krasnodar : Soviet Kuban publishing house, 2008. – 419 p.

6. Bulatov A.I., Prosyolkov Yu.M. Reference book on drilling of horizontal wells : handbook. – Krasnodar : Soviet Kuban publishing house, 2008. – 354 p.

7. Volkov Yu.A., Karpova L.G., Muslimov R.H. The analysis of foreign experience of use of horizontal wells when developing oil fields // the Collection of scientific works «Development of oil and gas fields. State and problems». – M. : VNIIOENG, 1996. – Issue 3. – P. 242–254.

8. Zozulya G.P. Features of oil and gas production from horizontal wells. – M. : Akademiya publishing house, 2009. – 176 p.

9. Muslimov R.H., Sultanov E.I., Ramazanov R.G., Volkov Yu.A. The systems of development of oil fields with horizontal wells // the Collection of scientific works «Development of oil and gas fields. State and problems». – M. : VNIIOENG, 1996. – Issue 3. – P. 61–71.

10. Hisamutdinov N.I. Justification of rational development of the multisheeted field system of horizontal wells // Monthly scientific and technical and production magazine «Neftyanoye Hozyaystvo». – M. : CJSC Neftyanoye hozyaystvo Publishing House, 2001. – No. 8. – P. 60–65.

11. Justification of technology of fight against asfalto-smolo-paraffin deposits on the Kravtsovsky oil field. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0b65625b3ac69a4c43a88521316c26_0.html

12. Antoniadi D.G., Savenok O.V., Shostak N.A. Theoretical bases of development of oil and gas fields : manual. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2011. – 203 p.

13. Bulatov A.I., Voloshchenko E.Yu., Kusov G.V., Savenok O.V. Ecology at construction of oil and gas wells : manual for students of higher education institutions. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2011. – 603 p.

14. Arutyunov A.A., Bondarenko V.A., Klimov V.V., Koshelev A.T., Savenok O.V., Usov S.V. Practical calculations in drilling and oil-field practice : methodical instructions to a practical training on disciplines «Drilling equipment» and «The equipment for oil production» for students of all forms of education of the direction 131000.62 Oil and gas business. – Krasnodar : Prod. KubGTU, 2014. – 55 p.

15. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremychuk R.S. Scientific bases and practice of development of oil and gas wells. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2016. – 576 p.

16. Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repairs of oil and gas wells : in 4 vol. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2012–2015. – T. 1–4.

17. Bulatov A.I., Savenok O.V. Praktikum on discipline «Completion oil and gas wells» : in 4 t. : manual. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2013–2014. – T. 1–4.

18. Savenok O.V., Borisayko Ya.Yu., Yakovlev A.L. Management of efficiency of wells : methodical instructions on studying of discipline «Management of efficiency of wells» for students bachelors of all forms of education and MIPPS in the direction 21.03.01 «Oil and gas business». – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2016. – 68 p.

19. Tretiak A.Ya., Savenok O.V., Shvets V.V. Labor protection and safety measures during the drilling and operation of oil and gas wells : the manual for students of HIGHER EDUCATION INSTITUTIONS, students in the Oil and Gas Business direction. – Novocherkassk : Lik publishing house, 2016. – 290 p.