

УДК 622.243.27

**ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ
ПРОВЕДЕНИЯ ЗАРЕЗКИ БОКОВЫХ СТВОЛОВ
НА МЕСТОРОЖДЕНИИ САМОТЛОР**

**TECHNIQUE AND TECHNOLOGY OF SIDETRACKING
ON THE SAMOTLOR FIELD**

Савченко Андрей Валерьевич

студент,
института Нефти, газа и энергетики,
Кубанский государственный
технологический университет

Березовский Денис Александрович

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

Аннотация. Зарезку боковых стволов проводят в три этапа. На первом этапе бурение боковых стволов проводится в аварийных скважинах с целью возврата их в эксплуатацию и в высокообводнённых скважинах за счёт заколонных перетоков и образования конусов обводнения, где другие методы снижения обводнённости не дали результатов. На втором этапе проводится зарезка боковых стволов в слабовыработанных зонах пластов с целью довыработки запасов и интенсификации добычи нефти. Третий этап бурения боковых стволов предусматривается в скважинах низкопродуктивных зон пластов с сохранением первоначального ствола. Этот этап бурения боковых стволов будет начат после отработки технологии одновременной регулируемой эксплуатации нескольких стволов в одной скважине. В статье рассматривается технология восстановления скважин методом бурения бокового ствола на Самотлорском месторождении, а также применяемое оборудование и проводимые геофизические работы.

Ключевые слова: понятие и цели зарезки бокового ствола скважины; выбор скважин для бурения боковых стволов; выбор способа зарезки бокового ствола скважины; выбор интервала зарезки второго ствола скважины; техника и технология бурения дополнительного ствола; профиль боковых горизонтальных стволов; экономическая эффективность зарезки боковых стволов.

Savchenko Andrey Valerievich

Student,
Institute of Oil, Gas and Energy,
Kuban state technological university

Berezovskiy Denis Aleksandrovich

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

Annotation. The sidetracks are cut in three stages. At the first stage, sidetracks are drilled in emergency wells in order to return them to operation and in high-watered wells due to clogged overflows and the formation of watering cones where other methods of reducing water cut have not yielded results. At the second stage, sidetracking is carried out in weakly developed zones of strata in order to further develop reserves and intensify oil production. The third stage of sidetrack drilling is envisaged in the wells of low-productive zones of strata with preservation of the original trunk. This stage of sidetrack drilling will be started after the development of the technology of simultaneous controlled operation of several trunks in one well. The article deals with the technology of well recovery by the method of sidetrack drilling at the Samotlor field, as well as the equipment used and the geophysical work carried out.

Keywords: concept and purpose of sidetracking; selection of boreholes for sidetrack drilling; selection of the method of sidetracking; selection of the interval for cutting a second wellbore; technology and technology of drilling an additional trunk; profile of lateral horizontal trunks; economic efficiency of sidetracking.

**Теоретические аспекты зарезки боковых стволов
на нефтегазовом месторождении**

Понятие и цели зарезки бокового ствола скважины

Одна из основных причин бездействия скважин – авария, т.е. прекращение технологических процессов, вызванное поломками, прихватом инструмента, колонны труб и другого технологического оборудования с последующим оставлением их на забое.

Значительный объём работ при ликвидации аварий в бурящихся и эксплуатационных скважинах занимает фрезерование аварийных металлических предметов с последующим их извлечением. Это наиболее распространённый и трудоёмкий процесс, зачастую приводящий к экономической нецелесообразности продолжения работ, тем самым, выводя скважину в бездействующий фонд. В последние годы в отечественной

и зарубежной практике применяется способ возвращения скважин в эксплуатацию после тяжёлых и малоэффективных ремонтов с помощью зарезки боковых стволов.

Зарезка боковых стволов – это эффективная технология, позволяющая увеличить добычу нефти на старых месторождениях и коэффициент извлечения нефти из пластов, вернуть в эксплуатацию нефтяные скважины, которые не могли быть возвращены в действующий фонд другими методами.

Путём бурения боковых стволов в разработку вовлекаются ранее не задействованные участки пласта, а также трудноизвлекаемые запасы нефти, добыча которых ранее не представлялась возможной.

Применение технологии ЗБС способствует увеличению нефтеотдачи пластов и фактически заменяет уплотнение скважин. Соответствующие технологии помогают сохранить скважину и сэкономить затраты на её освоение.

Впервые бурение второго ствола в нашей стране было осуществлено в 1936 году. Следует подчеркнуть, что эффективность таких работ была не очень высока по различным причинам и, в первую очередь, из-за низкой эффективности инструментов, техники и технологии. Из-за отсутствия технических средств в настоящее время простаивают более 40 тысяч нефтяных скважин – это более 20 % всего фонда скважин.

Зарезка второго ствола стала одной из наиболее инвестиционно-привлекательных технологий, направленных на стабилизацию и дальнейший рост нефтедобычи на месторождениях, разрабатываемых ООО «РУ-Энерджи КРС-МГ». В значительной степени это объясняется тем, что на разрабатываемых месторождениях накопился фонд аварийных, высокообводнённых, малодебитных скважин, требуемых существенных затрат на проведение капитального ремонта. При этом экономическая эффективность других предлагаемых технологий незначительна, кратковременна или вообще отсутствует. Бурение же новых скважин для замены вышедших из эксплуатации в целях восстановления сетки скважин на большинстве месторождений, находящихся на завершающей стадии разработки, является нецелесообразным. В этих условиях в качестве альтернативного решения может рассматриваться бурение второго ствола из существующей скважины.

Большинство обычных вертикальных скважин на месторождениях Западно-Сибирского региона находятся в эксплуатации от 10 до 50 лет. Зачастую простые операции капитального ремонта, такие как дополнительная перфорация, кислотная обработка или гидроразрыв пласта, значительно увеличивают добычу. Но в некоторых случаях эффективным решением является использование скважин для бурения из них боковых стволов с горизонтальным окончанием.

Зарезка и бурение наклонно-направленных и горизонтальных боковых стволов скважин служит для интенсификации системы разработки месторождений, увеличения коэффициента извлечения нефти из продуктивных пластов и фондоотдачи капиталовложений.

Производство работ по бурению выполняется по индивидуальному плану работ на зарезку и бурение бокового ствола с горизонтальным участком из обводнённой или бездействующей эксплуатационной скважины, в основу которого должны быть заложены технико-технологические решения.

Бурение боковых стволов осуществляется в соответствии с технологическими решениями проектных документов на разработку месторождения и с учётом текущего состояния структуры остаточных запасов нефти. К зарезке боковых стволов пригодны практически все скважины. При этом можно выделить следующие цели зарезки:

1. Вывод скважин из бездействия.
2. Выработка недренируемых участков (краевые зоны месторождений). В основном запасы, расположенные в краевых зонах месторождений или вблизи границы выклинивания пласта, характеризуются малыми толщинами при высоких коэффициентах нефтенасыщенности. Как правило, заложение на этих участках новых скважин экономически нецелесообразно. Однако в некоторых случаях из пробуренной скважины можно зарезать боковой ствол и получить дополнительную добычу нефти, извлечь которую другими средствами невозможно.

3. Интенсификация добычи из малопроницаемых коллекторов. Бурение горизонтальных боковых стволов из старых наклонно-направленных скважин показало высокую эффективность по малопроницаемым юрским отложениям.

4. Снижение обводнённости продукции. В высокообводнённых пластах остаются участки с высокой нефтеносностью. При разбуривании боковыми горизонтальными стволами подкровельной части таких пластов удаётся существенно повысить коэффициент извлечения нефти. Фактически проводится уплотняющее бурение, но с более низкими затратами.

5. Уход от фронта обводнения (нагнетания). При разработке пластов с использованием жёстких систем заводнения при прорыве фронта закачиваемых вод добывающие скважины быстро обводняются. В большинстве случаев не удаётся надёжно изолировать обводнённые интервалы пласта, поэтому зарезка бокового горизонтального ствола с уходом от фронта нагнетания в данном случае является самым эффективным методом.

6. Переход на другой (нижележащий) пласт, доразведка.

Применяемые техника и технологии, а также способы отбора скважин при проведении зарезки боковых стволов

Критерии отбора и классификация скважин для их восстановления путём бурения вторых стволов

Основными критериями выбора скважин с ответвляющимся стволом являются:

- текущая нефтенасыщенность на дату бурения не менее 46,2 %;
- текущие балансовые запасы нефти на неконтактных участках не менее 65 тыс. тонн, на контактных участках – не менее 98 тыс. тонн;
- нефтенасыщенная, контактная с газом толщина пласта не менее 7 м;
- нефтенасыщенная, контактная с водой толщина не менее 6 м;
- нефтенасыщенная, контактная одновременно с водой и нефтью толщина не менее 9 м и бесконтактная нефтенасыщенная толщина не менее 4 м.

Ограничения при отборе

Геологические ограничения:

- скважины, требующие для глушения утяжелённую жидкость с удельным весом более 1,30 г/см³;
- скважины с начальным дебитом, не обеспечивающим самокупаемость работ с учётом рентабельности;
- скважины с прогнозным объёмом добычи, не обеспечивающим самокупаемость работ с учётом рентабельности.

Поверхностные ограничения (сезонные):

- скважины, расположенные в пойме рек, к которым нет дорог;
- отсутствие электроэнергии, работы можно производить только с дизель-электростанцией.

Ограничение по параметрам скважины:

- профиль скважины имеет кривизну, не позволяющую производить работы по зарезке второго ствола (интенсивность кривизны более 5° на 10 м);
- наличие в скважине металлических пластырей или манжетов из труб выше предполагаемой точки зарезки второго ствола (максимальная глубина вырезки «окна» на 400 м выше кровли пласта);
- текущий искусственный забой, не позволяющий производить зарезку второго ствола (выше кровли пласта более 400 м).

Классификация аварийных скважин

По характеру вскрытия:

Вертикальное вскрытие пласта:

- вертикальный или субгоризонтальный второй ствол с зарезкой из основного ствола до 200 м выше зоны перфорации без учёта азимута направления нового ствола со смещением до 100 м;

- вертикальный или субгоризонтальный второй ствол с зарезкой из основного ствола до 200 м выше зоны перфорации с учётом азимута направления нового ствола со смещением более 100 м.

Вскрытие пласта горизонтальным стволом:

- в пластах с однородной литологией или расстоянием между нижней и верхней границей пласта менее 10 м и с сектором направления бурения более 15° по азимуту;
- в пластах с однородной или неоднородной литологией и расстоянием между нижней и верхней границей пласта менее 10 м.

По способу заканчивания:

- хвостовик с полным цементированием;
- хвостовик-фильтр и цементирование выше фильтра;
- хвостовик-фильтр с изоляцией пакерами.

Принципиальный подход к выбору скважин для бурения боковых стволов и оценки эффективности их эксплуатации

Выбор участков и зон залежей, эффективных для бурения боковых стволов, должен проводиться с использованием постоянно действующих геолого-технологических моделей разрабатываемых залежей. Однако в настоящее время ни по одному месторождению, разрабатываемому ООО «РУ-Энерджи КРС-МГ», не создано ни одной постоянно действующей модели, позволяющей учитывать влияние на разработку перечисленных выше факторов. В связи с этим в ближайшие 2–3 года выбор участков и зон залежей, эффективных для бурения боковых стволов, будет в основном проводиться обычным аналитическим способом с использованием всего геологического материала и результатов разработки залежей и исследований скважин по следующей схеме:

- выявление фонда аварийных, высокообводнённых и низкодебитных скважин, реабилитация которых возможна только с бурением бокового ствола;
- оценка характера выработки запасов на участках, прилегающих к выделенным скважинам-кандидатам;
- обоснование выбора точки вскрытия пласта и направления проводки горизонтальной или пологой частей бокового ствола;
- обоснование оптимальных интервалов вторичного вскрытия пласта и требований по величине максимальной допускаемой депрессии;
- обоснование перспектив применения методов воздействия на пласт, включая ГРП;
- оценка влияния ввода бокового ствола на показатели эксплуатации участка;
- технико-экономическая оценка бурения и эксплуатации бокового ствола.

Оценка характера выработки запасов нефти методами ГИС на участках предполагаемого бурения боковых стволов основывается на имеющейся геофизической информации и анализе результатов исследований добывающих, нагнетательных и контрольных скважин.

По результатам анализа выявляется механизм выработки запасов нефти, распределение текущей нефтенасыщенности по пропласткам в пределах участка залежи (при возможности с определением коэффициента текущей нефтенасыщенности); устанавливается текущее положение водонефтяного и газонефтяного контактов, а также уточняются характеристики скважины-кандидата; наличие заколонных перетоков, техническое состояние эксплуатационных колонн и т.д.

Во всех скважинах с повторным вскрытием боковым стволом ранее дренируемого ею пласта необходимо провести дополнительные исследования, если они ранее не проводились, по определению профиля притока, установлению источника обводнения и технического состояния эксплуатационной колонны (термометрией, термокондуктивной расходомерией, плотнометрией, резистивиметрией, стационарным нейтронным методом при остановке скважины с задавкой солевого раствора САТ).

При наличии в районе предполагаемого бурения второго ствола транзитных скважин НГДУ организует проведение дополнительных исследований по определению текущей нефтенасыщенности в неперфорированной колонне в интервале пласта методом сейсмического (СК) или широкополосного акустического каротажа (АКШ).

Рекомендации по проводке бокового ствола делаются на основании геологического строения пласта на участке залежи и по результатам оценки характера выработки запасов нефти. Предполагается три типа проводки бокового ствола по пласту: вертикально-наклонная, пологая (зенитный угол более 60°) и горизонтальная.

В первую очередь рассматривается возможность вертикально-наклонного бурения с зенитным углом проходки пласта менее 60° . Вертикально-наклонная проводка ствола экономически предпочтительнее в слабозаводнённых, чистонефтяных монолитных зонах залежей с проницаемостью коллекторов более 30 мкм^2 .

В водонефтяных, газонефтяных и водогазонефтяных зонах наиболее эффективной является горизонтальная проходка по продуктивному пласту с длиной горизонтальной части при стандартной сетке скважин 100–200 м на расстоянии не менее 3–4 м от плоскостей газонефтяного (ГНК) и водонефтяного контактов (ВНК).

В чистонефтяных высокозаводнённых зонах предпочтение также отдаётся горизонтальной проходке по слабовыработанному интервалу пласта. В случае, когда определение поинтервальной выработки пласта невозможно, рекомендуется предварительная (пилотная) вертикальная или наклонная проходка интервала пласта, по результатам исследования которого геофизическими и гидродинамическими методами даётся заключение о сохранении такой проводки ствола по пласту или предложение бурения горизонтальной или пологой его части по слабовыработанному интервалу. В комплекс исследований входят стандартный каротаж АМ-0.5 и каротаж методом самопроизвольной поляризации (ПС), индукционный каротаж, боковой каротаж, кавернометрия, гамма-каротаж, компенсационный нейтронный каротаж, инклинометрия, резистометрия.

По результатам геофизических и гидродинамических исследований делается заключение о необходимости поинтервального цементирования заколонного пространства. При толщине пласта менее 4 м более эффективной является пологая (более 60°) проходка с пересечением всей нефтенасыщенной толщины пласта.

В низкопродуктивных чистонефтяных зонах залежей предпочтение отдаётся пологой проходке по пласту с учётом в последующем проведения направленного гидро-разрыва пласта (ГРП) с отходом от забоя основного ствола на 150–300 м при стандартной плотности сетки скважин при возможности с сохранением основного ствола. При условии непроведения в последующем направленного ГРП и низкой выработки запасов более эффективной является горизонтальная проходка по пласту с длиной горизонтальной части до 300 м. Для сохранения фильтрационных свойств коллекторов в призабойной зоне пласта (ПЗП) рекомендуется первичное вскрытие проводить на депрессии или равновесии, а интервал пласта не цементировать, а обсаживать щелевым фильтром, т.к. цементирование заколонного пространства в интервале низкопроницаемого неоднородного пласта, как правило, ведёт к снижению продуктивности скважины в 1,5–5,0 раз.

Для сведения к минимуму влияния интерференции точка вскрытия пласта при стандартной плотности сетки скважин должна быть по радиусу не ближе, чем в 50 м от основного ствола. При этом забой бокового ствола должен находиться на расстоянии не менее 200 м от забоя окружающих добывающих скважин. В низкопродуктивных пластах допускается приближение забоя бокового ствола к забою нагнетательной скважины на расстояние до 250 м, а в пластах с повышенной продуктивностью – до 350 м. Направление проводки горизонтальной или пологой частей бокового ствола между окружающими добывающими скважинами должно предусматривать в последующем бурение боковых стволов из других скважин. Азимутальное направление и тип профиля горизонтального участка определяются зональной и послойной выработкой запасов нефти, учитывающей продуктивность скважин и текущий коэффициент извлечения нефти (КИН) в их зонах дренирования.

Выделяются три конструкции забоя:

- 1) зацементированная до забоя сплошная эксплуатационная колонна;
- 2) интервал пласта обсажен щелевым фильтром;
- 3) поинтервальное цементирование интервала пласта (комбинированная конструкция – зацементированные и обсаженные щелевым фильтром интервалы пласта).

Как известно из практики, основное влияние на продуктивность, особенно в низкопроницаемых залежах, оказывает цементирование заколонного пространства скважин в интервале пласта, в которых дебит может быть ниже в 1,5–5,0 раз, чем в скважинах, обсаженных щелевым фильтром или с открытым забоем. Поэтому наиболее эффективной является обсадка интервала щелевым фильтром, исключающим разрушение призабойной зоны пласта. Однако в случае вскрытия высокозаводнённого участка пласта, когда он представлен чередованием промытых водой с повышенной проницаемостью и частично промытых водой с пониженной проницаемостью прослоев, эффективность эксплуатации бокового ствола будет определяться степенью изоляции водопромытых интервалов пласта. В этом случае по результатам исследований (возможно бурение «пилотного» ствола) должно проводиться поинтервальное или полное цементирование заколонного пространства в зависимости от вида проходки по пласту (горизонтальной, пологой, вертикально-наклонной) и особенностей строения пласта.

В низкопродуктивных слабозаводнённых зонах залежей конструкция забоя должна позволять проведение ГРП. Гидроразрыв пласта проводится только при пологой и вертикально-наклонной проходке пласта. При выборе боковых стволов для проведения ГРП используются геолого-физические критерии, применяемые для обычных скважин с учётом конструкции забоя.

При оценке показателей эксплуатации участков с боковыми стволами обосновываются как показатели работы бокового ствола, так и показатели эксплуатации участка. При этом также делается обоснование оптимальной депрессии на пласт не только для боковых стволов в водонефтяных, газонефтяных и водогазонефтяных зонах, но и для высокозаводнённых участков залежей, так как они представляют собой недонасыщенные нефтью водонефтяные зоны.

Выбор способа зарезки бокового ствола скважины

Основной вариант зарезки бокового ствола заключается в вырезании «окна». В скважину спускается клин-отклонитель (уипсток) с ориентирующим устройством и устанавливается на искусственный забой. Работы по спуску и установке клин-отклонителя производятся в соответствии с технологией фирм-производителей.

Спуск компоновки на стальных бурильных трубах (СБТ) производится с замером длины инструмента со скоростью не более 0,2 м/с.

Установка клин-отклонителя в наклонно-направленных скважинах должна производиться ориентировочно в пределах $\pm 90^\circ$ по отношению к азимуту искривления основного ствола в месте установки.

После установки клин-отклонителя компоновка с подвесным устройством и телесистемой поднимается и спускается компоновка для вырезания «окна».

Второй вариант забуривания бокового ствола рекомендуется осуществлять путём вырезания части эксплуатационной колонны, установки цементного моста на всю длину вырезанной части и забуриванием бокового ствола с цементного моста.

При зарезке вторых стволов из обсадных колонн вырезание окна с клина чаще всего является более предпочтительным приёмом, чем фрезерование секции обсадной колонны по следующим причинам:

1. На участке вырезания окна высокое качество цементирования обсадной колонны не обязательно, в то время как при сплошном фрезеровании колонны при показаниях приборов акустической цементометрии (АКЦ) менее 70 % рекомендуется проводить дополнительное цементирование под давлением.

2. С точки зрения геологического разреза окна можно вырезать в любых породах, тогда как при фрезеровании секции желательнее иметь в этом интервале песчаные породы.

3. При фрезеровании секции обсадной колонны для обеспечения выноса стружки к параметрам бурового раствора и режиму промывки предъявляются особые требования. При вырезании окна никаких специальных требований ни к параметрам бурового раствора, ни к режиму промывки нет.

4. При вырезании окна не возникает проблем, связанных с выносом металлической стружки, так как при вырезании окна образуется мелкая стружка, а объём фрезеруемого металла в 4–6 раза меньше, чем при фрезеровании секции колонны.

5. Зарезка второго ствола при использовании клина гарантирована на 100 %, так как осуществляется одновременно с вырезом окна. В случае фрезерования секции обсадной колонны зарезка второго ствола является отдельной операцией, и её успех не всегда гарантирован, так как зависит от целого ряда факторов:

- длины фрезерования секции;
- качества установленного цементного моста;
- типа и крепости пород в интервале зарезки;
- типа компоновки низа бурильной колонны (КНБК), режима зарезки и т.д.

6. Начало второго ствола, образованное желобообразным металлическим клином, надёжнее, чем образованное в цементном камне, так как этот участок в дальнейшем будет подвергаться воздействию элементов КНБК и замков бурильных труб при спускоподъёмных операциях и вращении бурильной колонны. Разрушение цемента в интервале второго ствола может привести к непредвиденным проблемам.

7. В вертикальных скважинах, благодаря применению гироскопического инклинометра, клин ориентируется, и новый ствол зарезается сразу в нужном направлении. В случае фрезерования секции второй ствол чаще всего забурируется произвольно и только затем разворачивается в нужном направлении.

8. Операция по вырезанию окна, как правило, дешевле операции фрезерования секции обсадной колонны.

Выбор интервала зарезки второго ствола скважины

При выборе интервала зарезки второго ствола скважины руководствуются следующими критериями:

- глубиной от устья до верхнего края залегания аварийного оборудования, исходя из этого, второй ствол забуривают на 30–50 м выше верхнего края аварийного оборудования;
- наличием в месте предполагаемой зарезки одной эксплуатационной колонны;
- наличием цементного кольца за обсадной колонной, его качеством;
- устойчивостью стенок скважины и минимальной твёрдостью горных пород, для этого лучше всего подходят глинистые пропластки;
- максимальной интенсивностью искривления ствола скважины выше интервала забуривания (она не должна превышать 2–3° на 10 м);
- глубиной нахождения муфт эксплуатационной колонны в интервале предполагаемого выреза;
- герметичностью эксплуатационной колонны в предполагаемом интервале;
- глубиной кровли продуктивного пласта;
- отклонением нового ствола от вертикали;
- радиусом искривления в интервале набора зенитного угла;
- глубиной текущего забоя.

На основании всего вышеперечисленного выбирают интервал и проектируют профиль скважины для зарезки второго ствола.

Забуривание второго ствола скважины через щелевидный вырез в эксплуатационной колонне

Забуривание через щелевидный вырез в колонне проводят в 3 этапа:

- 1) устанавливают клиновое отклонитель;
- 2) фрезеруют вырез в колонне;
- 3) забуривают дополнительный ствол.

При создании выреза применяют, как правило, стационарные отклонители (рис. 1). Существует множество конструкций отклонителей, которые отличаются друг от друга формой рабочей части клина и способом их фиксации в колонне. Наибольшее распространение при создании выреза получили стационарные клиновые устройства. Такие отклонители фиксируются в колонне на расчётной глубине путём установки на цементный мост (на металлический забой), созданный специально спущенной колонной насосно-компрессорных труб, или на стыке муфтового соединения обсадной колонны.

Многообразие конструкций клиновых устройств связано с отсутствием надёжного отклоняющего инструмента для забуривания дополнительных стволов в обсажен-

ных скважинах через щелевидные вырезы. Наиболее сложные аварии связаны с поворотами отклоняющего клина вокруг оси скважины или с отходом верхнего козырька клина от стенки обсадной трубы. При забурировании дополнительного ствола из выреза уменьшенной длины бурильная колонна ломается. Сложные аварии обычно ликвидировать не удаётся. В таких случаях все операции по вырезанию окна в колонне повторяются заново.

Отклоняющий инструмент ориентируют путём визированного спуска или ориентирования на забое. Для этого используют данные об азимуте в интервале забурирования нового ствола.

Ввиду спуска отклоняющего инструмента на трубах малых диаметров (73 и 89 мм) пользуются гироскопическими инклинометрами диаметром 50 и 36 мм.

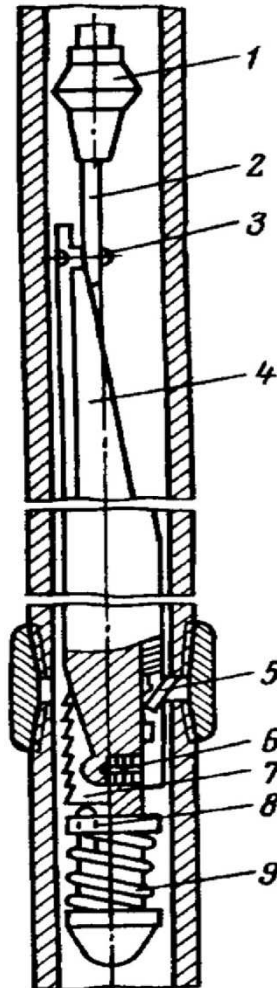


Рисунок 1 – Схема отклонителя висячего типа, устанавливаемого на стыке труб:
 1 – райбер; 2 – направление; 3 – болт; 4 – отклонитель; 5 – защёлка;
 6 – фиксатор; 7 – плашка; 8 – шток; 9 – пружина

В качестве режущего инструмента при создании щелевидного выреза в обсадной колонне используют райберы различных типов. Наиболее распространены райберы типа фрезер-райбер (ФРС) № 1, 2 и 3. Основным райбером № 1 прорезывают отверстие в колонне, затем райбером № 2 отверстие увеличивают на длину скошенной части отклонителя, а райбером № 3 вырез обрабатывают и калибруют.

Райбер с центрирующим направлением (РЦН), разработанный в Азербайджанском государственном научно-исследовательском и проектно-институте нефтяной промышленности (АзНИПИнефти), является универсальным, так как позволяет за один рейс получить полноразмерный вырез в обсадной колонне. Конструкция райбера РЦН представлена на рисунке 2.

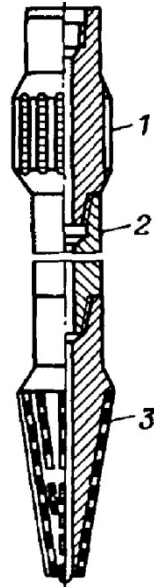


Рисунок 2 – Райбер РЦН конструкции АзНИПИнефти:
1 – верхний райбер; 2 – переводник; 3 – нижний райбер

Райбер состоит из двух рабочих элементов, соединённых между собой переводником 2. Нижний рабочий райбер 3, имеющий форму усечённого конуса, прорезает колонну, а верхний райбер 1, имеющий цилиндрическую форму, калибрует вырез. Нормальный ряд райберов типа РЦН разработан для обсадных колонн диаметрами 141, 146 и 168 мм. Режущие элементы райберов армируются пластинами твёрдого сплава марок ВК8, Т17К12, Т5К12В. В райберах малого диаметра, когда окружная скорость невелика, могут быть использованы быстрорежущие стали.

Райберы, как правило, армируются осколками карбида вольфрама, что даёт возможность после сработки повторно направлять рабочие поверхности инструмента. Ряд фирм выпускает для получения выреза в обсадной колонне алмазные фрезы, которые используют в сочетании с фрезой цилиндрической формы, расположенной выше. Применение таких фрез на глубине свыше 3000 м в колоннах из высокопрочной стали марки Р-110 позволяет сократить число спускоподъёмных операций не менее чем на два рейса для получения одного полноразмерного выреза.

Забуривание второго ствола скважины в интервале сплошного выреза обсадной колонны роторным способом

Образование сплошного выреза в обсадной колонне позволяет упростить забуривание дополнительного ствола. При роторном способе забуривания могут быть использованы отклоняющие клиновые инструменты, устанавливаемые на цементный забой и фиксируемые в нижней части.

Образование сплошного выреза ослабляет обсадную колонну, поэтому область выреза необходимо дополнительно закреплять цементированием участка скважины, включающего ослабленный интервал. Наличие цементного моста позволяет забуривать дополнительный ствол без применения стационарных отклонителей. Наибольшее распространение для забуривания дополнительных стволов получили съёмные клинья (уипстоки) и шарнирные отклонители, конструкция которых показана на рисунке 3.

Съёмный клин (рис. 3а) устанавливают на забой, предварительно образованный разбуриванием цементного камня. Отклоняющий инструмент в виде уипстока и направляющей трубы с шарошечным долотом уменьшенного диаметра спускают до искусственного забоя и забуривают новый ствол.

Отклоняющий инструмент повторно спускают ориентировано до тех пор, пока не будет получено проектное направление по зенитному углу и азимуту скважины. Шарнирный отклонитель (рис. 3б) используют для забуривания дополнительного ствола с цементного забоя. Для этого предварительно подготавливают забой в цементном мосте. Ввиду малой точности ориентирования шарнирный отклонитель чаще всего применяют при забуривании дополнительного ствола в произвольном направлении.

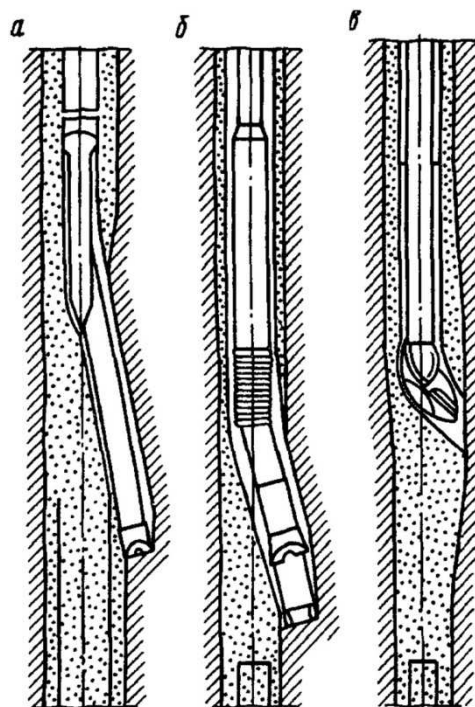


Рисунок 3 – Забурирование дополнительного ствола в интервале вырезанного участка колонны с цементного моста

После образования нового направления необходимо проработать интервал забурирования расширителем для снятия уступов.

В мягких породах при забурировании дополнительного ствола допускается использование долбящих долот (рис. 3в). Долбящее долото имеет скошенные лопасти.

При ударах долотом по забою, а также под действием струи промывочной жидкости в цементном мосту и породе вырабатывается углубление, которое используется в дальнейшем в качестве направляющего участка для обычного долота. В ряде случаев целесообразно дальнейшее бурение с образовавшегося уступа проводить с использованием уипстока или шарнирного отклонителя.

Техника и технология бурения дополнительного ствола из вырезанного участка обсадной колонны с забойными двигателями

Бурение дополнительного наклонного или горизонтального ствола из вырезанного участка обсадной колонны – эффективный способ восстановления бездействующих и повышения производительности малодебитных скважин.

Основным разработчиком технических средств и технологии бурения дополнительного ствола по данной схеме в нашей стране является Научно-производственное объединение «Буровая техника» – ВНИИБТ, специалисты которого проводят исследования в указанной области с 60-х годов прошлого столетия. На начальном этапе разработки технологии для забурирования дополнительного ствола с цементного моста использовались турбинные отклонители ОТ-127 и ОТ2Ш-127 (табл. 1) с одним (переводник с углом перекоса 2°) и двумя перекосами осей (два искривления корпуса 2° и 1°).

Таблица 1 – Техническая характеристика турбинных отклонителей малого диаметра

Шифр отклонителя	ОТ-127	ОТ2Ш-127
Максимальная мощность турбины, кВт	13,0 / 20,5	18,4 / 29,4
Крутящий момент при наибольшей мощности, Н м	165 / 220	240 / 320
Частота вращения вала, мин	760 / 885	–
Перепад давления при наибольшей мощности, МПа	2,5 / 3,4	3,6 / 4,9
Число ступеней турбины	–	92 / 132

Примечание: в числителе при расходе 12 л/с, в знаменателе при расходе 14 л/с

Технология забуривания дополнительного ствола с помощью турбинных отклонителей через сплошной вырез в обсадной колонне не имеет особых отличий от известного способа отклонения скважины от заданного направления, так как забуривание производится с цементного моста. После выреза участка обсадной колонны интервал промывают для удаления металлической стружки и цементируют с таким расчётом, чтобы верхняя отметка цементного камня была выше верхней части выреза на 10–15 м. Затем цементный мост разбуривают до верхней части выреза.

Учитывая необходимость контроля процесса забуривания нового ствола по шламу, буровой раствор полностью заменяют или тщательно очищают. Для забуривания в интервал выреза опускают отклоняющую компоновку и ориентируют в проектном направлении визированием с поверхности при спуске.

В начале забуривания нагрузку на долото выдерживают в пределах 0,5 тонн. Для повторного фрезерования стенки скважины инструмент периодически отрывают от забоя на 0,2–0,5 м в зависимости от твёрдости цементного камня и породы и вновь подают на забой скважины. В ходе забуривания осевую нагрузку постепенно увеличивают и доводят до проектной.

Успешность забуривания контролируется периодическим отбором шлама и его анализом по составу. Считается, что долото полностью вошло в породу, когда в шламе не будет цементной фракции. После углубления скважины в породу на 8–10 м отклонитель поднимают и измеряют зенитный угол и азимут скважины.

Забуривание считается законченным, если дополнительный ствол получил проектное направление.

Основная цель технологии забуривания заключается в формировании нового направленного ствола скважины в пределах вырезанного участка обсадной эксплуатационной колонны.

Ориентирование отклонителя

Устройство для определения положения отклонителя в стволе скважины должно иметь гироскопический датчик азимута, так как ориентирование производится в обсадной колонне, т.е. в магнитной среде.

Гироскопические инклинометры ИГ-36, ИГ-50 предназначены для измерения зенитного угла и азимута наклонной скважины как в обсаженном, так и в открытом стволе. Основные параметры по ним приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Техническая характеристика инклинометров

Тип инклинометра	Г-50	Г-36
Диаметр зонда, мм	0	6
Длина зонда, мм	040	950
Избыточное проверочное давление, МПа	5	5
Диапазон измерения, градус зенитного угла азимута	0-60 0-360	0-60 0-360
Точность измерения зенитного угла, градус	± 0,5	± 0,5
Минимальный зенитный угол для измерения азимута, градус	2	2
Максимально допустимая температура при измерении, °С	60	70

Гироскопический инклинометр ИГ-36 (рис. 4) чешского производства является модификацией ранее выпускавшихся инклинометров ИГ-70 и ИГ-50.

Зенитный угол и азимут считываются с соответствующих шкал пульта управления. Деления на шкалах нанесены равномерно. Всеми функциями прибора управляют с помощью пульта, в том числе и поочерёдным подключением цепей зенитного угла и азимута. При переключении одновременно с подключением цепей в скважинном приборе прижимаются щетки. Прижатие щеток только в момент измерения способствует значительному увеличению точности. В корпусе 1, находящемся в скважине 10, расположены устройство измерения зенитного угла с двумя карданными рамками и гироскопическая система. Наружная рамка 2 с эксцентричным грузиком 5 устанавливает ось

вращения измерительного прибора реохорда зенитного угла 3 перпендикулярно к апсидальной плоскости. Реохорд 3 при наклоне поворачивается под действием грузика 4. Съём сигнала осуществляется щеткой 11. Реохорд азимута 6, жёстко связанный с наружной рамкой 2, поворачивается одновременно с её поворотом.

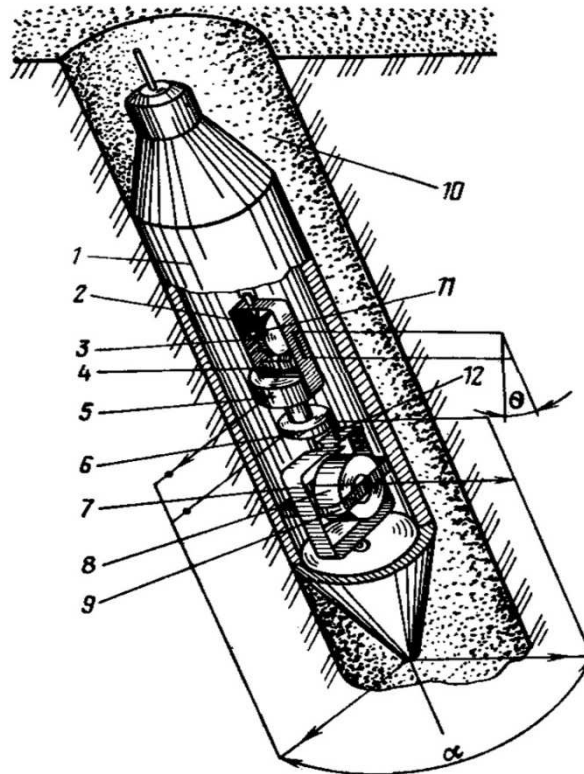


Рисунок 4 – Измерительная часть скважинного прибора инклинометра ИГ-36

Ниже устройства измерения зенитного угла расположена гироскопическая система. Её основой является гироскоп 8 в кардановом подвесе с внутренним кольцом 9 и наружным кольцом 7. Ось вращения гироскопа – горизонтальная. Сохраняя в пространстве направление главной оси, гироскоп 8 стабилизирует в определённом положении систему кардановых колец (рамок) 7 и 9, а также механически закреплённую на наружном кардановом кольце щетку 12 реохорда азимута 6. Азимут определяется по величине относительного разворота щетки 12 и реохорда 6.

Приведённый выше способ определения азимута обеспечивает необходимую точность только при наличии небольшого зенитного угла. С увеличением последнего растёт так называемая карданная ошибка, вносящая погрешность в показания азимута и являющаяся методической ошибкой. Инклинометр ИГ-36 имеет специальное устройство компенсации карданной ошибки, вносящее поправку в показания прибора. Это устройство расположено в пульте управления.

Точность измерения азимута трудно выразить простой и однозначной зависимостью, так как на неё влияет множество внешних факторов. По точности измерение азимута можно разбить на три диапазона в зависимости от величины зенитного угла. При нулевом зенитном угле прибор оказывается нечувствительным по направлению. С увеличением зенитного угла заметно растёт чувствительность прибора. Практически порог чувствительности находится в пределах 2° зенитного угла. При зенитном угле $2-4^\circ$ на точность прибора влияет плохая чувствительность маятникового устройства наружной рамки. Диапазон зенитных углов $4-25^\circ$ – самый благоприятный для измерения азимута. При зенитных углах от 25 до 40° и более возникают очень неблагоприятные условия для работы гироскопической части прибора. С увеличением зенитного угла уменьшается устойчивость гироскопической системы, а в условиях, когда ось скважинного прибора занимает параллельное оси гироскопа положение, последний полностью теряет устойчивость.

Спуск прибора в скважину рекомендуется проводить со скоростью 1–2 м/с. В точке замера прибор останавливают не менее чем на 5 секунд. Измерение проводят при спуске. Каждый раз фиксируется время, когда проводился замер на данной глубине. При подъёме скважинного прибора делают контрольные измерения в тех же самых точках, что и при спуске, а также фиксируется время замера.

Профиль боковых горизонтальных стволов (БГС)

Одним из условий эффективности разработки месторождения БГС является качественное проектирование их траекторий.

Проектирование профиля заключается в формировании регламентирующих параметров, выбора типа профиля, определении комплекса параметров, необходимых для его расчёта, построении и оптимизационной процедуры расчёта выходных параметров траектории БГС.

При определении профиля БГС следует руководствоваться:

- возможностью его выполнения, т.е. соответствием современному уровню техники и технологии;
- оптимальным сочетанием входных и выходных параметров.

При проектировании БГС следует учитывать вероятность пересечения соседних стволов, определяемую с помощью автоматизированных расчётов.

Профили проектируются плоскостными или пространственными.

Если зенитный угол составляет 55–75°, скважина считается пологой, если 75–97° – горизонтальной.

Профиль БГС состоит из двух сопряжённых между собой частей: направляющей и горизонтального участка.

Данные по профилю бокового ствола из наклонно-направленной скважины указаны в таблице 3.

Таблица 3 – Профиль бокового ствола из наклонно-направленной скважины

Номер интервала	1	2	3	4
Вид интервала	набор	стабилизация	набор	горизонтальный участок
Интервал по вертикали, м				
от	1870,5	1899,9	2024,4	2151,9
до	1899,9	2024,4	2151,9	2157,3
Длина интервала по вертикали, м	29,4	124,5	127,5	200,0
Зенитный угол, град.				
в начале интервала	2,81	3	22,19	85
в конце интервала	3	22,19	85	83,38
Интенсивность изменения зенитного угла, град./10 м	0,73	3	3	0
Радиус искривления, м	573,0	164,0		164,0
Горизонтальное отклонение, м				
за интервал	184,92	27,71	67,51	200,0
общее	184,92	212,63	280,14	480,0
Длина бокового ствола, м				
интервала	30,0	132,0	221,0	200,0
общая	30,0	162,0	383,0	583,0
Длина по стволу скважины, м	1915	2047	2268	2468

Четырёхинтервальный профиль бокового ствола из точки вырезки «окна» показан на рисунке 5.

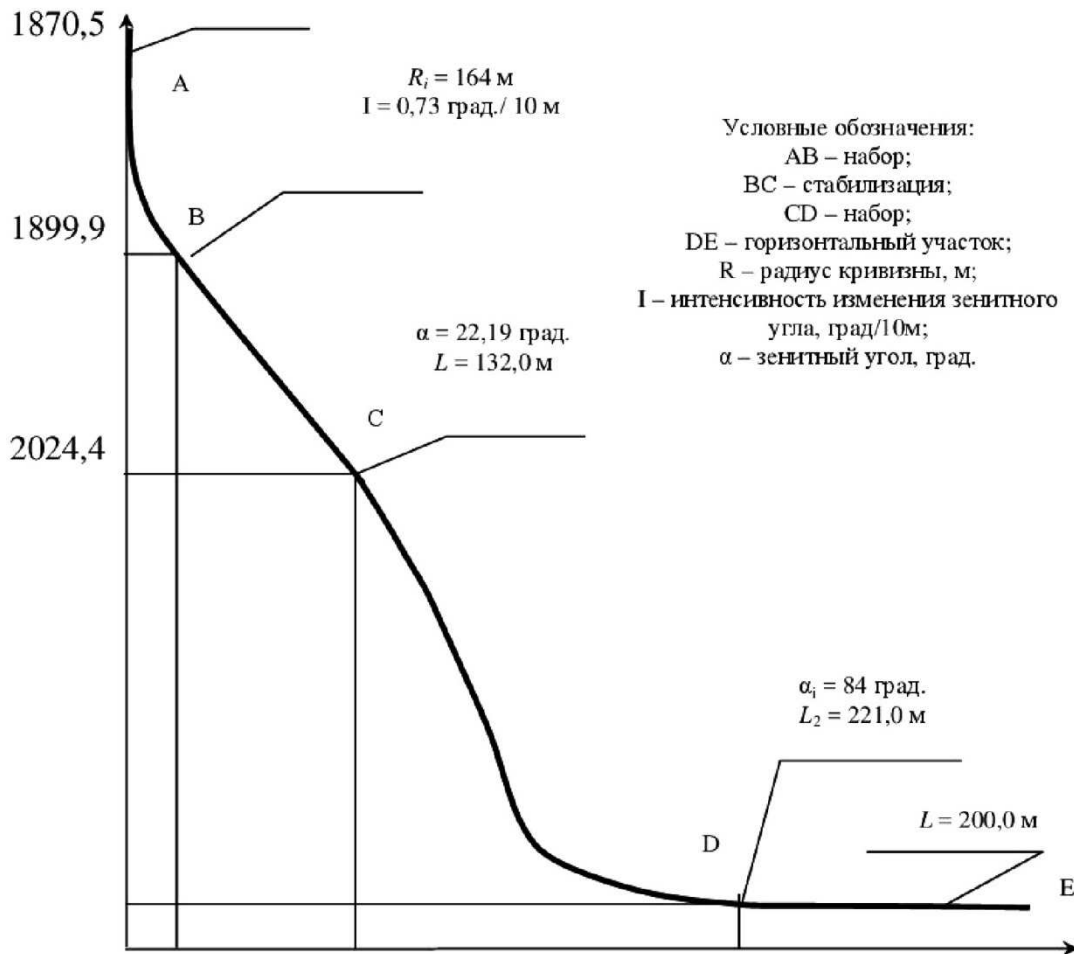


Рисунок 5 – Четырёхинтервальный профиль бокового ствола из точки вырезки «окна»: зенитный угол в интервале вырезки «окна» $2,6^\circ$; допустимая пространственная интенсивность $3 \text{ рад}/10 \text{ м}$

Характеристика и анализ фонда скважин Самотлорского месторождения

Самотлорское месторождение находится в Нижневартовском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области. В непосредственной близости к рассматриваемому месторождению располагаются разрабатываемые Аганское (с запада), Мало-Черногорское (с северо-востока), Лорьеганское (с востока), Мыхпайское (с юга) месторождения (рис. 6).

Анализ фонда скважин Самотлорского месторождения

На 01.01.2017 г. на месторождении пробурено 15301 скважина, что составляет 80 % от проектного фонда. Добывающих скважин 11718, из которых в категории действующих лишь 6590. Значителен фонд бездействующих скважин – 3490, а также высок обводнённый фонд – 1995 скважин, переводимых в категорию контрольно-пьезометрических, которые осложняют разработку месторождения, отрицательным образом влияя на динамику отборов нефти и жидкости.

Влияние темпов отбора жидкости и снижение использования пробуренного фонда скважин на динамику добычи проявляется самым непосредственным образом. В 1981 году достигнут максимум в добыче нефти при отборе 32,3 % от утверждённых извлекаемых запасов и обводнённости продукции 32,5 %. Месторождение вступило в стадию снижающейся добычи нефти. Темпы падения добычи нефти особенно значительны в периоды 1981–82 и 1984–85 гг. Именно тогда объёмы наращиваемой жидкости были минимальными.

Месторождение находится на стадии падающей добычи нефти. Максимальная добыча нефти в объёме 154,8 млн тонн была достигнута в 1980 году. В 1981 году была

добыта миллиардная тонна нефти. Интенсивная добыча, которая продолжалась и в последующие годы, привела к тому, что нефтеносные пласты стали обводняться, и добыча нефти постепенно снижалась. Отбор в 1986 году составил 109,9 млн тонн, в 1987 – 98,9 млн тонн, в 1989 – 86,9 млн тонн, в 1996 году было добыто лишь 16,74 млн тонн нефти.

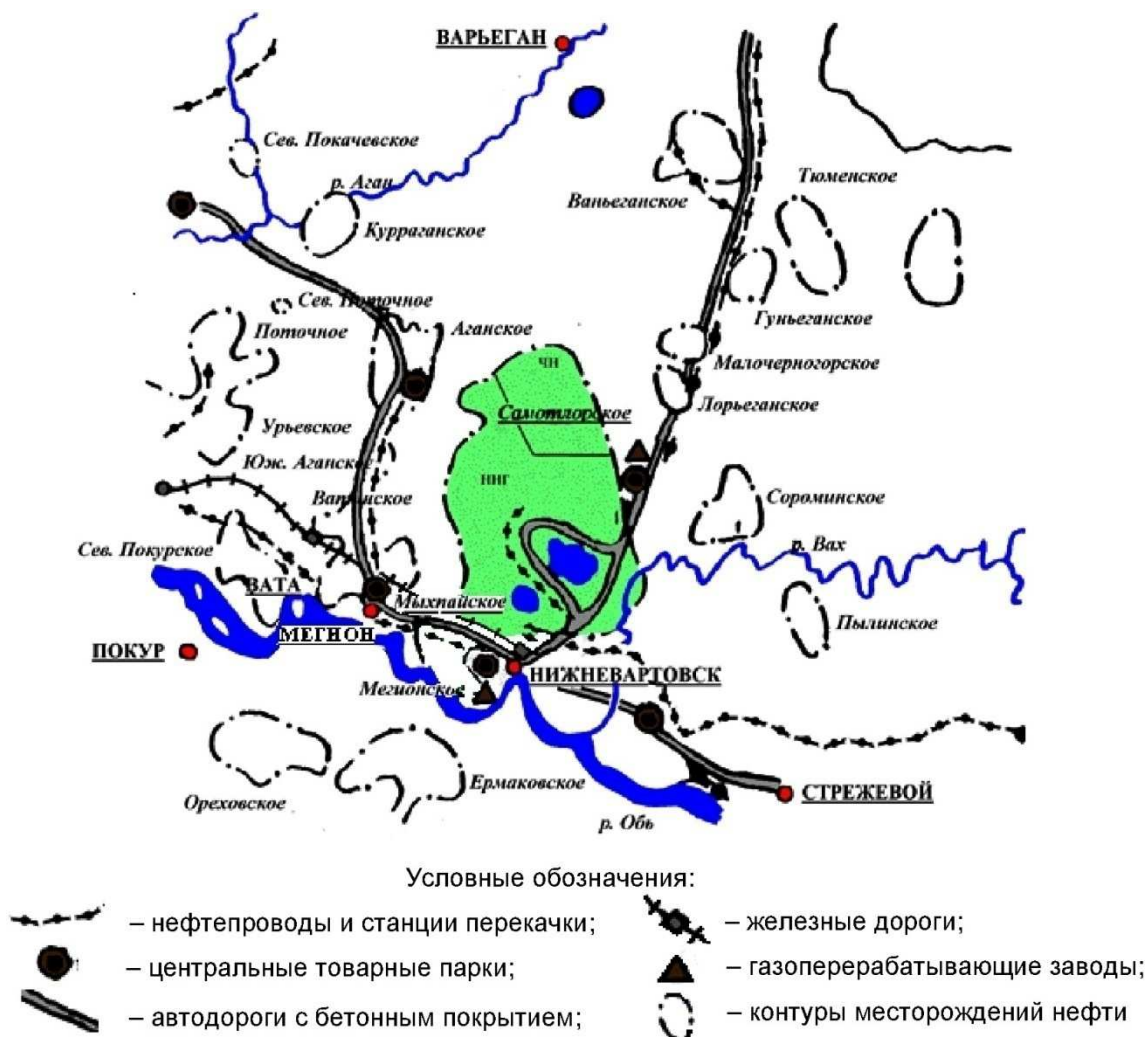


Рисунок 6 – Обзорная карта месторождений нефти и газа Нижневартовского района

Состояние пробуренного фонда скважин на сегодняшний день показано в таблице 4.

Таблица 4 – Состояние пробуренного фонда скважин Самотлорского месторождения на 01.01.2017 г.

Фонд скважин	Категория скважин	По месторождению
1	2	3
Добывающие	Всего на балансе НГДУ	11786
	В т. ч действующие	6640
	Из них фонтанные	361
	ЭЦН	3513
	ШГН	1578
	Газлифт	1188
	В т.ч. бездействующие	3524
	В т.ч. освоения	47

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Нагнетательные	Всего на балансе НГДУ	2923
	В т.ч. действующие	1212
	В т.ч. бездействующие	1195
	В освоении под закачку	47
	Ликвидировано	608
	В консервации	486
	Контрольно-пьезометрические	1495
	Всего пробурено	15301

Фонд добывающих скважин характеризуется высокой долей механизированных скважин и значительной изношенностью оборудования. Это приводит к возрастанию количества таких аварий, как обрыв глубинно-насосного оборудования, НКТ, заклинивания оборудования внутри ствола скважины, смещение и смятие обсадной колонны, заколонная циркуляция (табл. 5).

Таблица 5 – Распределение бездействующего фонда добывающих скважин Самотлорского месторождения по причинам простоя на 01.01.2017 г.

Причина простоя	% от общего числа скважин
Полёт ЭЦН (НКТ)	31,1
Посторонний предмет на забое	3,6
Высокая обводнённость	9
Смена насоса	20
Негерметичность эксплуатационной колонны	8,5
Отсутствие циркуляции	15,1
Отсутствие притока	12,7

Численность скважин, простаивающих по причинам аварийных отказов, имеет тенденцию к неуклонному возрастанию по причине интенсивного роста обводнённости продукции скважин и соответствующего увеличения механизированного фонда, старения эксплуатационного фонда, а также из-за отставания производительности ремонтных служб от темпа пополнения фонда аварийных скважин.

Существующими на данный момент методами ловильных работ, требующими значительных материальных и финансовых затрат, зачастую не удаётся извлечь аварийное оборудование из скважины на поверхность, т.е. они оказываются неэффективными (безуспешными). Значительная часть аварийных скважин может быть восстановлена и введена в эксплуатацию только путём зарезки вторых стволов из существующего ствола, из точки текущего забоя. При этом такое решение зачастую является как единственное приемлемое в технологическом отношении и наиболее эффективным методом возврата скважин в эксплуатацию.

Также зарезка второго ствола (ЗВС) позволяет вскрыть ту часть разреза пласта, которая содержит наибольшую «концентрацию» остаточных запасов нефти (довыработка запасов нефти из заводнённых по подошве пластов путём зарезки вторых стволов в кровлю), и произвести бурение многозабойных скважин с вовлечением дополнительных запасов нефти в нерентабельных для самостоятельного разбуривания пластах. При этом ЗВС скважины является одним из самых сложных, но наиболее эффективных видов капитального ремонта скважин (КРС).

Методология работы с простаивающими скважинами заключается в следующем:

- при наличии остаточных запасов нефти в районе данной скважины проведение операции по зарезке второго ствола в направлении наибольшей концентрации остаточных запасов нефти (величина ОИЗ по данному объекту должна быть достаточной, чтобы за счёт последующей добычи нефти затраты на проведение ЗВС окупались); на части таких скважин целесообразно проведение работ по зарезке горизонтальных стволов;

- при отсутствии ОИЗ, достаточных, чтобы окупить работы по ЗВС, перевод скважин на вышезалегающие объекты либо зарезка второго ствола на нижезалегающие пласты (выбирается наиболее экономически выгодный вариант);

- если в продуктивном разрезе скважины нет потенциальных объектов для проведения вышеупомянутых работ – скважина должна быть ликвидирована.

Около 150 скважин (20 % неработающего фонда) по состоянию на конец 2016 года находились в ожидании проведения текущего ремонта, связанного со сменой насоса. Очевидно, что этот фонд в ближайшее время будет запущен в работу.

Приблизительно 130 скважин (12,7 %) ожидают проведения операции по вызову притока. Основную часть этих скважин не удалось освоить после глушения, проведённого перед выполнением ремонтных работ. На части таких скважин, расположенных в низкопроницаемых зонах пластов, запланировано проведение операций по гидравлическому разрыву пласта.

39,6 % неработающего фонда скважин ожидает ликвидации по техническим причинам (смещение или негерметичность эксплуатационной колонны, полёт на забой НКТ и пр.).

Результаты проведённого анализа позволяют заключить, что пробуренный фонд скважин Самотлорского месторождения обладает определёнными резервами улучшения показателей их использования и эксплуатации. Основными направлениями по работе с фондом скважин на месторождении должны стать:

- сокращение неработающего фонда путём планирования и осуществления адресных мероприятий по бездействующим скважинам (улучшение выработки остаточных запасов, восстановление системы разработки, учёт многопластового характера месторождения);

- оптимизация эксплуатации действующего фонда (выбор оптимальных режимов работы скважинного оборудования и пласта, воздействие на призабойную зону и пласт с целью снижения обводнённости продукции, комплексное сочетание ремонтных работ и воздействия на пласт);

- широкое внедрение новых технологий, позволяющих повысить эффективность использования фонда (зарезка дополнительных горизонтальных стволов, внедрение в больших объёмах потокоотклоняющих МУН).

Техника и технология зарезки боковых стволов на Самотлорском месторождении

Подъёмная установка

Мобильная буровая установка МБУ-125 предназначена для бурения ротором и забойными двигателями эксплуатационных и разведочных скважин. Условная глубина бурения скважин – 2700 м (при бурении колонной 28 кг/м).

Установка состоит из следующих блоков:

- подъёмный блок на полноприводном шасси БАЗ-69099 повышенной грузоподъёмности;

- мобильный блок бурового основания и приёмных мостков на трёхосном прицепе ОЗТП84701 А.

Технические характеристики подъёмного блока показаны в таблице 6, комплектующее оборудование приведено в таблице 7.

Таблица 6 – Технические характеристики подъёмного блока

1	2
Допускаемая нагрузка на крюке, кН (тс)	1226 (125)
Привод механизмов	ходовой двигатель шасси ЯМЗ-8424
Мощность привода, кВт (лс)	330 (450)
Вышка:	
расстояние от земли до оси кронблока, мм	37000
длина поднимаемой свечи, мм	24000

Продолжение таблицы 6

1	2
Емкость магазинов полатей верхового, м:	
бурильные трубы диаметром 114 и 127 мм	2700
бурильные трубы диаметром 73 и 89 мм	3000
Талевая система:	
оснастка	4x5
диаметр талевого каната, мм	28
Лебёдка буровая:	
тяговое усилие, кН (тс)	191 (19,5)
скорость подъёма талевого блока, м/с	0,15–1,5
Гидродинамический тормоз:	
включение	оперативное, дисковой пневматической муфтой
скорость спуска крюкоблока с грузом массой 75 тонн, м/с	0,9
Вспомогательная гидроприводная лебёдка:	
допускаемая нагрузка, кН (тс)	29,5 (3)
Манифольд (стояк с буровым рукавом):	
проходное сечение, мм	76
рабочее давление, МПа (кг/см ²)	19,6 (200)
Аварийный электропривод:	
мощность электродвигателя, кВт	30
скорость подъёма крюкоблока при допускаемой нагрузке, м/мин.	0,8
наибольшая скорость подъёма крюкоблока, м/мин.	2,9
Освещение, В	220 (аварийное 24) взрывозащищённое
Габаритные размеры подъёмного блока (транспорт.), мм	28000x100x4500
Масса подъёмного блока в транспортном положении, кг	60000

Таблица 7 – Комплектуемое оборудование

Буровой ротор РУП560:		
привод	механический	гидравлический
проходное отверстие, мм	560	560
допускаемая нагрузка на стол и клиньевой захват, кН (тс)	1226 (125)	1226 (125)
приводная мощность, кВт (л.с.)	180 (240)	120 (160)
наибольший крутящий момент, кН·м (кг·м)	20 (2000)	16 (1600)
наибольшая частота вращения, с ⁻¹ (об./мин.)	2,5 (150)	1,66 (100)
Вертлюг буровой ВБ125:		
допускаемая нагрузка, кН (тс)	1226 (125)	
диаметр проходного отверстия, мм	75	
наибольшая частота вращения, с ⁻¹ (об./мин.)	6 (360)	
диаметр каротажного кабеля, мм	8,11	
Блок бурового основания и мостков:		
расстояние от земли до подроторных балок, мм	4500	
допускаемая нагрузка, кН (тс)	1226 (125)	

Технические средства

Кроме подъёмной установки, в технологическом процессе проводки второго ствола скважины применяются ещё разнообразное оборудование и механизмы. Перечислим основные из них:

- прицеп-мастерская вагонного типа (в оборудование, установленное на прицепе, входят: мастерская и склад для хранения ручного инструмента; бытовое помеще-

ние для мастера вместе с откидной кроватью и шкафами для буровых журналов; навес хранения инструмента для ловильных и спускоподъёмных операций);

- сдвоенный плащечный противовыбросовый превентор с номинальным проходным отверстием диаметром 179 мм (рабочее давление 20 МПа, габаритные размеры 1461×502×470 мм, вес 930 кг);

- секционный стеллаж для труб смонтирован на колёсах;

- каретка свободного конца трубы представляет из себя прочную раму на четырёх колёсах, монтируется на мостках и защищает концы НКТ и бурильный инструмент при скольжении вверх и вниз по мосткам;

- прицеп с трёхсекционным резервуаром для бурового раствора объёмом 21,4 м³;

- вибросито одинарное двухпалубное, оборудованное 3,75 кВт (5 л.с.), 50 Гц;

- пескоотделитель с одним 305 мм конусом, 3,25 л/с и насадками различного диаметра;

- смесительная воронка низкого давления – 152 мм высокоскоростная, в комплекте с 50,8 мм насадкой трубкой Вентури, воронкой, столом для мешков, 152 мм дроссельным клапаном, смонтированным на основании (расчётная производительность – 8 мешков барита в минуту и 4 мешка геля в минуту при напоре на входе 24 м);

- 3 перемешивателя бурового раствора;

- 3 центробежных насоса производства «Mission», тип «W»;

- трансмиссия автоматическая (гидравлическая) «Allison» (муфты многодискового исполнения, масляное охлаждение, гидравлический привод, самокоррекция на нормальный износ);

- органы управления буровым насосом состоят из установленного пневмопереключателя «Wabco» для трансмиссии «Allison». Пульт управления на удалении 15,24 м от насосной установки вместе с ручным дросселем, воздушным манометром, шлангами длиной 15,24 м и рамы на салазках для установки блока управления и шлангов для транспортировки.

Устьевое и скважинное оборудование, применяемое на Самотлорском месторождении

Согласно руководству по эксплуатации наклонных скважин Западной Сибири (РД 39-1-1007-84) для повышения эффективности эксплуатации скважин рекомендуется профиль, в котором угол наклона ствола в интервале работы оборудования ограничивается 20°, а интенсивность искривления не более 3° на 100 м. При соблюдении этих требований при бурении скважины создаются благоприятные условия эксплуатации электронасосных и штанговых насосных установок.

Для строительства боковых стволов на предприятиях ведётся анализ состояния техники и технологии бурения боковых стволов на месторождении, определяющий наиболее лучшие показатели использования того или иного вида бурового оборудования и технологии зарезки боковых стволов.

Предназначение устьевого оборудования следующее:

- 1) герметизация затрубного пространства, внутренней полости НКТ;

- 2) отвод продукции скважины;

- 3) подвешивание колонны НКТ;

- 4) для проведения технологических операций, ремонтных и исследовательских работ в скважинах.

Для реализации проектных решений в области техники и технологии использовалось следующее оборудование:

1. Для скважин, оборудованных ЭЦН:

- устьевая арматура АФК1Э-65-140 (ГОСТ 13846-84);

- НКТ диаметром 60 мм марки «Д», «К» (ГОСТ 633-80);

- электроцентробежные насосные установки серии УЭЦНМ в модульном исполнении (ТУ-26-06-1486-89) производительностью 50 м³/сут.

2. Для скважин, оборудованных ШГН:

- ШГН типа СШН с диаметром плунжера 28-68 мм, вставные (ОСТ 26-16-06-86);

- станки-качалки типа СКД-6, СКД-8 (ОСТ 26-16-08-87);

- НКТ диаметром 60, 75, 89 мм (ГОСТ 633-80);
 - штанги диаметром 19, 22, 25 мм (ГОСТ 13877-80).
3. Для скважин, оборудованных УЭДН:
- устьевая арматура АФК1Э-65-140;
 - НКТ диаметром 60 мм марки «Д» (ГОСТ 633-80);
 - электродиафрагменные насосные установки производительностью 4–16 м³/сут (УЭД9-000РЭ).

Подбор УЭЦН производился по РД 39-1-390-80 «Универсальная методика подбора УЭЦН к нефтяным скважинам», подбор УШГН по РД 39-1-289-79 «Методика оптимального подбора типоразмера и режима работы ШГНУ».

Расчёт НКТ производится согласно РД 39-1-306-03 «Инструкция по расчёту насосно-компрессорных труб».

Применяемый инструмент

Кроме оборудования и механизмов, применяемых в процессе зарезки второго ствола, в комплект также входят и поставляются разнообразные инструменты.

Инструмент для выполнения СПО:

- элеваторы корпусного типа с центральной защёлкой под углом 18°, для стальных бурильных труб диаметром 73 мм с высаженными наружу концами;
- спайдер с воздушным управлением производства «Oil Country» в комплекте с удерживающим ручным ключом и челюстями размеров от 60 до 89 мм;
- комплект элеваторов с центральной защёлкой для НКТ от 60 до 89 мм и для НКТ с высаженными концами;
- комплект ключей для свинчивания НКТ и бурильной трубы от 60 до 89 мм.

Ловильный инструмент для проведения аварийно-восстановительных работ в скважинах:

- овершоты наружного диаметра 119 мм с 73 мм гладкопроходным муфтовым соединением размерами защёлок от 60 до 89 мм;
- корзиночные и спиральные захваты для овершотов с защёлками от 60 до 89 мм;
- роторные фрезы от 120 до 144 мм;
- направляющие вкладыши роторного стола и предохранительные переводники различного диаметра;
- цилиндрическая фреза с мелким углублением к центру лицевой поверхности (наружный диаметр 120 мм).

Уипсток

НПП «Горизонт» разработало и запатентовало устройство для многоствольного бурения скважин, сущность которого заключается в использовании профильного перекрывателя в качестве проходного якоря без внесения существенных изменений в остальные элементы устройств. Применение специальных якорей и пакеров, предусматривающихся при традиционных технологиях, занимает кольцевое пространство между их корпусами и эксплуатационной колонной. В условиях малого проходного размера эксплуатационной колонны и необходимости применения компоновок с обеспечением транспортировочных зазоров внутренние размеры корпусов посадочных устройств оказываются чрезвычайно малыми, не позволяющими проводить работы ниже этих устройств.

Применение профильного перекрывателя в качестве проходного якоря позволило обеспечить максимальное проходное отверстие при оптимальном транспортном размере. В устройстве, в отличие от аналогов, не происходит существенной потери диаметра в якоря, а потери происходят в посадочной втулке, представляющей собой полую трубу с косым верхним (перовидным) срезом и шпоночным пазом, начинающимся от основания паза. Внутреннее отверстие ограничивается транспортным диаметром компоновки и толщиной стенки втулки. Верхняя часть устройства представляет собой ответную посадочную втулку с направляющей шпонкой, устройства регулировки положения клина относительно шпонки и удлинителей, обеспечивающих требуемую глубину точки зарезки относительно якоря. Устройство может быть выполнено любого диаметра по размеру ствола скважины (рис. 7).



Рисунок 7 – Установка ориентированного уипстока в эксплуатационной колонне для бурения бокового ствола (нескольких стволов)

Для ориентированной установки уипстока в эксплуатационной колонне производятся следующие операции:

1. Спуск компоновки в скважину на необходимую глубину, состоящей из якоря (профильная труба), закреплённого на нём патрубка с ориентационным пазом и направляющим пером, разъединительного устройства (например, на срезных штифтах, цанговое, резьбовое), устройства ориентации (телесистема для ориентированного бурения, гироскоп), технологического инструмента.
2. Установка якорного устройства в обсадной колонне, проверка осевой нагрузки надёжность крепежа.
3. Отсоединение компоновки и поднятие технологического инструмента.
4. Определение положения ориентационного паза гироскопическим инклинометром или иным способом.
5. С помощью поворотного механизма уипстока выставляется необходимое положение клина относительно шпонки.
6. Спуск в скважину компоновки, состоящей из направляющего патрубка с ориентационной шпонкой, удлинителя, клина.
7. После выполнения работ по вырезке технологического окна и бурения бокового ствола производится извлечение уипстока из скважины.
8. В скважине устанавливается другой вид уипстока для крепления бокового ствола «хвостовиком».
9. Производится вырезание верхней части «хвостовика» и извлечение уипстока.
10. Для бурения следующего бокового ствола рабочий уипсток ставится в скважине выше с помощью удлинителя, сориентировав его в заданном направлении.
11. Операции повторяются для необходимого числа боковых стволов.
12. Восстановление проходимости эксплуатационной колонны в якорю осуществляется после бурения и крепления всех запланированных боковых стволов путём непосредственного разбуривания резьбовой пробки и башмака.
13. Возможно бурение с одного уровня нескольких боковых стволов, меняя положение уипстока относительно направляющей шпонки.
14. В процессе эксплуатации многоствольной скважины появляется возможность избирательного ведения работ по всем стволам за счёт временной установки ремонтного уипстока напротив необходимого бокового ствола и последующего его извлечения после проведения работ, меняя его местоположение.

Примечание: уипсток и райбера могут быть поставлены с размерами под требуемую колонну, с соблюдением зарезки по технологии производителя. В данном случае предлагается только оригинальный способ заякоривания без потери основного ствола, возможность извлечения уипстока, а также возможность ориентированной установки уипстока и многоствольное бурение.

Как можно увидеть из краткого описания устройства, его применение может позволить производить зарезку боковых стволов точно по требуемому направлению с любой глубины. Применение его возможно как при зарезке боковых стволов, так и при бурении многоствольных и разветвлённо-горизонтальных скважин без потери нижележащего основного ствола.

Помимо того преимущества, что не теряется основной ствол и зарезка происходит сразу в требуемом направлении, даже несмотря на большие материальные затраты по сравнению с зарезкой боковых стволов из вырезанных участков, при проведении опытных работ отмечено снижение затрат на выполнение работ в связи с сокращением сроков их выполнения.

Однако наибольший эффект ожидается при бурении многоствольных и разветвлённо-горизонтальных скважин, так как устройство и технология будут применяться не только при бурении, но также при избирательном проведении геофизических исследований и воздействии в процессе эксплуатации.

Компоновка фрезеров для забуривания боковых стволов

Данная компоновка предназначена для зарезки боковых стволов из обсадных колонн диаметрами 146, 168 и 245 мм с клиновых отклонителей с углами наклона 2,0–2,5°. Состоит из оконного и расширяющего фрезеров (рис. 8). Торец оконного фрезера армируется режущими твердосплавными пластинами, корпуса фрезеров – металлокерамической композицией.

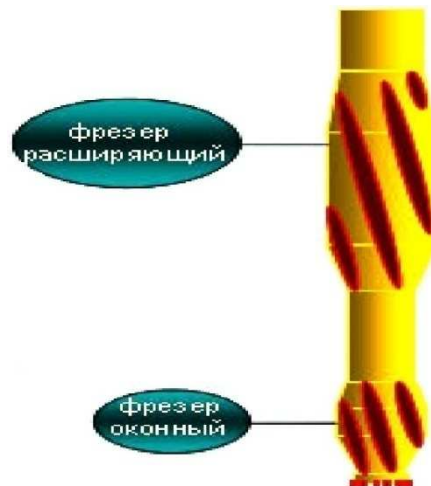


Рисунок 8 – Фрезер для забуривания боковых стволов

Преимущество фрезера заключается в том, что он позволяет за один рейс без последующего расширения вскрыть окно в обсадной колонне и пробурить короткий ствол под КНБК в мягких и средних по твердости породах в течение 5–10 часов. Благодаря реставрации допускается многократное использование путём замены торца и подпайки корпусов металлокерамической композицией.

Литература:

1. Уточнённый проект разработки Самотлорского месторождения : отчёт. – Нижневартовск, 2012.
2. Геологические отчёты НГДУ «Самотлорнефть». – Нижневартовск, 2012.
3. Технологические схемы разработки Самотлорского, Мегионского, Аганского месторождений. Самотлорское месторождение (заключительный отчёт). – Нижневартовск, 2011.
4. Классификатор ремонтных работ в скважинах : РД 153-39.0-083-01. – Москва, 2001.
5. Технологический регламент на бурение наклонно-направленных и горизонтальных боковых стволов скважин : РД 5753490-030-2001. – Тюмень, 2001.
6. Правила ведения ремонтных работ в скважинах : РД 153-39-023-03. – Краснодар : ОАО «НПО «Бурение», 2003.
7. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности : ПБ-08-124-03. – М. : Государственное унитарное предприятие «Научно-технический центр по безопасности в промышленности Ростехнадзора России», 2003.

8. Басарыгин Ю.М., Будников В.Ф., Булатов А.И., Гераськин В.Г. Строительство наклонных и горизонтальных скважин. – М. : Издательство Недра, 2000. – 262 с.
9. Басарыгин Ю.М., Будников В.Ф., Булатов А.И. Теория и практика предупреждения осложнений и ремонта скважин при их строительстве и эксплуатации : справочное пособие в 6 томах. – М. : ООО «Недра - Бизнесцентр», 2000-2004. – Т. 1–6.
10. Булатов А.И., Просёлков Е.Ю., Просёлков Ю.М. Бурение горизонтальных скважин : справочное пособие. – Краснодар : Издательство «Советская Кубань», 2008. – 419 с.
11. Булатов А.И., Просёлков Ю.М. Справочник по бурению горизонтальных скважин : справочное пособие. – Краснодар : Издательство «Советская Кубань», 2008. – 354 с.
12. Булатов А.И., Савенок О.В. Заканчивание нефтяных и газовых скважин: теория и практика. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2010. – 539 с.
13. Булатов А.И., Савенок О.В. Осложнения и аварии при строительстве нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2010. – 522 с.
14. 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.
15. 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.
16. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин» в 4 томах : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013–2014. – Т. 1–4.
17. 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.
18. Булатов А.И., Качмар Ю.Д., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Освоения нафтових і газових свердловин. Наука і практика : монографія. – Львів : Сполом, 2018. – 476 с.
19. Гилязов Р.М. Бурение нефтяных скважин с боковыми стволами. – М. : ООО «Недра - Бизнесцентр», 2002. – 255 с.
20. Зозуля Г.П., Кустышев А.В., Матиешин И.С., Гейхман М.Г., Инюшин Н.В. Особенности добычи нефти и газа из горизонтальных скважин : учебное пособие; под ред. Г.П. Зозули. – М. : Издательский центр Академия, 2009. – 176 с.
21. Калинин А.Г., Никитин Б.А., Солодкий К.М., Султанов Б.З. Бурение наклонных и горизонтальных скважин : справочник; под ред. А.Г. Калинина. – М. : Издательство Недра, 1997. – 648 с.
22. Климов В.В., Савенок О.В., Лешкович Н.М. Основы геофизических исследований при строительстве и эксплуатации скважин на нефтегазовых месторождениях. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 274 с.
23. Попов В.В., Третьяк А.Я., Савенок О.В., Кусов Г.В., Швец В.В. Геофизические исследования и работы в скважинах : учебное пособие. – Новочеркасск : Лик, 2017. – 326 с.
24. Третьяк А.Я., Савенок О.В., Швец В.В. Охрана труда и техника безопасности при бурении и эксплуатации нефтегазовых скважин : учебное пособие. – Новочеркасск : Издательство Лик, 2016. – 290 с.
25. Повышение нефтеотдачи пластов и интенсификация добычи нефти в ООО «РУ-Энерджи КРС-МГ». – URL : http://knowledge.allbest.ru/manufacture/2c0a65635b2ad78b4c43a89421316d36_0.html
26. Кусов Г.В., Березовский Д.А., Савенок О.В. Перспективы разработки Самбургского нефтегазоконденсатного месторождения. Особенности зарезки боковых стволов // Научный журнал Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – № 3. – С. 73–99.
27. Вализада Башир Ахмад, Очередыко Т.Б. Применение горизонтальных скважин для повышения эффективности разработки месторождений на примере 302–303 залежей Ромашкинского месторождения // Научный журнал Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – № 4. – С. 226–249.
28. Савенок О.В., Березовский Д.А., Кусов Г.В., Мусафири Норманн. Оценка перспективности бурения боковых горизонтальных стволов и совершенствования системы разработки на турнейском объекте Черновского месторождения // Научный журнал Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – № 2.

References:

1. The specified project of development of Samotlor field : report. – Nizhnevartovsk, 2012.
2. Geological reports of NGDU Samotlorneft. – Nizhnevartovsk, 2012.
3. Technological schemes of development of Samotlorsky, Megion, Agansky fields. Samotlor field (final report). – Nizhnevartovsk, 2011.
4. The qualifier of repair work in wells : RD 153-39.0-083-01. – Moscow, 2001.

5. Production schedules on drilling of the inclined directed and horizontal side trunks of wells : RD 5753490-030-2001. – Tyumen, 2001.
6. Rules of conducting repair work in wells : RD 153-39-023-03. – Krasnodar : JSC NPO Burenije, 2003.
7. Safety rules for the oil and gas industry : PB-08-124-03. – M. : State unitary enterprise «Scientific and Technological Center on Safety in the Industry of Gostekhnadzor of Russia», 2003.
8. Basarygin Yu.M., Budnikov V.F., Bulatov A.I., Geraskin V.G. Construction of inclined and horizontal wells. – M. : Publishing house Nedra, 2000. – 262 p.
9. Basarygin Yu.M., Budnikov V.F., Bulatov A.I. The theory and practice of prevention of complications and repair of wells at their construction and operation : the handbook in 6 volumes. – M. : LLC Nedra-Businesscentre, 2000-2004. – T. 1–6.
10. Bulatov A.I., Prosyolkov E.Yu., Prosyolkov Yu.M. Drilling of horizontal wells : handbook. – Krasnodar : Soviet Kuban publishing house, 2008. – 419 p
11. Bulatov A.I., Prosyolkov Yu.M. Reference book on drilling of horizontal wells : handbook. – Krasnodar : Soviet Kuban publishing house, 2008. – 354 p.
12. Bulatov A.I., Savenok O.V. Completion of oil and gas wells: theory and practice. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2010. – 539 p.
13. Bulatov A.I., Savenok O.V. Complications and accidents at construction oil and gas wells. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2010. – 522 p.
14. 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.
15. Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repairs of oil and gas wells in 4 volumes. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2012–2015. – T. 1–4.
16. Bulatov A.I., Savenok O.V. Praktikum on discipline «Completion oil and gas wells» in 4 volumes : manual. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2013–2014. – T. 1–4.
17. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremychuk R.S. Scientific bases and practice of development of oil and gas wells. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2016. – 576 p.
18. Bulatov A.I., Kachmar Yu.D., Savenok O.V., Yaremychuk R.S. Osvoennya naftovy i gazovy sverdlovin. Science i practice : monograph. – Lviv: Spol, 2018. – 476 p.
19. Gilyazov R.M. Drilling of oil wells with side trunks. – M. : LLC Nedra-Businesscentre, 2002. – 255 p.
20. Zozulya G.P., Kustyshev A.V., Matiyeshin I.S., Geykhman M.G., Inyushin N.V. Features of oil and gas production from horizontal wells : manual; under the editorship of G.P. Zozuli. – M. : Publishing Academy center, 2009. – 176 p.
21. Kalinin A.G., Nikitin B.A., Solodky K.M., Sultanov B.Z. Drilling of inclined and horizontal wells : reference book; under the editorship of. A.G. Kalinina. – M. : Publishing house Subsoil, 1997. – 648 p.
22. Klimov V.V., Savenok O.V., Leshkovich N.M. Bases of geophysical surveys at construction and operation of wells on oil and gas fields. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2016. – 274 p.
23. Priests V.V., Tretiak A.Ya., Savenok O.V., Kusov, Shvets V.V. Geophysical researches and works in wells : manual. – Novochoerkassk : Face, 2017. – 326 p.
24. Tretiak A.Ya., Savenok O.V., Shvets V.V. Labor protection and safety measures during the drilling and operation of oil and gas wells : manual. – Novochoerkassk : Face publishing house, 2016. – 290 p.
25. Increase in oil recovery of layers and an intensification of oil production in LLC RU-Energy KRS-MG. – URL: http://knowledge.allbest.ru/manufacture/2c0a65635b2ad78b4c43a89421316d36_0.html
26. Kusov G.V., Berezovsky D.A., Savenok O.V. Prospects of development of the Samburgsky oil-gas condensate field. Features of kickoff of side trunks // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar: Publishing house – the South, 2017. – No. 3. – P. 73–99.
27. Valizada Bashir Ahmad, Ocheredko T.B. Application of horizontal wells for increase in efficiency of development of fields on the example of 302–303 deposits of the Romash-kinsky field // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – No. 4. – P. 226–249.
28. Savenok O.V., Berezovsky D.A., Kusov G.V., Musafiri Normann. Assessment of prospects of drilling of side horizontal trunks and improvement of system of development on a turneysky object of the Chernovsky field // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing house – the South, 2018. – No. 2.