

УДК 622.243.24

**ПРИМЕНЕНИЕ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН
ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА ПРИМЕРЕ ЗАЛЕЖЕЙ 302-303
РОМАШКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

**APPLICATION OF HORIZONTAL WELLS
TO INCREASE THE EFFICIENCY OF FIELD DEVELOPMENT
BY THE EXAMPLE OF DEPOSITS 302-303
OF THE ROMASHKINSKOYE FIELD**

Вализада Башир Ахмад

студент-магистрант,
института Нефти, газа и энергетики
Кубанский государственный
технологический университет
bashirahmadv@yahoo.com

Очередько Татьяна Борисовна

кандидат химических наук,
доцент кафедры Нефтегазового дела
имени профессора Г.Т. Вартумяна,
Кубанский государственный
технологический университет
a-ocheredko@mail.ru

Аннотация. Структура сырьевой базы такова, что традиционный ввод месторождений с низкопроницаемыми коллекторами в разработку при разбуривании вертикальными скважинами может быть экономически нецелесообразен, а иногда невозможен, вследствие чего значительный объем запасов окажется невовлеченным в промышленную разработку. В этих условиях наиболее рациональное направление улучшения использования трудноизвлекаемых запасов – переход на принципиально новые системы разработки месторождений с применением горизонтальных и разветвленно-горизонтальных скважин, которые, имея повышенную поверхность вскрытия пласта, снижают фильтрационное сопротивление в призабойных зонах и являются перспективным методом не только повышения производительности скважин, но и величины нефтеотдачи продуктивных пластов. Особенно важно применять системы разработки с горизонтальными и разветвленно-горизонтальными скважинами на месторождениях с высокой геологической неоднородностью, разрозненностью, наличием многочисленных зон замещения продуктивных пластов и зон выклинивания.

Ключевые слова: горизонтальное и разветвленно-горизонтальное бурение; обзор применяемых горизонтальных технологий; анализ эффективности горизонтальных технологий; техника и технология горизонтального бурения скважин; профили горизонтальных скважин; выбор профиля горизонтальной скважины; проектирование профиля горизонтальной скважины.

Valizada Bashir Ahmad

Undergraduate student,
Institute of Oil, Gas and Energy
Kuban state technological university
bashirahmadv@yahoo.com

Ocheredko Tatyana Borisovna

Candidate of chemical sciences,
Associate professor of department
oil and gas business
by name of the professor G.T. Vartumyan,
Kuban state technological university
a-ocheredko@mail.ru

Annotation. The structure of the raw material base is such that the traditional entry of deposits with low permeability reservoirs into development when drilling with vertical wells can be economically inexpedient, and sometimes impossible, as a result of which a significant amount of reserves will be uninvolved in industrial development. Under these conditions, the most rational direction for improving the use of hard-to-recover reserves is the transition to fundamentally new field development systems using horizontal and branch-horizontal wells that, having an increased surface of the formation, reduce the filter resistance in the near-wellbore zones and are a promising method for not only increasing the productivity of wells, but also the oil recovery of reservoirs. It is especially important to use development systems with horizontal and branched-horizontal wells in fields with high geological heterogeneity, fragmentation, the presence of numerous zones of replacement of reservoirs and zones of wedging.

Keywords: horizontal and branched-horizontal drilling; applied horizontal technologies; analysis of the effectiveness of horizontal technologies; technique and technology of horizontal well drilling; profiles of horizontal wells; selection of the horizontal well profile; design of a horizontal well profile.

Общие сведения о месторождении

Ромашкинское месторождение располагается на востоке Республики Татарстан в пределах большей части Альметьевского района, частично захватывая Лениногорский и Сармановский районы.

Геолого-поисковые работы на территории месторождения проводились в течение длительного времени, начиная с 1933 года. К 1948 году был выявлен целый ряд поднятий, входящих в систему Сокско-Шешминских дислокаций. С 1947 года проводились структурно-картировочное и одновременно разведочное бурение. В 1948 году скважина № 3, заложенная в своде нижнепермского Ромашкинского поднятия, которое было выявлено структурно-геологической съёмкой и изучено структурным бурением, дала приток нефти из песчаников пашийского горизонта франского яруса девона. В 1949 году мощные фонтаны девонской нефти были получены из скважин №№ 10 и 11. В дальнейшем было доказано, что контур промышленной нефтеносности девонских отложений выходит далеко за пределы локальных поднятий перми и карбона, на которых были заложены первые разведочные скважины. Разведка была в основном завершена к 1955 году. В результате ее была доказана промышленная нефтеносность в крупном интервале разреза девона и карбона на обширной территории с основной залежью в терригенных пластах пашийского горизонта. В июне 1952 года Ромашкинское нефтяное месторождение было введено в разработку по предварительному проекту. В 1955 году утверждена генеральная схема разработки, согласно которой в целях рациональной интенсификации добычи нефти с применением методов законтурного и внутриконтурного заводнения месторождение было разделено на ряд промысловых площадей. Со времени открытия месторождения на нём пробурено свыше 5000 скважин, вскрывших весь осадочный комплекс.

Месторождение представляет собой очень пологую обширную складку. Продуктивные отложения терригенного девона повторяют очертания структуры фундамента, сложенного докембрийскими отложениями. В пределах структуры вырисовываются отдельные купола с небольшими амплитудами поднятия, не превышающими 20–30 м. Наиболее обширными поднятиями являются Миннибаевское, Абдрахмановское, Павловское и Азнакаевское. Наибольшие углы падения пластов девонских отложений наблюдаются на западном крыле структуры (1,5–2,0°). На других крыльях падение измеряется минутами.

Промышленная нефтеносность в пределах Ромашкинского месторождения в основном связана с терригенными толщами девона и нижнего карбона; меньшие по размерам залежи располагаются в карбонатных коллекторах девона и карбона. Промышленные притоки получены из отложений старооскольского горизонта живетского яруса, пашийского и кыновского горизонтов

На рисунке 1 приведена тектоническая схема расположения районов Ромашкинского месторождения с аномальными частотами прецессии.

Обзор применяемых горизонтальных технологий на объекте разработки

Основные нефтяные месторождения РФ вступили в позднюю стадию разработки, характеризующуюся значительным ухудшением структуры запасов нефти: доля трудноизвлекаемых запасов достигла 80 % против начальных 37 %, высокая обводнённость продукции – 83 %.

При применении традиционных технологий около 75 % остаточных запасов разрабатываемых месторождений и 80 % ещё не введённых в эксплуатацию залежей не могут рентабельно разрабатываться.

Проблема повышения эффективности дальнейшей разработки нефтяных месторождений может быть решена только за счёт широкого внедрения высокоэффективной комплексной технологии разработки трудноизвлекаемых запасов, одним из важнейших элементов которой является широкое использование горизонтальных и разветвлённо-горизонтальных скважин наряду с перевооружением и реорганизацией служб бурения, капитального ремонта, повышения нефтеотдачи, стимуляции работы скважин и, что особенно важно, обязательным налоговым стимулированием разработки трудноизвлекаемых запасов. Бурение и эксплуатация горизонтальных, многозбойных разветвлённо-горизонтальных скважин, проводка горизонтальных стволов из старых, получившие на Западе общее название «горизонтальные технологии», являются одним из ярких и перспективных достижений в нефтегазовой индустрии за последние два десятилетия.

Общепризнано, что применение горизонтальной технологии с соблюдением вполне чётко определённых условий позволяет решить ряд важных проблем разработки нефтяных, нефтегазовых и газовых месторождений.

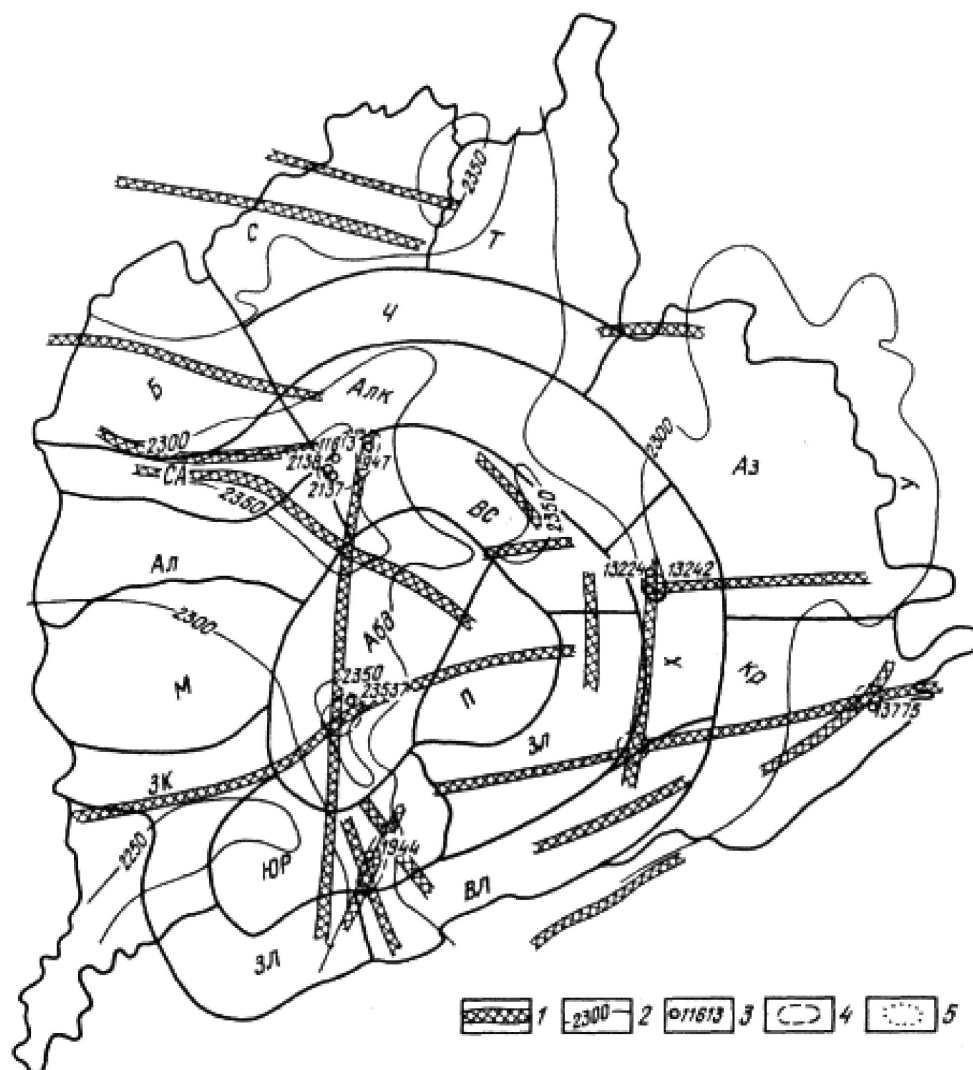


Рисунок 1 – Тектоническая схема расположения районов Ромашкинского месторождения с аномальными частотами прецессии:

1 – разломы кристаллического фундамента; 2 – линии равных частот прецессии;

3 – номер скважины с аномальными частотами прецессии;

участки с аномальными частотами прецессии:

4 – выявленные, 5 – предполагаемые.

Площади Ромашкинского месторождения:

К – Куакбашская; ЗК – Зай-Каратайская; М – Миннибаевская; Ал – Альметьевская;
 САл – Северо-Альметьевская; Б – Березовская; С – Сармановская; Т – Тишлиярская; Ч – Чишминская;
 Алк – Алькеевская; Аз – Азнакаевская; ВС – Восточно-Сулеевская; Абд – Абдрахмановская;
 П – Павловская; У – Уральская; ЮР – Южно-Ромашкинская; З – Зеленогорская; Х – Холмовская;
 ЗЛ – Западно-Лениногорская; ВЛ – Восточно-Лениногорская; Кр – Кармаринская франского яруса

Горизонтальные скважины (ГС) в большей степени, чем вертикальные, позволяют разрабатывать нефтяные месторождения при пластовых давлениях, близких к начальному. Как известно, значительное превышение пластового давления над первоначальным приводит к более высоким темпам обводнения скважин, к уменьшению охвата пласта процессом вытеснения вследствие ускоренного прорыва закачиваемой воды по наиболее проницаемым прослоям продуктивного пласта. Вследствие вышеизложенного, бурение и эксплуатация горизонтальных, разветвлённо-горизонтальных скважин в мире стали одним из важнейших направлений научно-технического прогресса в области разработки нефтяных месторождений, вовлечения в промышленное освоение трудноизвлекаемых запасов нефти.

Можно отметить, что месторождение Альба в Северном море является первым месторождением, освоение которого запланировано исключительно с помощью горизонтальных скважин.

К настоящему времени в мире пробурено более 26000 ГС, более 1300 – в России, в том числе около половины – в Татарстане и Башкортостане. На месторождениях Татарстана объектами применения ГС являются:

- залежи пластового типа, представленные чередованием терригенных нефтенасыщенных пластов и плотных глинистых прослоев, приуроченных к отложениям нижнего карбона и девона;
- залежи массивного типа, приуроченные к карбонатным породам нижнего и среднего карбона.

Освоение горизонтальной технологии в республике было начато в 1976–1978 гг. бурением семи ГС на турнейские отложения Сиреневского и Тавельского месторождений (НГДУ «Ямашнефть»). Две из них (№№ 1990 и 1092) относительно быстро обводнились вследствие проведения при их освоении большеобъемных кислотных обработок. По скважинам №№ 1093, 1094 и 1095 накопленная добыча нефти составила 9,2–13,5 тыс. тонн, дебиты скважин в 1,3–1,7 раз превышали дебиты окружающих вертикальных скважин (ВС). Скважины №№ 1918 и 1947 Сиреневского месторождения оказались наиболее продуктивными: накопленная добыча нефти по ним составила 35,9 тыс. тонн и 40,2 тыс. тонн при средних дебитах более 6 тонн/сут., что в 2,0–2,2 раза выше средних дебитов соседних ВС. Горизонтальная скважина № 1990 в 1986 году была переведена под закачку, на что ГС №№ 1918 и 1947 отреагировали стабильным увеличением дебитов. Так, впервые была реализована определённая система заводнения на участке залежи, разрабатываемой группой горизонтальных и вертикальных скважин.

Бурение ГС в Татарстане возобновилось в 1991 году, в основном, на малопродуктивные турнейские и башкирские отложения небольших месторождений и залежей. В последние годы пробурен ряд ГС на бобриковский (НГДУ «Бавлынефть» и «Нурлатнефть»), данково-лебедянский (НГДУ «Азнакаевскнефть»), башкирский и серпуховский горизонты. В настоящее время по месторождениям Татарстана выполнено более 50 проектных документов разработки нефтяных месторождений, в которых запроектировано бурение более 2000 ГС.

На рисунке 2 приведён типичный пример размещения скважин на месторождениях Татарстана.



Рисунок 2 – Пример размещения ГС в трехрядной системе

Наиболее часто применяемая система разработки – трёхрядное заводнение с веерным (лучевым) размещением горизонтальных добывающих скважин. Так как приёмистость нагнетательных скважин в большинстве случаев достаточно высокая, они проектируются как вертикальные или наклонно-направленные.

На начало 2010 года в Татарстане пробурено 575 горизонтальных скважин, из них 550 освоены, эксплуатируются или были в эксплуатации. Их средний дебит в настоящее время составляет 7,2 тонн/сут., что превышает дебит окружающих вертикальных скважин в 2,2 раза. Горизонтальными скважинами всего добыто 8844 тыс. тонн нефти. Здесь представляет интерес сравнить аналогичные данные по республике Башкортостан, где в действии находятся 295 ГС, средний дебит которых в 2009 году составил около 6 тонн/сут., накопленная добыча нефти 3322 тыс. тонн.

Как показывают результаты освоения и эксплуатации ГС, их продуктивность значительно ниже теоретически возможной. Одной из важнейших причин недостаточной эффективности ГС, очевидно, являются особые условия вскрытия продуктивного пласта горизонтальным стволом, особенно, длительное время воздействия промывочной жидкости на пласт, несимметричность воздействия на призабойную зону различных химических агентов и т.д. Другой не менее важной причиной недостижения ожидаемых результатов эксплуатации ГС является отставание организации поддержания пластового давления.

Хотя в Татарстане накоплен определённый опыт применения ГС – проектирования, проводки, каротажа, крепления, освоения и эксплуатации, тем не менее, резервы дальнейшего повышения эффективности горизонтальной технологии ещё далеко не исчерпаны.

На практике часто имеет место недостаточно точное определение гипсометрического положения точки входа в продуктивный пласт. Вследствие этого вместо рекомендуемой преимущественно нисходящей формы условно горизонтального участка в действительности получаются синусоидальные, v-образные и другие почти случайные конфигурации наиболее ценного и важного участка ствола ГС практически вне связи с геологическими условиями.

Чрезвычайная сложность управления процессом бурения ГС без надёжной информации о продуктивном пласте, фактическом геологическом положении бурового инструмента относительно кровли пласта, ВНК или ГНК приводит к снижению эффективности ГС.

Особое внимание следует уделять проблеме восстановления бездействующего фонда скважин. Одним из способов решения этой проблемы является забуривание вторых стволов из эксплуатационных колонн.

Профили скважин, в которых были пробурены боковые горизонтальные стволы, представлены на рисунке 3.

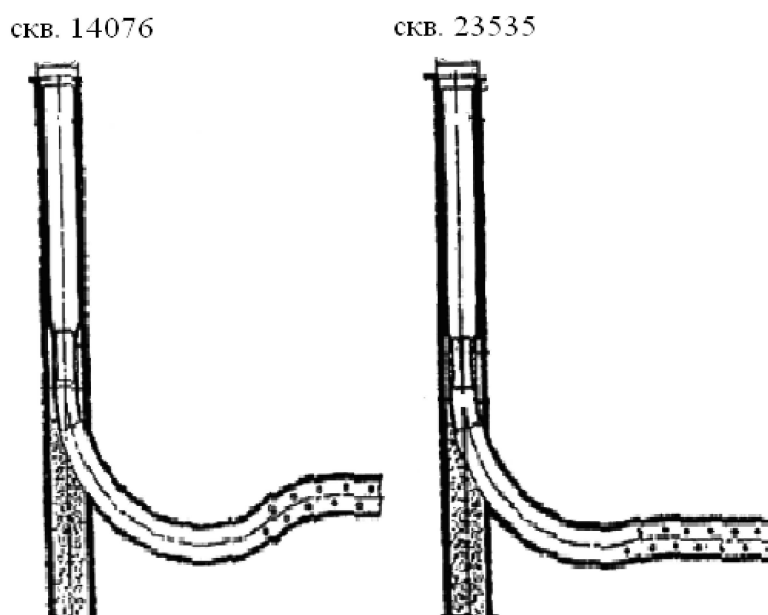


Рисунок 3 – Профили скважин №№ 14076 и 23535 с БГС

На залежах 302-303 пробурены 109 горизонтальных скважин, 8 разветвлённо-горизонтальных скважин и в одной скважине был забурен боковой горизонтальный ствол.

Анализ эффективности применяемых горизонтальных технологий в условиях рассматриваемого объекта разработки

На 01.01.2010 г. на залежах 302-303 пробурены 109 горизонтальных скважин, в том числе на башкирские отложения – 21, на серпуховские – 88. В целом за весь период эксплуатации добыто горизонтальными скважинами 1079,25 тыс. тонн нефти или же 9,9 тыс. тонн на одну скважину. При этом средний текущий дебит составил 6,3 тонн/сут., что в 2,5 раза выше, чем по вертикальным скважинам. По скважинам, пробуренным на серпуховский горизонт, средний дебит составил 6,5 тонн/сут., что в 2,6 раза выше, чем по вертикальным скважинам. На одну скважину в среднем добыто 10,0 тыс. тонн нефти. По скважинам, пробуренным на башкирский горизонт, средний дебит составил 5,8 тонн/сут. Это в 2,3 раза выше, чем по вертикальным скважинам. На одну скважину в среднем добыто 9,44 тыс. тонн нефти.

Средний текущий дебит составляет 6,3 тонн/сут., этот показатель ниже дебита для ГС, пробуренных в терригенные отложения, но бурение таких скважин в зонах со значительными запасами на 1 скважину (не менее 20 тыс. тонн) позволяет успешно применять ГС в этих условиях.

Рассматривая скважины, введенные из бурения с 2001 года видно, что вертикальных скважин было пробурено в 1,95 раза больше, чем горизонтальных, отработанное время соответственно тоже в два раза больше. Дебит на 1 м вскрытой толщи на горизонтальных скважинах на порядок ниже. Несмотря на вышеперечисленное, 109 горизонтальных скважин добыли нефти больше, чем 213 вертикальных. И если провести расчёт добычи нефти 1 скважиной на одинаковое отработанное время то получается, что горизонтальная скважина добыла в 2,5 раза больше нефти, чем одна вертикальная. Даже при практически сопоставимых расстоянию до ВНК, вертикально вскрытой нефтенасыщенной толщине. Сравнительные характеристики работы ГС и вертикальных скважин приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Сравнение показателей работы вертикальных и горизонтальных скважин, введённых в эксплуатацию на залежах 302-303 в период с 2001 года

Показатели	Вертикальная	Горизонтальная
Скважин	213	109
Отработанное время, дни	325417	186687
Средняя стоимость 1 скважины	7,5	13
Накопленный отбор, тонн	813544	1079250
Добыто нефти на 1 скважину, тонн	3819,5	9901,4
Добыто на 1 млн. рублей затрат, тонн	509,3	761,6
Средний дебит нефти, тонн/сут.	2,5	6,3
Средний дебит на 1 м перфорированной толщины, тонн/сут./м	0,38	0,04

В результате проделанного анализа видно, что, несмотря на имеющиеся трудности и сложности с практической реализацией, использование горизонтальных технологий является высокоэффективным мероприятием и позволяет рекомендовать его дальнейшее развитие на 302-302 залежах Ромашкинского месторождения.

Техника и технология горизонтального и наклонно-направленного бурения скважин

Существуют два способа горизонтального бурения на нефть и газ. Первый (распространён в США) представляет собой прерывистый процесс проводки скважин с использованием роторного бурения (применяется с начала 20 века). При этом способе с забоя скважины долотом меньшего диаметра, чем диаметр ствола скважин, забуривается углубление под углом к оси скважины на длину бурильной трубы (рис. 4) с помощью съёмного или несъёмного клинового (рис. 5) либо шарнирного (рис. 6) устройства.

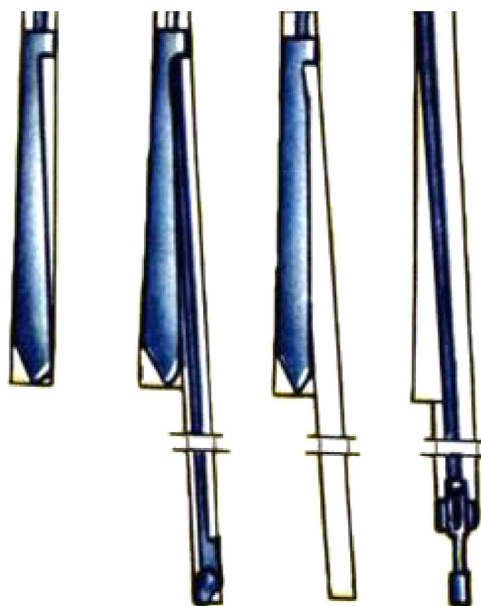


Рисунок 4 – Схема бурения клиновым устройством

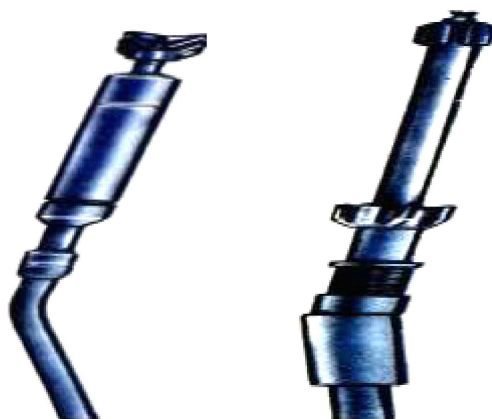


Рисунок 5 – Клиновой отклонитель Рисунок 6 – Шарнирный отклонитель

Полученное таким образом направление углубляется и расширяется. Дальнейшее бурение ведётся долотом нормального диаметра с сохранением направления с помощью компоновки низа бурильной колонны, оснащённой стабилизаторами.

Второй способ, предложенный Р.А. Иоаннесяном, П.П. Шумиловым, Э.И. Тагиевым и М.Т. Гусманом в начале 40-х годов 20 века, основан на использовании турбобура либо др. забойного двигателя. Этот способ представляет собой непрерывный процесс набора искривления и углубления скважины долотом нормального диаметра. При этом способе для набора искривления используется такая компоновка низа бурильной колонны, при которой на долото в процессе бурения действует сила, перпендикулярная его оси (отклоняющая сила). В этом случае весь процесс наклонно-направленного бурения сводится к управлению отклоняющей силой в нужном азимуте. Создание отклоняющей силы может осуществляться различными путями. Если турбобур односекционный, то для получения необходимой отклоняющей силы достаточно иметь над турбобуром переводник с перекошенными резьбами, либо искривлённую бурильную трубу (рис. 7).

При пропуске турбобура в скважину изогнутая часть компоновки над турбобуром за счёт упругих деформаций стремится выпрямиться, а в сечении изгиба возникает момент силы. Отклоняющая сила в этом случае равняется моменту силы, разделённому на расстояние от сечения изгиба до долота. Интенсивность набора угла искривления при описанной выше компоновке будет невысокой, а предельный угол искривления – менее 30°. Для более интенсивного набора искривления сечение изгиба, где возникает

момент упругих сил, переносят ближе к долоту. Для этой цели применяются специальные шпиндели и турбобуры. Так как при таких шпинделях резко увеличивается отклоняющая сила, то интенсивность набора угла искривления и предельная величина искривления существенно увеличиваются.



Рисунок 7 – Турбинный отклонитель с искривлённой буровой трубой

На интенсивность набора угла искривления влияет также частота вращения долота и скорость подачи буровой колонны в процессе бурения. Чем выше частота вращения долота и чем меньше скорость подачи буровой колонны, тем интенсивнее под действием отклоняющей силы происходит фрезерование стенки скважины и тем интенсивнее искривление. Наибольшая интенсивность искривления может быть получена при применении в нижней части турбобура эксцентричного ниппеля, который позволяет выводить ствол скважины в горизонтальное положение.

Прямолинейные наклонные участки ствола скважины бурятся с компоновками, оснащёнными стабилизаторами. Ориентирование отклоняющей силы в нужном азимуте может осуществляться визирным спуском буровой колонны либо с помощью инклинометра при установке над турбобуром диамагнитной трубы и магнитным устройством, расположенным в плоскости действия отклоняющей силы. Указанные методы ориентирования отклоняющей силы должны учитывать угол закручивания буровой колонны, возникающий из-за реактивного момента турбобура, что в некоторой степени отражается на точности ориентирования. В 80-х гг. распространяются системы телеконтроля, позволяющие в процессе бурения контролировать направление действия отклоняющей силы. За рубежом при наклонно-направленном бурении интервалы набора искривления и выправления кривизны осуществляются в основном турбобурами либо объёмными двигателями, прямолинейные интервалы ствола бурятся роторным способом.

Отклонители

Назначение отклоняющих устройств – создание на долото отклоняющего усилия или наклона оси долота к оси скважины в целях искусственного искривления ствола скважины в заданном или произвольном направлении. Их включают в состав компоновок низа буровых колонн. Они отличаются своими особенностями и конструктивным выполнением.

В турбинном бурении в качестве отклоняющих устройств применяют кривой переводник, турбинные отклонители типа ТО и ШО, отклонитель Р-1, отклонитель с накладкой, эксцентричный ниппель и др.; в электробурении – в основном механизм искривления (МИ); в роторном бурении – отклоняющие клинья, шарнирные отклонители и др. Рассмотрим некоторые отклонители.

Кривой переводник (рис. 8) – это наиболее распространённый и простой в изготовлении и применении отклонитель при бурении горизонтальных скважин. Он представляет собой толстостенный патрубок с пересекающимися осями присоединительных резьб. Резьбу с перекосом 1–40 нарезают в основном на ниппеле, в отдельных случаях – на муфте. Кривой переводник в сочетании с УБТ длиной 8–24 м крепят непосредственно к забойному двигателю. Отклонитель Р-1 (рис. 9) выполняется в виде отрезка УБТ, оси присоединительных резьб которой перекошены в одной плоскости и в одном направлении относительно её оси. Отклонитель Р-1 предназначен для набора зенитного угла до 90° и выше, изменения азимута скважины, зарезки нового ствола с цементного моста и из открытого ствола.

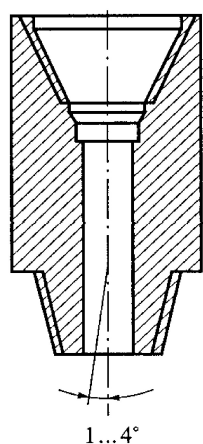


Рисунок 8 – Кривой переводник

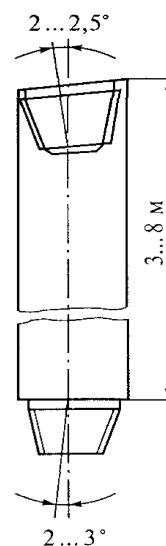


Рисунок 9 – Отклонитель Р-1

Отклонитель с накладкой – это сочетание кривого переводника и турбобура, имеющего на корпусе накладку. Высота накладки выбирается такой, чтобы она не выдавалась за габаритные размеры долота. Отклонитель с накладкой при применении односекционных турбобуров обеспечивает получение больших углов наклона скважины. Его рекомендуется применять в тех случаях, когда непосредственно над кривым переводником необходимо установить трубы малой жёсткости (немагнитные или обычные буровые трубы).

Отклоняющее устройство для секционных турбобуров представляет переводник, соединяющий валы и корпуса верхней и нижней секции турбобура под углом 1,5–2,0°, причём валы соединяются с помощью муфты.

Турбинные отклонители (ТО) конструктивно выполняются посредством соединения нижнего узла с верхним узлом через кривой переводник, а валов – через специальный шарнир. Серийно выпускаются турбинные отклонители (рис. 10) и шпиндельные отклонители (ШО).

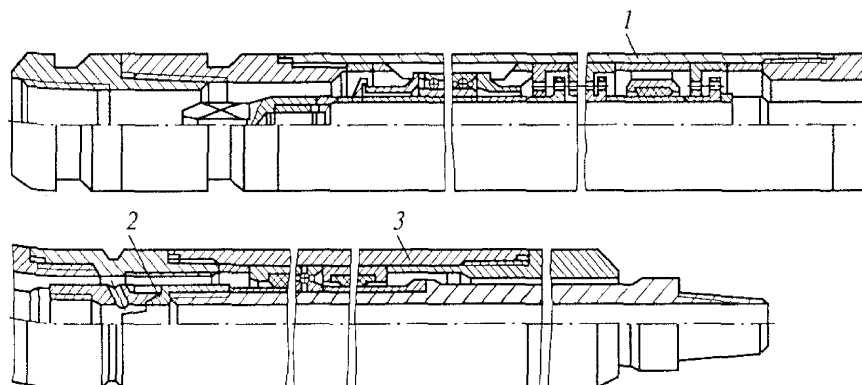


Рисунок 10 – Турбинный отклонитель ТО-2:

1 – турбинная секция; 2 – шарнирное соединение; 3 – шпиндельная секция

Турбинные отклонители имеют следующие преимущества:

- кривой переводник максимально приближен к долоту, что увеличивает эффективность работы отклонителя;
- значительно уменьшено влияние колебания осевой нагрузки на величину отклоняющей силы на долоте, что позволяет получить фактический радиус искривления, близкий к расчётному.

Недостаток турбинных отклонителей – малая стойкость узла искривленного соединения валов нижнего и верхнего участков отклонителя.

Эксцентричный ниппель представляет собой отклонитель, выполненный в виде накладки, приваренной к ниппелю турбобура. Применяется этот отклонитель при бурении в устойчивых породах, где отсутствует опасность заклинивания или прихвата буровой колонны.

Упругий отклонитель состоит из специальной накладки с резиновой рессорой. Накладка приваривается к ниппелю турбобура. Этот отклонитель применяют при бурении в породах, где эксцентричный ниппель не применим из-за опасности прихватов.

Механизм искривления – это отклонитель для бурения наклонно-направленных скважин электробуром. В таких механизмах валы двигателя и шпинделя сопрягаются под некоторым углом, что достигается применением зубчатой муфты сцепления.

Многозабойное бурение

Многозабойное бурение – вид наклонно-направленного бурения, включающий проходку основного ствола с последующим забуриванием и проходкой в его нижней части дополнительных стволов, пересекающих геологическую структуру.

Многозабойное бурение применяется с целью повышения эффективности буровых работ при разведке и добыче полезных ископаемых, достигаемой за счёт увеличения доли полезной протяжённости стволов скважин.

Наиболее широко многозабойное бурение используется при разведке твёрдых полезных ископаемых. Многозабойное бурение принято называть разветвлённо-горизонтальным бурением (рис. 11). Впервые это бурение осуществлено в США (1930). Использование забойных двигателей при многозабойном бурении впервые реализовано в СССР по предложению А.М. Григоряна, В.А. Брагина, К.А. Царевича в 1949 году.

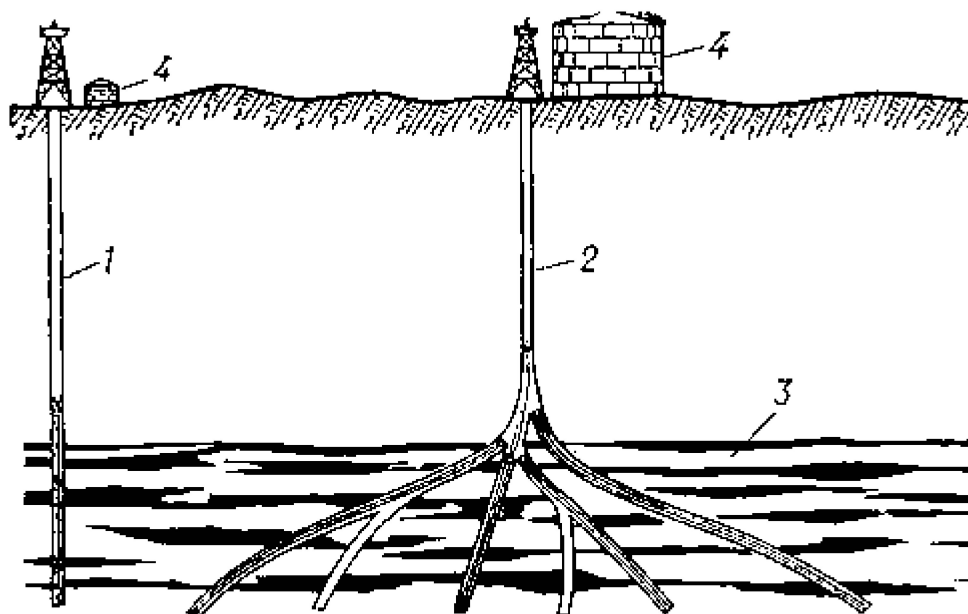


Рисунок 11 – Способы вскрытия пласта:

- 1 – обычная скважина; 2 – многозабойная скважина;
3 – продуктивный пласт нефти; 4 – резервуар для нефти

Многозабойное бурение целесообразно в сравнительно устойчивых продуктивных пластах мощностью 20 м и более, например, в монолитных или с прослоями глин и

сланцев, нефтеносных песчаниках, известняках и доломитах при глубинах 1500–2500 м, при отсутствии газовой шапки и аномально высоких пластовых давлений. Многозабойное бурение сокращает число обычных скважин благодаря увеличению дренированной поверхности продуктивного пласта. Для проводки многозабойной скважины используется комплекс технических средств и контрольно-измерительной аппаратуры, обеспечивающих проводку стволов в заданном направлении.

На рисунке 12 показана многозабойно-горизонтальная скважина-гигант.

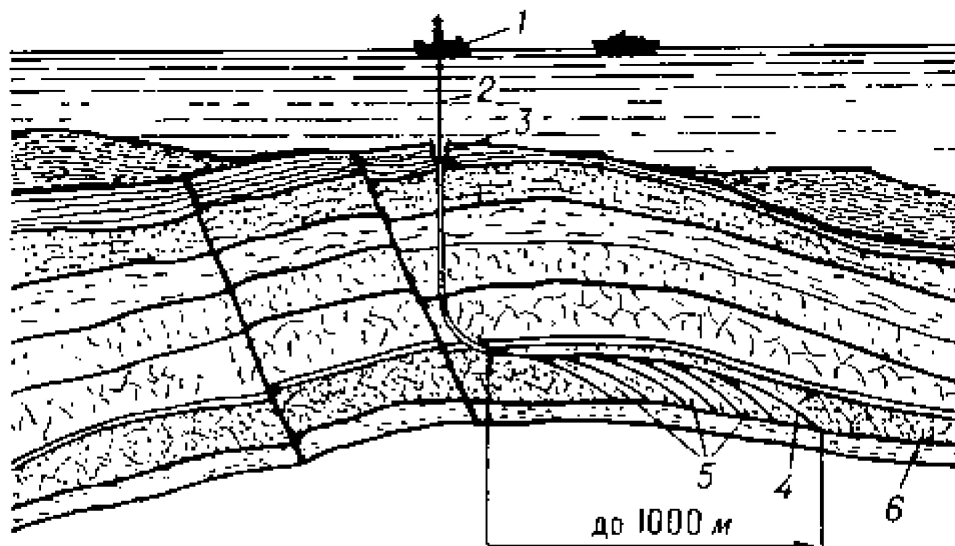


Рисунок 12 – Многозабойно-горизонтальная скважина-гигант:
 1 – плавучая буровая установка; 2 – трубы; 3 – устье скважины;
 4 – основной ствол; 5 – ответвления; 6 – нефтеносный пласт

Вскрытие нефтяных пластов многозабойными скважинами позволяет увеличить дебиты нефтяных скважин за счёт увеличения поверхности фильтрации, увеличить нефтеотдачу пласта, ввести в промышленную разработку малодебитные месторождения с низкой проницаемостью коллектора или высоковязкой нефтью, повысить приёмистость нагнетательных скважин и точность проводки противofонтанных скважин за счёт перебуривания только нижних её интервалов в случае непопадания первым стволом. В нефтедобывающих районах эксплуатируются скважины с 5–10 ответвляющимися стволами длиной по 150–300 м каждый. Благодаря этому приток нефти на первом этапе эксплуатации в несколько раз больше, чем из обычных скважин. В нашей стране с помощью многозабойного бурения успешно проведены десятки скважин на нефть, разрабатывается и испытывается многозабойное бурение глубоких горизонтальных скважин большой протяжённости (несколько км).

Профили горизонтальных скважин

Профиль горизонтальной скважины состоит из двух сопряжённых между собой частей: направляющей части и горизонтального участка.

Под направляющей частью профиля следует понимать часть ствола скважины от её устья до точки с заданными координатами на кровле или непосредственно в самом продуктивном пласте, являющемся началом горизонтального участка.

В отличие от наклонных скважин при проводке направляющей части горизонтальной скважины необходимо на проектной глубине вывести ствол скважины не только в точку с заданными координатами, но и, что очень важно для дальнейшей проводки горизонтального участка, под заданным углом.

Так как горизонтальный участок предназначен для продольного вскрытия продуктивного пласта, который может иметь различную форму и структуру, то, в свою очередь, горизонтальный участок профиля должен иметь соответствующую геометрию.

При проектировании горизонтальных скважин используют только J-образный тип профиля.

По величине радиуса кривизны ствола различают три типа профиля горизонтальной скважины: с большим, средним и малым радиусами (рис. 13).

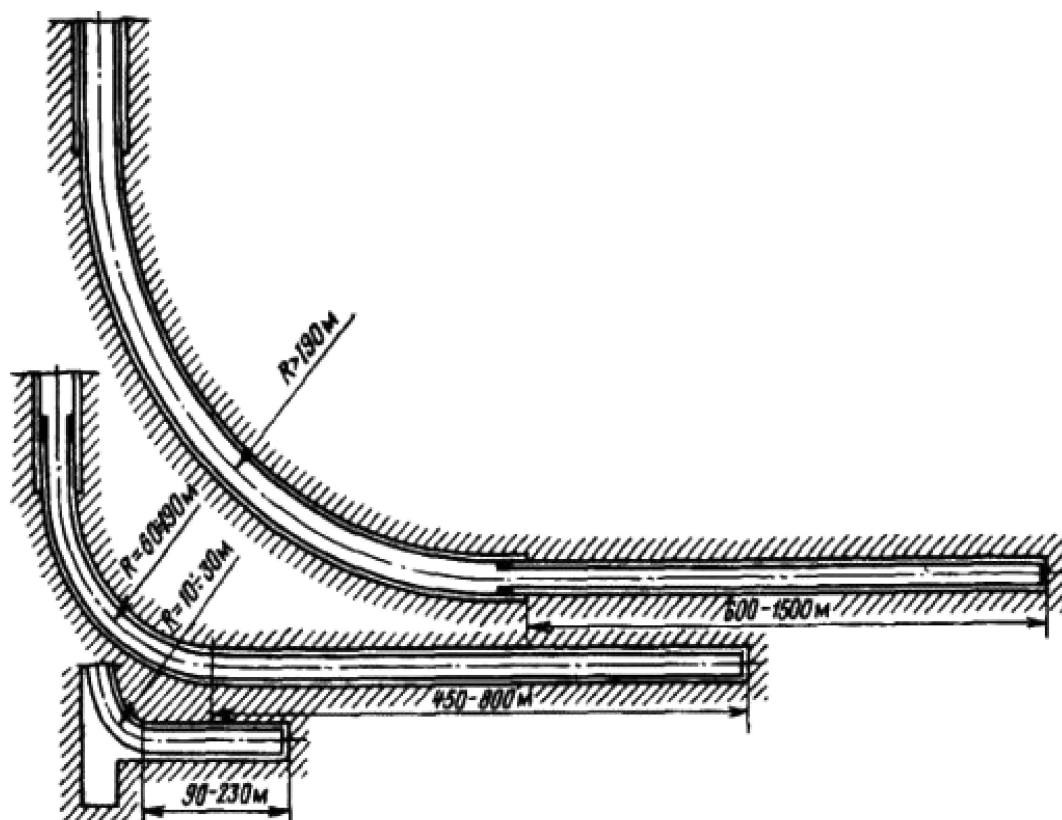


Рисунок 13 – Схемы горизонтальных скважин с большим ($> 190 \text{ м}$), средним ($60-190 \text{ м}$) и малым ($10-30 \text{ м}$) радиусом кривизны

Горизонтальные скважины с большим (более 190 м) радиусом кривизны могут быть реализованы при кустовом способе бурения на суше и на море, а также при бурении отдельных скважин с большим отклонением от вертикали при длине горизонтального участка $600-1500 \text{ м}$.

При строительстве данных скважин используется стандартная техника и технология наклонно направленного бурения, позволяющая получать максимальную интенсивность искривления $i = 0,7 \div 2,0^\circ$ на 10 м проходки.

Горизонтальные скважины со средним радиусом кривизны применяются при бурении как одиночных скважин, так и для восстановления продуктивности эксплуатационных скважин. При этом максимальная интенсивность искривления скважины находится в пределах от 3 до 10 градус/ 10 м (радиус $60-190 \text{ м}$) при длине горизонтального участка $450-900 \text{ м}$. Горизонтальные скважины, выполняемые по среднему радиусу, наиболее экономичны, так как имеют значительно меньшую длину ствола (по сравнению со скважинами с большим радиусом), а также обеспечивают более точное попадание ствола в заданную точку на поверхности продуктивного горизонта, что особенно важно для разбуривания маломощных нефтяных и газовых пластов.

Горизонтальные скважины с малым радиусом кривизны успешно используются при разбуривании месторождений, находящихся на поздней стадии эксплуатации, а также для бурения ствола скважины из вырезанного участка эксплуатационной колонны. Профиль скважины с коротким радиусом искривления позволяет разместить насосное оборудование в вертикальном участке скважины и обеспечить наибольшую точность попадания ее ствола в заданную точку поверхности продуктивного горизонта. При этом радиус кривизны ствола скважины составляет $10-30 \text{ м}$ (интенсивность $1,1-2,5^\circ$ на 1 м) при длине горизонтального участка $90-250 \text{ м}$.

С уменьшением радиуса кривизны ухудшаются условия работы труб в скважине, снижается вероятность прохождения в скважину забойных двигателей, геофизической аппаратуры и обсадных труб. Если скважины с большим радиусом кривизны можно бурить с применением обычных забойных двигателей и бурильных труб, то при бурении скважин по среднему радиусу в компоновку низа бурильной колонны включают

специальные трубы и укороченный двигатель. Проводка скважин с коротким и ультракоротким радиусом (менее 10 м) кривизны также невозможна без специальных бурильных труб и инструмента. Доля скважин со средним и коротким радиусом кривизны в общем объёме постоянно растёт.

Проектирование профиля горизонтальной скважины в России осуществляется преимущественно по профилю с большим и средним радиусами кривизны ствола скважины.

Проектирование горизонтальных скважин на Ромашкинском месторождении и окружающих его площадях осуществляется по комбинированному профилю с тангенциальным участком. Такой профиль включает вертикальный участок длиной до 400–700 м, участок начального искривления до 45–75° по радиусу 286–384 м, тангенциальный участок длиной 20–100 м, участок увеличения зенитного угла до 86–95° по радиусу 90–120 м, горизонтальный участок длиной 200–450 м. В некоторых случаях в целях корректировки зенитного угла вместо тангенциального участка включают участок увеличения зенитного угла.

По аналогичному профилю проектируются горизонтальные скважины в Южно-Уральском регионе и на нефтяных месторождениях Печорского бассейна.

Выбор и проектирование профиля горизонтальной скважины

Большое разнообразие геолого-технических условий эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, различное состояние их разработки требуют индивидуального подхода к проектированию горизонтальных скважин даже в пределах одного месторождения или площади.

Основной целью бурения горизонтальной скважины является не пересечение продуктивного пласта в поперечном направлении, как при наклонном бурении, а вскрытие нефтегазосодержащей части пласта продольным стволом. Поэтому проектирование горизонтальной скважины целесообразно начинать с определения протяжённости, формы и направления горизонтального участка скважины.

Указанные параметры зависят от степени неоднородности продуктивного пласта, его мощности и литологии, распределения горной породы по твердости и устойчивости разреза.

Геологическая характеристика разреза должна давать полное представление о следующем:

- возможность заканчивания скважины без разобщения и изоляции нижней части разреза, включая продуктивный пласт;
- наличие интервалов устойчивых пород и их мощность;
- литологический состав, характер и степень фациальных изменений пород продуктивного пласта и вышележащих пластов;
- углы наклона пласта и его мощность.

Эксплуатационная характеристика пласта должна включать:

- запасы нефти, добыча которых вертикальными или наклонными скважинами затруднена или практически невозможна;
- пластовое давление;
- состояние разработки залежи;
- режим работы пласта;
- способы эксплуатации и предполагаемая частота, причины и характер ремонтов;
- эффективность других методов интенсификации добычи и методов увеличения нефтеотдачи.

Протяжённость и форму горизонтального участка следует окончательно выбирать только после бурения и пробной эксплуатации на конкретном месторождении нефти и газа нескольких промышленно-оценочных горизонтальных скважин, так как опыт показывает, что характеристика залежи, полученная по вертикальным разведочным или эксплуатационным скважинам, отстоящим друг от друга на больших расстояниях, бывает совершенно недостаточна для проектирования горизонтальных скважин, где по сравнению с наклонно направленным бурением требуется значительно большая детализация продуктивных отложений.

В продуктивных пластах (однородных или неоднородных) небольшой толщины (5–7 м на глубине залегания до 800 м и 10–15 м на глубине залегания 800–2000 м) целесообразно вписывание горизонтального участка в средней по толщине части пласта по траектории, параллельной кровле и подошве пласта (рис. 14).

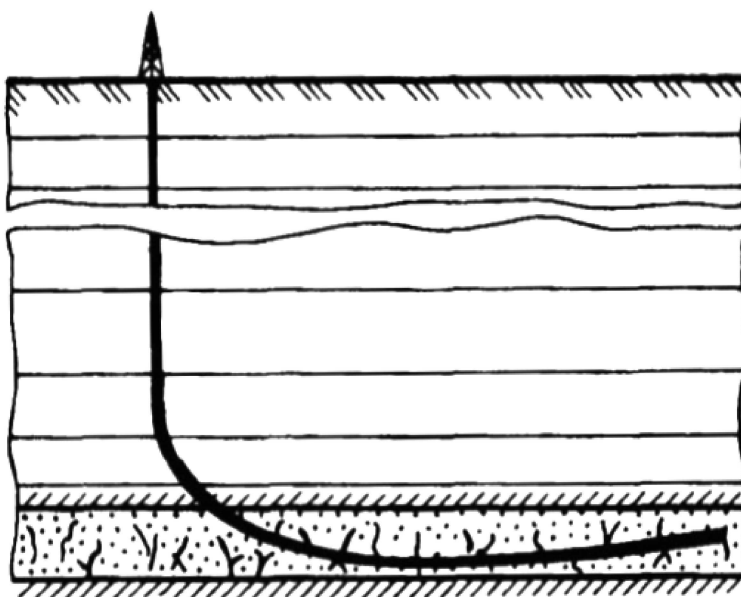


Рисунок 14 – Схема расположения горизонтального ствола в продуктивном пласте малой толщины

Низкопроницаемые нефтяные пласты значительной толщины с преимущественно вертикальной трещиноватостью в водоплавающих залежах с активной подошвенной водой целесообразно разбуривать параллельным горизонтальным стволом (рис. 15). Такой профиль скважины позволит пересечь значительно большее число продуктивных вертикальных трещин. Кроме того, благодаря большей поверхности фильтрации возможна эксплуатация с небольшой депрессией для предупреждения прорыва воды по трещинам. Даже в условиях значительного уменьшения депрессии, в связи с многократным расширением зоны дренирования, горизонтальные скважины дают большие дебиты.

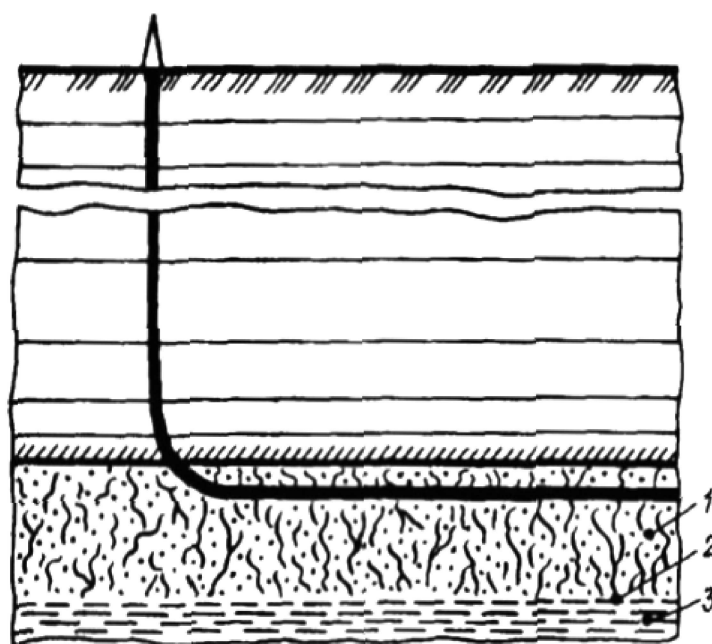


Рисунок 15 – Вскрытие пластов с вертикальной трещиноватостью горизонтальным стволом:
1 – нефтяной пласт; 2 – ВНК; 3 – водяная зона

Если проводка параллельного горизонтального участка планируется в непосредственной близости от кровли продуктивного пласта, то такой горизонтальный участок проектируется выпуклым и его проводка осуществляется с малоинтенсивным уменьшением зенитного угла.

В продуктивных пластах мощностью более 20 м проводка горизонтального участка может быть осуществлена также по выпуклому профилю.

Для увеличения продуктивности горизонтальных скважин и времени их эксплуатации в условиях низких пластовых давлений рекомендуется использовать вогнутые горизонтальные участки.

Если продуктивный пласт имеет небольшую мощность и неоднородную структуру, при которой продуктивные зоны чередуются с непродуктивными прослоями, причём точное расположение продуктивных зон неизвестно, то такие пласты целесообразно вскрывать волнообразно (рис. 16). Такой вид горизонтального участка может успешно применяться в залежах платформенного типа, когда толщина пласта и прослоев меняется по площади, продуктивный разрез недостаточно устойчив, а в непосредственной близости над ним залегают породы, требующие надёжной изоляции обсадными трубами с цементированием. Залежи подобного типа широко распространены в России (например, в Западной Сибири) и за рубежом, из них добывается основное количество нефти. В этих условиях из-за слоистого строения продуктивного пласта вследствие частого переслаивания песчаников прослоями глин или аргиллитов вскрытие пласта параллельным и полого-наклонным стволом не всегда оказывается целесообразным.

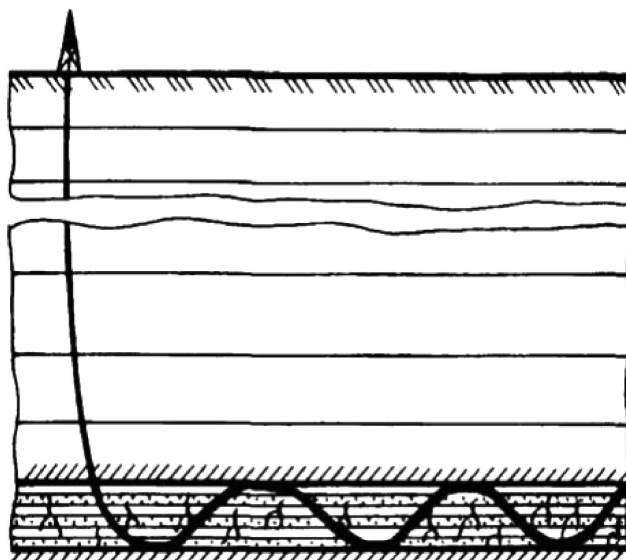


Рисунок 16 – Вскрытие слоистых пластов волнообразным стволом

Представляется перспективной разработка техники и технологии бурения волнообразных стволов, позволяющих многократно (до 6-10 раз) пересекать продуктивный пласт. При необходимости следует предусмотреть изоляцию продуктивного пласта креплением обсадной колонны и цементированием с последующей перфорацией против нефтеносных пластов. Бурение таких скважин позволит коренным образом улучшить разработку нефтяных месторождений упомянутого типа (например, в Западной Сибири), поскольку повышается вероятность многократного вскрытия каждого из прослоев, что равнозначно уплотнению сетки скважин, и должно приводить к увеличению как текущих отборов нефти, так и конечной нефтеотдачи.

Волнообразный ствол по сравнению с полого-наклонным и параллельным стволами при одинаковой проходке в пределах продуктивного пласта даёт при прочих равных условиях больший дебит. Волнообразный ствол целесообразно применять при отсутствии в кровле и подошве активных водоносных, газоносных и поглощающих пластов, так как возможны выходы ствола за пределы пласта. Не следует использовать волнообразный профиль горизонтального участка для вскрытия небольших по мощности продуктивных пластов, состоящих из прослоев горных пород, резко отличающихся по твёрдости.

В условиях слоисто-неоднородных пластов небольшой толщины, расчленённых непроницаемыми прослоями, характерных для многих залежей нефти Западной Сибири, горизонтальный ствол, параллельный кровле или подошве пласта, может пройти по одному из непродутивных прослоев (рис. 17). Основная часть разреза при этом окажется невскрытой. При переслаивании песчаников с глинами целесообразно пересекать продуктивный пласт полого-наклонным горизонтальным стволом от кровли до его подошвы.

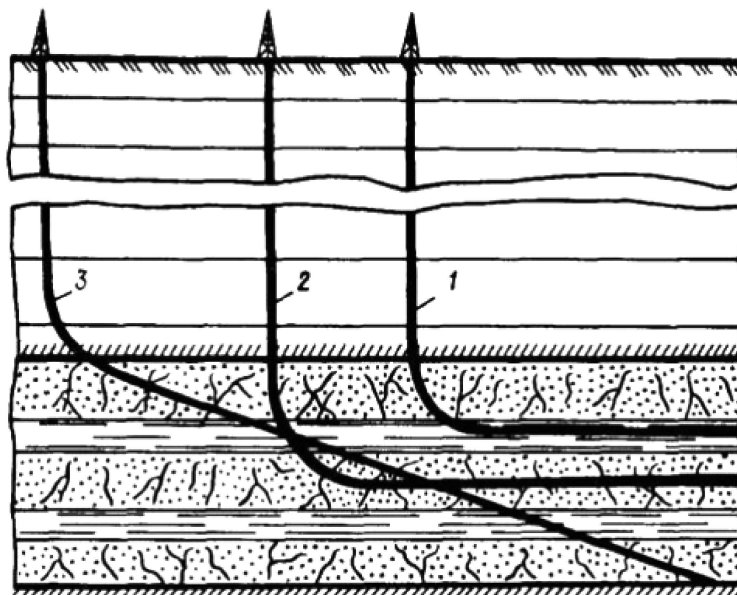


Рисунок 17 – Вскрытие горизонтальным стволом слоистого продуктивного пласта:
 1, 2 – параллельный ствол в непроницаемом и проницаемом слоях соответственно;
 3 – пологонаправленный ствол

Полого-наклонные горизонтальные участки проектируются преимущественно тангенциальными. Если геологические или иные условия не позволяют осуществлять стабилизацию зенитного угла непосредственно в продуктивном пласте, то используются горизонтальные участки выпуклой или вогнутой формы.

Оптимальная протяженность горизонтального участка нефтедобывающих скважин по критерию минимума затрат на бурение составляет 400–500 м при средних глубинах 1200–2600 м, а по критерию минимума общих затрат на разработку месторождения нефти – 700–800 м. Максимальная протяжённость горизонтального участка в соответствии с рекомендациями работы (0,5–1,9) Нв.

Направляющая часть профиля горизонтальной скважины проектируется с учётом, прежде всего, реализации запланированных параметров горизонтального участка в намеченном месте продуктивного пласта с использованием современных технических средств и технологии.

Геометрия направляющей части профиля горизонтальной скважины зависит от следующих факторов:

- горно-геологических условий бурения, структуры и литологии горных пород, расположенных непосредственно над вскрываемым продуктивным пластом;
- конструкции скважины;
- протяжённости горизонтального участка;
- статического уровня пласта;
- мощности продуктивного пласта;
- возможности применения существующей технологии горизонтального бурения.

При проектировании горизонтальных скважин используются профили с большим, средним, коротким и ультракоротким радиусами кривизны, а также комбинированный профиль.

Скважины с горизонтальным участком протяжённостью свыше 500 м в целях снижения сил сопротивления при перемещении бурового инструмента в скважине, а также создания достаточной нагрузки на долото целесообразно проектировать с большим радиусом кривизны. При этом используются профили (рис. 18).

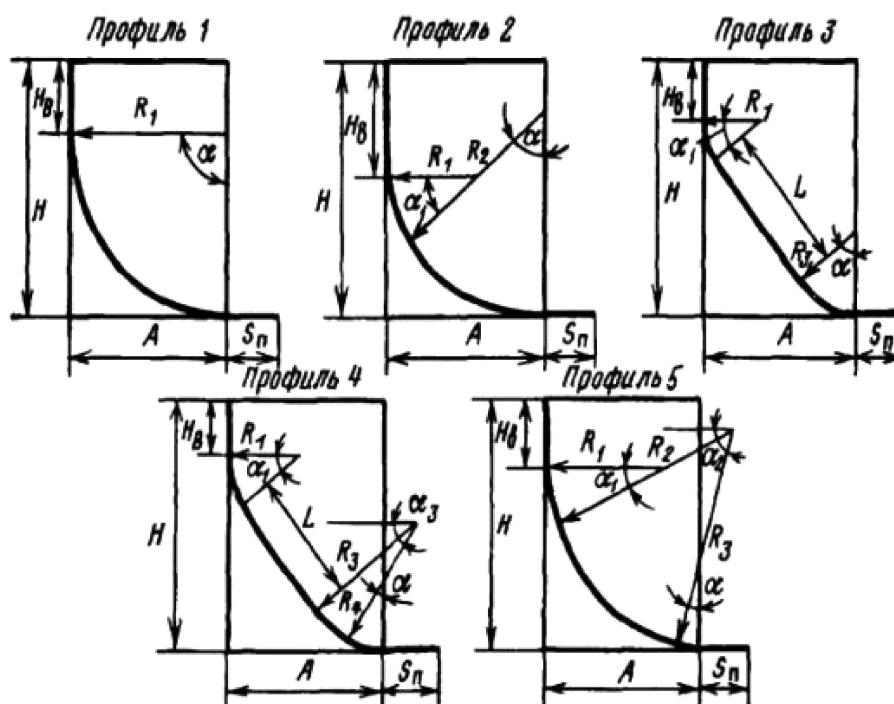


Рисунок 18 – Профили горизонтальных скважин

В тех случаях, когда кровля продуктивного пласта представлена неустойчивыми горными породами, требующими перекрытия их обсадной колонной, используют комбинированный профиль горизонтальной скважины, у которого верхние интервалы проектируются по большому радиусу кривизны, а нижние – по среднему или малому.

Горизонтальное и разветвлённо-горизонтальное бурение – метод резкого повышения нефтегазоотдачи пластов

В последние годы новые технологии, основанные на горизонтальном бурении, произвели настоящую революцию в практике и теории нефтедобычи. Дебиты скважин, имеющих горизонтальные окончания большой протяжённости, значительно возросли. В результате разрежились сетки скважин, снизились депрессии, значительно увеличилось время безводной эксплуатации, изменились категории запасов, считавшиеся ранее неизвлекаемыми, которые в настоящее время могут эффективно извлекаться в промышленных масштабах, повысилась эффективность многих старых методов воздействия на пласт при их реализации с помощью горизонтальных скважин. По многим показателям достигнуты впечатляющие результаты.

На рисунке 19 показано преимущество горизонтального бурения по сравнению с вертикальным в отношении отрицательного влияния подошвенных вод на качество извлечения углеводородов. Вертикальная, а также и наклонная скважины, попадая в продуктивный пласт, зачастую вскрывают и подошвенную воду, в то время как горизонтальную скважину направляют в продуктивном горизонте выше этой подошвенной воды.

При режимах с неподвижными контурами принимается равномерная сетка размещения скважин на площади. После выбора схемы размещения скважин на площади определяют возможные варианты разработки данной залежи. Для этого задаются различными числами рядов, а для каждого ряда – различными расстояниями между скважинами.

Для каждого варианта размещения скважин на площади производятся гидродинамические расчёты по определению текущих дебитов скважин во времени, текущего и суммарного отбора нефти из залежи, срока разработки залежи и т.д. При этом учитываются ресурсы естественной пластовой энергии, а в случае необходимости предусматривается восполнение этой энергии извне.

Следует заметить, что в случае разбуривания залежи горизонтальным, а ещё лучше разветвлённо-горизонтальными скважинами резко упрощается система разработки месторождения, поэтому становятся дешевле и работы по его эксплуатации.

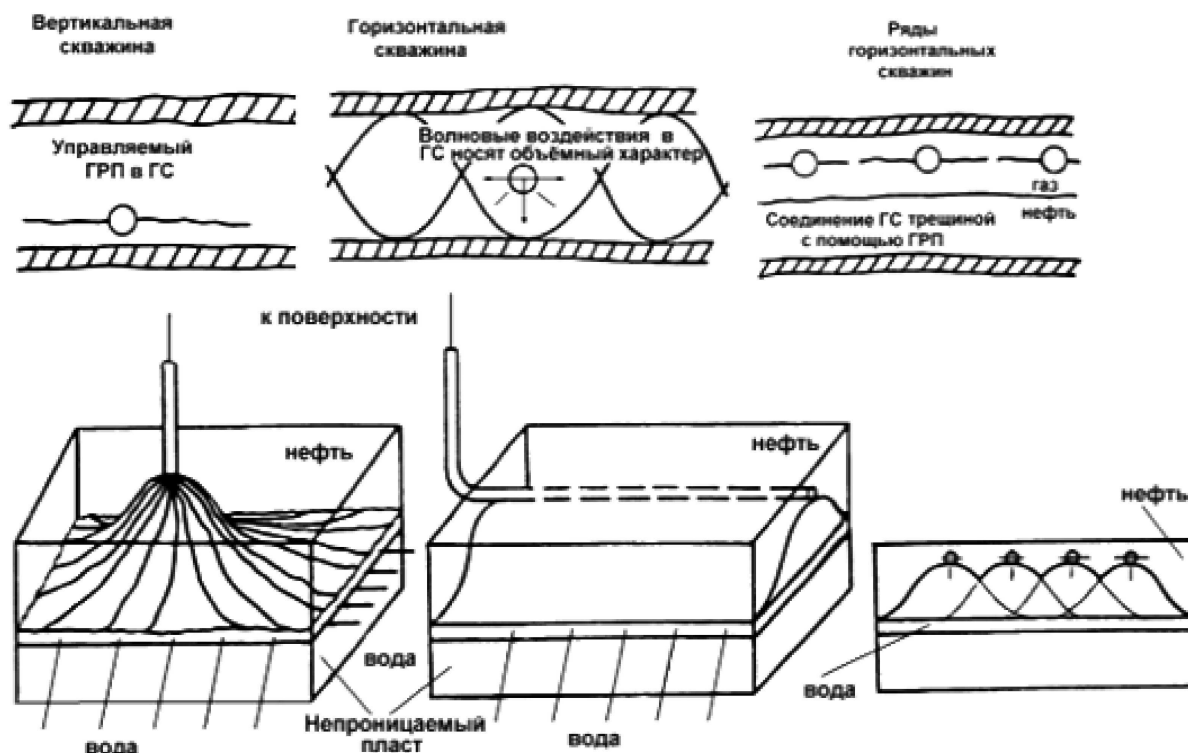


Рисунок 19 – Схема подтягивания водонефтяного контакта (ВНК) при разработке залежей с подошвенной водой

Известно, что в горной породе нефть фильтруется десятки лет на сотни метров сквозь мельчайшие поры пласта от периферии к забоям скважин, встречая часто на своём пути естественные преграды. Эти преграды либо естественные, литологические или тектонические экраны, либо застойные зоны с низкими градиентами давления в фильтрационном поле, либо «языки» воды, прорвавшиеся и разрезавшие нефтяное поле и т.п., и являются основной причиной потерь огромных запасов нефти в пластах. В недрах остаются миллиарды тонн «остаточной» нефти.

К сожалению не разрабатываются многие месторождения с большими запасами углеводородов, но с низкими коллекторскими свойствами или с тяжелой нефтью, где малые дебиты не оправдывают затрат на бурение.

Вследствие огромной конкуренции на нефтяном и газовом рынке в настоящее время требуется резко снизить себестоимость добываемых углеводородов путём коренного усовершенствования дренажных способностей коллекторов. Такому требованию удовлетворяет разветвлённо-горизонтальное бурение (РГ). Основным направлением применения разветвлённо-горизонтального бурения у нас в стране должно стать возрождение старых нефтяных месторождений и извлечение из них оставшихся запасов нефти (которые составляют до 60-80 % от начальных запасов). По мере развёртывания работ, развития техники и технологии, приобретения опыта, эта технология будет постепенно переноситься и на другие объекты (залежи с нефтяными оторочками, высоковязкие нефти, плотные коллекторы и др.). С 1949 по 1980 гг. в 13 районах, на 30 площадях бывшего Советского Союза пробурено 110 РГ скважин при глубинах по вертикали от 400 до 2300 м, в том числе 57 эксплуатационных, 35 разведочных, 8 противодональных, 10 водопонижительных и нагнетательных скважин.

В разветвлённых скважинах забурено 320 дополнительных стволов общей протяжённостью 175440 м, в том числе забурено 210 резко искривлённых ответвлений с общей проходкой 21000 м из «открытого» ствола. Максимальная длина горизонтального участка 632 м. Технологические модели систем разработки ГС представлены на рисунке 20.

Примером мощного прироста добычи нефти за счёт применения РГС является разработка одной залежи объединения «Бориславнефть» (Западная Украина), эксплуатировавшейся ранее 43 года (с 1914 года) очень густой сеткой скважин с расстоянием 90–100 м.

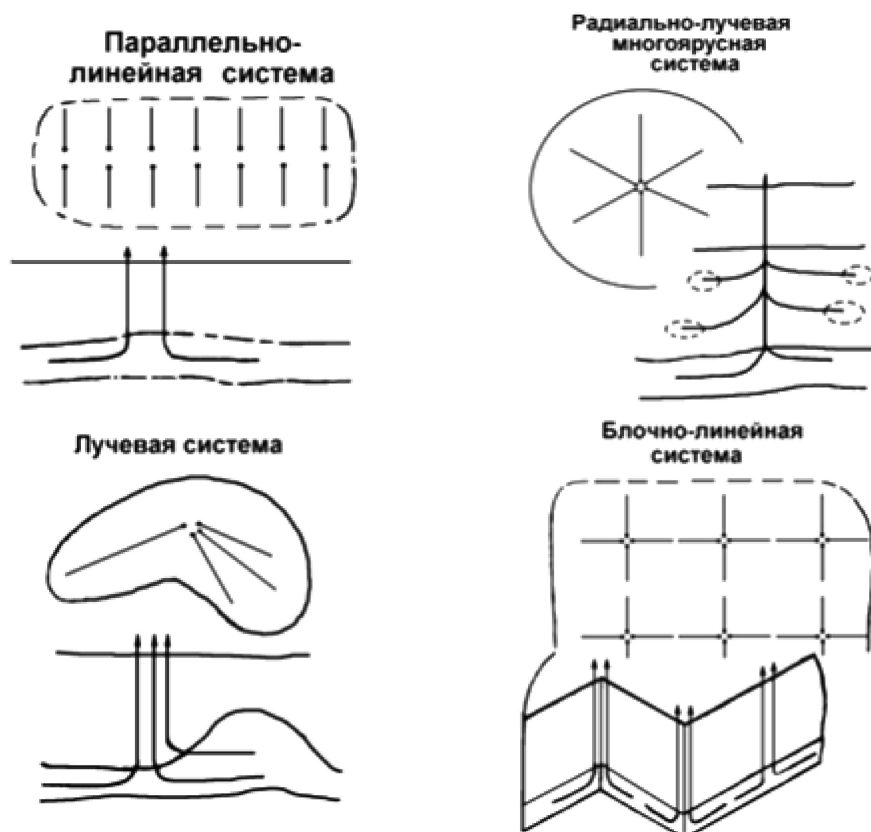


Рисунок 20 – Технологические модели систем разработки ГС

Суточные дебиты там составляли 0,05–2,0 тонн/сут. после «истощения» залежи, в 1957 году были пробурены 4 РГС, которые дали дебит в 8–14 раз выше самой высокодебитной старой вертикальной скважины. За 15 лет работы эти 4 скважины дали 47,2 % добытой нефти. Таким образом, нефтеотдача повысилась на 50 пунктов.

Основные направления в решении проблемы бурения горизонтальных и разветвлённо-горизонтальных скважин

Для кардинального решения проблемы качественного и эффективного бурения горизонтальных и разветвлённо-горизонтальных скважин необходимо:

- исследовать гидродинамику пласта нефтяных и газовых залежей различных типов с целью создания оптимальных систем разработки нефтяных и газовых месторождений ГС и РГС;
- исследовать напряженное состояние горных пород, вскрываемых этими скважинами и механику формирования ствола породоразрушающими инструментами различных типов;
- разработать систему оптимального управления траекторией глубоких ГС и РГС для различных геологических условий и способов бурения;
- разработать эффективную технологию бурения, вскрытия пластов и крепления ГС и РГС и особенно обратить внимание на разработку специальных буровых и тампонажных растворов и гидродинамические особенности их работы в этих условиях;
- разработать эффективные технические средства (отклоняющие, ориентирующие, стабилизирующие и измерительные) для бурения ГС и РГС.

Кроме того, необходимо разработать технику и технологию бурения горизонтальных скважин для нефтегазопроводов под реками и другими препятствиями. Это тоже является проблемным вопросом горизонтального бурения.

Заключение

Имеются несколько причин, из-за которых предпочтительно бурить горизонтальные скважины, а не вертикальные. Наиболее важной причиной является увеличение прибыльности инвестиционных капиталовложений. Горизонтальные скважины ис-

пользуются для добычи нефти или газа, которые не являются остаточными запасами и не требуют применения сложных технических методов, и, в основном, залегают в геологически сложных и трудных для разработки коллекторах, таких как естественные разломы или тонкие пласты. Следует избегать бурения в водных слоях, находящихся ниже или выше нефтяных слоёв, а также избегать перфорирования в зонах, контактирующих с водой или газом, из-за возможности образования конусов воды или газа. Горизонтальное бурение распространено в формациях, содержащих сравнительно тонкие слои нефти по сравнению с нижележащими слоями.

Применение горизонтальных скважин увеличивает площадь дренирования скважины и боковую поверхность ствола скважины. Увеличение площади дренирования скважины повышает накопленную добычу нефти. Горизонтальные скважины распространены в формациях, содержащих тяжёлые нефти.

Последние достижения в горизонтальном бурении, используемые отдельно или вместе в различных комбинациях, способны совершить революционные преобразования в технологии разработки коллектора многоствольными скважинами, сделали возможным разбуривание шельфовых месторождений нефти и газа с берега, без строительства дорогостоящих морских оснований и платформ.

Благодаря вскрытию пластов горизонтальными скважинами достигаются:

- интенсификация добычи нефти и увеличение нефтеотдачи пластов;
- увеличение срока эффективной эксплуатации скважин за счёт значительного уменьшения водогазоконусных образований;
- минимальное загрязнение окружающей среды и сохранение экологически чистыми больших площадей на поверхности;
- уменьшение числа скважин, необходимых для разработки и до разработки месторождений;
- вовлечение в эксплуатацию месторождений, ранее считавшихся промышленно не рентабельными (забалансовыми).

Кроме перечисленных выше причин следует отметить, что при наличии горизонтального ствола работы по интенсификации притока могут дать больший эффект, чем в вертикальных скважинах, так как по длине горизонтального ствола можно провести несколько операций по гидроразрыву, сделать их селективно или последовательно, начиная от конца горизонтального ствола.

Для трещиноватых коллекторов ствол горизонтальной скважины может быть ориентирован с учётом главных направлений трещин.

Бурение горизонтальными скважинами позволяет за счёт значительного увеличения площади контакта ствола с породой существенно снизить величины депрессии на пласт с получением экономически приемлемых дебитов в случае незначительной мощности пластов при наличии подошвенной воды. Целесообразно бурение горизонтальных скважин и при разработке ограниченных линзовидных пластов, а также при вскрытии несцементированных и неустойчивых к разрушению пластов.

Литература:

1. Муслимов Р.Х. Современные методы повышения нефтеизвлечения: проектирование, оптимизация и оценка эффективности : учебное пособие для студентов вузов, обучающихся по направлению 020300 «Геология» и специальности 020305 «Геология и геохимия горючих ископаемых». – Казань : Издательство «Фэн» Академии наук Республики Татарстан, 2005. – 687 с.
2. Ибатуллин Р.Р., Ибрагимов Н.Г., Тахаутдинов Ш.Ф., Хисамов Р.С. Увеличение нефтеотдачи на поздней стадии разработки месторождений. Теория. Методы. Практика. – М. : Недра-Бизнесцентр, 2004. – 292 с.
3. Булатов А.И., Просёлков Е.Ю., Просёлков Ю.М. Бурение горизонтальных скважин : справочное пособие. – Краснодар : Издательство Советская Кубань, 2008. – 419 с.
4. Булатов А.И., Просёлков Ю.М. Справочник по бурению горизонтальных скважин : справочное пособие. – Краснодар : Издательство «Советская Кубань», 2008. – 354 с.
5. 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.

6. Зозуля Г.П. Особенности добычи нефти и газа из горизонтальных скважин. – М. : Издательство Академия, 2009. – 176 с.
7. 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.
8. Хисамутдинов Н.И. Обоснование рациональной разработки многопластового месторождения системой горизонтальных скважин // Ежемесячный научно-технический и производственный журнал «Нефтяное хозяйство». – М. : Издательство Нефтяное хозяйство, 2001. – № 8. – С. 60–65.
9. Анализ работы горизонтальных скважин на Ромашкинском месторождении. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0b65635a3ac68b4c53a89521206d26_0.html
10. Антониади Д.Г., Савенок О.В., Шостак Н.А. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений : учебное пособие. – Краснодар : Просвещение-Юг, 2011. – 203 с.
11. 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 : Просвещение - Юг, 2011. – 603 с.
12. Савенок О.В. Оптимизация функционирования эксплуатационной техники для повышения эффективности нефтепромысловых систем с осложнёнными условиями добычи. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013. – 336 с.
13. 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.
14. 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.
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. 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.
18. 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.
19. Панцарников Д.С., Арутюнян А.С., Петрушин Е.О., Савенок О.В. Техника и технология геофизических методов исследования горизонтальных скважин на Фёдоровском нефтегазовом месторождении // Научно-технический журнал «Нефть. Газ. Новации». – Самара : Редакция журнала «Нефть. Газ. Новации», 2016. – № 1/2016. – С. 42–45.
20. Яковлев А.Л., Савенок О.В. Разработка экологически безопасных технологических решений при интенсификации добычи нефти на территории Краснодарского края // Проблемы геологии и освоения недр : Труды XX Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых учёных, посвящённого 120-летию со дня основания Томского политехнического университета (4–8 апреля 2016 года). – Томск : Изд-во Томского политехнического университета, 2016. – Том II. – С. 280–282.
21. Яковлев А.Л., Савенок О.В. Анализ причин и последствий нарушения экологической безопасности при интенсификации добычи нефти на месторождениях Краснодарского края / Современные технологии извлечения нефти и газа. Перспективы развития минерально-сырьевого комплекса (российский и мировой опыт) : Сборник материалов Всероссийской научно-практической конференции, посвящённой 85-летию доктора технических наук, профессора, академика РАЕН В.И. Кудинова (26–27 мая 2016 года, г. Ижевск). – Ижевск : Издательский дом «Удмуртский университет», 2016. – С. 427–437.

22. Яковлев А.Л., Савенок О.В. Нарушения экологической безопасности при интенсификации добычи нефти на месторождениях Краснодарского края // Научно-технический журнал Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. – М. : ВНИИОЭНГ, 2017. – № 1. – С. 50–54.

23. Березовский Д.А., Кусов Г.В., 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.

24. Savenok O.V., Arutyunyan A.S., Petrushin E.O., Likhacheva O.N., Kusov G.V. Secondary opening of productive layers // Advances in Engineering Research, volume 133 Proceeding of the International Conference «Actual Issues of Mechanical Engineering». – 2017 (AIME 2017). – P. 734–741. – URL : <http://www.atlantis-press.com/proceedings/aime-17/articles?q=savenok>

25. Климов В.В., Савенок О.В. Снижение износа обсадных колонн при строительстве глубоких и наклонно-горизонтальных скважин // Научно-технический журнал Нефтепромысловое дело. – М. : ВНИИОЭНГ, 2017. – № 11. – С. 44–47

26. Savenok O.V., Kusov G.V., Likhacheva O.N., Al Maari Majd. To the question about geological and environmental problems of exploration and operational drilling for oil and gas // International Educational Applied Scientific Research Journal (IEASRJ) Volume 2, Issue 11, Nov 2017, p. 6–11. – URL : <http://ieasrj.com/journal/index.php/ieasrj/article/view/74/65>

27. Savenok O.V., Arutyunyan A.S., Datsenko E.N., Orlova I.O., Likhacheva O.N., Petrushin E.O. Technology and Field Tests of Cement Slurry Treatment by Means of Electrical Hydropulse Device in the Initial Period of WOC // International Journal of Advanced Biotechnology and Research (IJBR) Volume 8, Issue 4, 2017, pp. 1061–1066. – URL : https://drive.google.com/file/d/1We1PZT4aPJk_SB69iLvVZugUvZuJ4LAN/view

28. Кусов Г.В., Лешкович Н.М., Савенок О.В. Контроль пространственного положения скважин / Материалы X Всероссийской научно-технической конференции «Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых» (24–26 октября 2017 года, г. Пермь). – Пермь : Издательство Пермского национального исследовательского политехнического университета, 2017. – Секция 2: Бурение нефтяных и газовых скважин. – С. 106–109.

29. Кусов Г.В., Лешкович Н.М., Савенок О.В. Причины и механизм самопроизвольного искривления скважин / Материалы X Всероссийской научно-технической конференции «Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых» (24–26 октября 2017 года, г. Пермь). – Пермь : Издательство Пермского национального исследовательского политехнического университета, 2017. – Секция 2: Бурение нефтяных и газовых скважин. – С. 110–113.

References:

1. Muslimov R.H. Modern methods of increase in petroextraction: design, optimization and assessment of efficiency: the manual for students of higher education institutions, students in the Geology direction 020300 and specialty 020305 «Geology and geochemistry of combustible minerals». – Kazan : Fen publishing house of Academy of Sciences of the Republic of Tatarstan, 2005. – 687 p.

2. Ibatullin R.R., Ibrarimov N.G., Takhautdinov Sh.F., Hisamov R.S. Increase in oil recovery at a late stage of development of fields. Theory. Methods. Practice. – М. : Business center subsoil, 2004. – 292 p.

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

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

5. 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. – М. : VNIIOENG, 1996. – Issue 3. – P. 242–254.

6. Zozulya G.P. Features of oil and gas production from horizontal wells. – M. : Academy publishing house, 2009. – 176 p.
7. 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.
8. Hisamutdinov N.I. Justification of rational development of the multisheeted field system of horizontal wells // Monthly scientific and technical and production magazine «Nef-tyanoye Hozyaystvo». – M. : Publishing house Oil economy, 2001. – No. 8. – P. 60–65.
9. The analysis of work of horizontal wells on the Romashkinsky field. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0b65635a3ac68b4c53a89521206d26_0.html
10. Antoniadi D.G., Savenok O.V., Shostak N.A. Theoretical bases of development of oil and gas fields : manual. – Krasnodar : Education - the South, 2011. – 203 p.
11. 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 : Education - the South, 2011. – 603 p.
12. Savenok O.V. Optimization of functioning of the operational equipment for increase in efficiency of oil-field systems with the complicated production conditions. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2013. – 336 p.
13. 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. KubSTU, 2014. – 55 p.
14. 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.
15. Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repairs oil and gas wells : in 4 volumes. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2012–2015. – T. 1–4.
16. Bulatov A.I., Savenok O.V. Praktikum on discipline «Completion of oil and gas wells» : in 4 volumes : manual. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2013–2014. – T. 1–4.
17. 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.
18. 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. – Novoche-
kassk : Lik publishing house, 2016. – 290 p.
19. Pantsamikov D.S., Arutyunyan A.S., Petrushin E.O., Savenok O.V. Tekhnika and technology of geophysical methods of a research of horizontal wells on the Fyodo-rovsky oil and gas field // the Scientific and technical magazine «Oil. Gas. Innovations». – Samara : Editorial office of the magazine «Oil. Gas. Innovations», 2016. – No. 1/2016. – P. 42–45.
20. Yakovlev A.L., Savenok O.V. Development of ecologically safe technology solutions at an oil production intensification in the territory of Krasnodar Krai // Problem geology and development of a subsoil : Works XX of the International symposium of a name of the academician M.A. Usov of students and young scientists devoted to the 120 anniversary from the date of foundation of the Tomsk Polytechnic University (on April 4–8, 2016). – Tomsk : Publishing house of the Tomsk Polytechnic University, 2016. – Volume II. – P. 280–282.
21. Yakovlev A.L., Savenok O.V. The analysis of the reasons and consequences of violation of ecological safety at an oil production intensification on fields of Krasnodar Krai / Modern technologies of oil recovery and gas. Prospects of development of a mineral and raw complex (Russian and international experience) : The collection of materials of the All-Russian scientific and practical conference devoted to the 85 anniversary of the Doctor of Engineering, professor, academician of the Russian Academy of Natural Sciences V.I. Kudinov (on May 26–27, 2016, Izhevsk). – Izhevsk : Udmurt University publishing house, 2016. – P. 427–437.
22. Yakovlev A.L., Savenok O.V. Violations of ecological safety at an oil production intensification on fields of Krasnodar Krai // the Scientific and technical Environment protection magazine in an oil and gas complex. – M. : VNIIOENG, 2017. – No. 1. – P. 50–54.

23. Berezovsky D.A., Kusov G.V., Savenok O.V. Prospects of development of the Sam-burgsky oil-gas condensate field. Features of kickoff of side trunks // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2017. – № 3. – С. 73–99.

24. Savenok O.V., Arutyunyan A.S., Petrushin E.O., Likhacheva O.N., Kusov G.V. Secondary opening of productive layers // Advances in Engineering Research, volume 133 Proceeding of the International Conference «Actual Issues of Mechanical Engineering». – 2017 (AIME 2017). – P. 734–741. – URL : <http://www.atlantis-press.com/proceedings/aime-17/articles?q=savenok>

25. Klimov V.V., Savenok O.V. Decrease in wear of upsetting columns at construction of deep and inclined and horizontal wells // the Scientific and technical magazine Oil-field business. – M. : VNIIOENG, 2017. – No. 11. – P. 44–47

26. Savenok O.V., Kusov G.V., Likhacheva O.N., Al Maari Majd. To the question about geological and environmental problems of exploration and operational drilling for oil and gas // International Educational Applied Scientific Research Journal (IEASRJ) Volume 2, Issue 11, Nov 2017, p. 6–11. – URL : <http://ieasrj.com/journal/index.php/ieasrj/article/view/74/65>

27. Savenok O.V., Arutyunyan A.S., Datsenko E.N., Orlova I.O., Likhacheva O.N., Petrushin E.O. Technology and Field Tests of Cement Slurry Treatment by Means of Electrical Hydropulse Device in the Initial Period of WOC // International Journal of Advanced Biotechnology and Research (IJBR) Volume 8, Issue 4, 2017, pp. 1061–1066. – URL : https://drive.google.com/file/d/1We1PZT4aPJk_SB69iLvVZugUvZuJ4LAN/view

28. Kusov G.V., Leshkovich N.M., Savenok O.V. Control of spatial situation Wells / Materials X of the All-Russian scientific and technical conference «Problems of Development of Fields of Hydrocarbonic and Ore Minerals» (on October 24–26, 2017, Perm). – Perm : Publishing house of the Perm national research polytechnical university, 2017. – Section 2: Drilling of oil and gas wells. – P. 106–109.

29. Kusov G.V., Leshkovich N.M., Savenok O.V. Reasons and mechanism of a spontaneous curvature Wells / Materials X of the All-Russian scientific and technical conference «Problems of Development of Fields of Hydrocarbonic and Ore Minerals» (on October 24–26, 2017, Perm). – Perm : Publishing house of the Perm national research polytechnical university, 2017. – Section 2: Drilling of oil and gas wells. – P. 110–113.