

УДК 622.276 + 622.276.66

**ОБОСНОВАНИЕ КОМПЛЕКСА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ  
ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН  
В УСЛОВИЯХ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ  
НА НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ**



**JUSTIFICATION OF A COMPLEX OF TECHNOLOGICAL  
SOLUTIONS FOR THE OPERATION OF GAS WELLS  
UNDER THE CONDITIONS OF LOW PERMEABILITY  
ROCKS-RESERVOIRS ON OIL AND GAS CONDENSATE FIELD**

**Евмененков Илья Витальевич**

студент направления подготовки  
21.04.01 «Нефтегазовое дело»,  
профиль «Эксплуатация скважин в осложнённых условиях»,  
Санкт-Петербургский горный университет  
evmenenkov@rambler.ru

**Савенок Ольга Вадимовна**

доктор технических наук,  
профессор кафедры разработки и эксплуатации  
нефтяных и газовых месторождений  
Санкт-Петербургский горный университет  
savenok\_ov@pers.spmi.ru

**Аннотация.** В статье проведён анализ методов повышения эффективности разработки низкопроницаемых коллекторов и уже разрабатываемых пластов, извлечение остаточных запасов которых является затруднительным из-за низких фильтрационно-емкостных свойств. Имплементация рассмотренных в статье технологий позволит значительно улучшить фильтрационно-емкостные свойства объектов разработки, а также гидродинамические связи между рядами скважин, тем самым благоприятно повлияв на коэффициент извлечения газа.

**Ключевые слова:** месторождения с низкопроницаемыми коллекторами, конечный коэффициент газоотдачи, гидроразрыв пласта, горизонтальное бурение скважин, этапы вскрытия продуктивного пласта радиальным бурением, бурение многозабойных скважин, классификация сочлененный многозабойной скважины.

**Evmenenkov Ilya Vitalievich**

Student Training Direction  
21.04.01 «Oil and Gas Engineering»,  
Profile «Operation of Wells  
in Complicated Conditions»,  
Saint Petersburg Mining University  
evmenenkov@rambler.ru

**Savenok Olga Vadimovna**

Doctor of Technical Sciences,  
Professor of the Department  
of Development and Operation  
of Oil and Gas Fields,  
Saint Petersburg Mining University  
savenok\_ov@pers.spmi.ru

**Annotation.** The article analyzes methods for improving the efficiency of the development of low-permeability reservoirs and already developed reservoirs, the extraction of residual reserves of which is difficult due to low reservoir properties. The implementation of the technologies discussed in the article will significantly improve the reservoir properties of the development objects, as well as hydrodynamic connections between the rows of wells, thereby favorably affecting the gas recovery factor.

**Keywords:** fields with low-permeability reservoirs, final gas recovery coefficient, hydraulic fracturing, horizontal well drilling, stages of opening a productive formation by radial drilling, drilling of multilateral wells, classification of multilateral well joints.

**Актуальность проблемы**

**Б**ольшая часть добываемых запасов природного газа на севере Западной Сибири приходится на Сенноманские залежи, наиболее значимые из которых (Медвежье, Ямбургское, Уренгойское и др. месторождения) находятся в стадии падающей добычи.

Одним из способов сохранения энергетического потенциала региона является добыча трудноизвлекаемых запасов газа, к которым можно отнести запасы газа Сенон-Туронских залежей, приуроченных к верхнему мелу.

Сегодня ввод в разработку этих залежей осложняется из-за их относительно низкой продуктивности. По Сенон-Туронским газонасыщенным отложениям практически отсутствует опыт добычи газа в промышленных масштабах. Достаточно успешный опыт строительства и эксплуатации экспериментальной двухзабойной скважины, предназначенной для одновременно-раздельной эксплуатации двух пластов, получен на

Южно-Русском месторождении. Для эффективной разработки таких объектов и достижения необходимого уровня рентабельности необходимо применять инновационные технологии добычи и учитывать существующую газодобывающую инфраструктуру.

Опыт разработки газовых и газоконденсатных месторождений показывает, что возможен существенный рост дебита отдельных скважин, либо уменьшение величины депрессии на пласт при неизменном дебите газа с возможностью ввода ДКС в более поздний период, за счёт интенсификации притока газа, совершенствования техники и технологии вскрытия пласта, улучшения оборудования, используемого при эксплуатации скважин.

Ссылаясь на современные концепции рациональной технологии освоения газовых и газоконденсатных месторождений, основной целью интенсификации является повышение энергосберегающего дебита газа.

На конечный коэффициент газоотдачи оказывают влияние следующие факторы:

- геологические особенности месторождения;
- аспекты экономического плана;
- особенности разработки в конкретном регионе и местности;
- строение пластов месторождения;
- степень активности вод;
- обводнённость самих пластов, где предстоит вести разработку;
- физические качества коллектора;
- размер месторождения, давление в пластах;
- число скважин и схема их расположения;
- интенсивность добычи газового продукта из скважин;
- выбор технологии по ремонту и восстановлению скважин;
- технология борьбы с попаданием песка в забой, гидратными пробками, конденсатом и другими дефектами.

Способы интенсификации притока флюида являются отличным средством для получения рентабельных дебитов газа в плотных низкопроницаемых коллекторах.

Месторождения с *низкопроницаемыми коллекторами* (0,01–0,05 мкм<sup>2</sup>) выделяют в особую группу в связи с низкой технологической эффективностью их разработки имеющимися в отрасли техникой и технологиями. Низкая эффективность выработки запасов из низкопроницаемых коллекторов, а зачастую и полное их отключение из процесса дренирования, обусловлены, в первую очередь, несоответствием применяемых на различных этапах технологий специфическим особенностям низкопроницаемых коллекторов.

Отличительными признаками разработки месторождений с *низкопроницаемыми коллекторами* являются высокие депрессии на пласт, ярко выраженная нестационарность притока газа к скважинам, сравнительно низкая газоотдача, предотвращение самоглушения скважин при поступлении жидкости на забой и необходимость проведения больших работ по интенсификации притока газа к забою скважин. Разработка месторождений с *таким типом коллектора* сопровождается уменьшением продуктивности скважин по сравнению с высокопроницаемыми коллекторами. В условиях *низкопроницаемых коллекторов* (с проницаемостями порядка 10–15 м<sup>2</sup>) снижение газоотдачи может составлять десятки процентов от запасов. При этом методы интенсификации притока газа, используемые в низкопроницаемых коллекторах, и служат для повышения газоотдачи.

Низкопроницаемые коллектора характеризуются глубокими депрессионными воронками, которые могут сильно понижать добывные способности скважин по причине резкого снижения пластового давления (особенно в первый период), выпадения конденсата в пласте и запирающего эффекта, упругопластичных деформаций коллектора.

Выпадение конденсата в низкопроницаемых коллекторах может приводить к таким высоким значениям начального градиента давления, который не может быть преодолен, и отсутствует не только движение конденсата, но и фильтрация газа. Таким образом, в этих условиях оставшийся газ и выпавший конденсат будут потеряны, что приведёт к дополнительному снижению газо- и конденсатоотдачи.

Низкопроницаемые коллекторы при воздействии промывочной жидкости склонны к полной закупорке, что приводит к потере гидродинамической связи пласта со скважиной. При этом также требуются неоднократные работы по интенсификации притока из пласта.

Также низкопроницаемые коллекторы практически непригодны для разработки без развитой сети трещин, а её наличие превращает их в превосходные коллекторы. Трещины предусматривают течение углеводородов к скважинам из матрицы.

Повышение проницаемости призабойной зоны пласта возможно осуществить различными способами, которые можно разделить на две категории:

1) предупреждающие ухудшение коллекторских свойств пластов;

2) направленные на восстановление или улучшение проницаемости призабойной зоны скважин.

К усовершенствованию техники эксплуатации газовых скважин относят:

– подачу на забой ПАВ для удаления поступающей из пласта жидкости и механических примесей;

– отдельную эксплуатацию двух объектов одной скважиной;

– эжекцию низконапорного газа высоконапорным;

– улучшение конструкции подземного оборудования в скважинах и установка в них глубинных клапанов для ввода ингибитора в фонтанные трубы, разгрузочных якорей, пакеров, комбинирование труб разного диаметра и т.д.

Методы интенсификации притока также служат единственным средством получения рентабельных дебитов газа в плотных низкопроницаемых коллекторах.

### **Анализ существующих методов интенсификации притока**

Рост добычи газа на месторождениях севера Западной Сибири требует ввода в эксплуатацию сложнопостроенных залежей с низкими фильтрационно-емкостными характеристиками. При этом существующие системы и методы разработки, техника и технология бурения скважин не удовлетворяют возрастающим технологическим и технико-экономическим требованиям. Поэтому важнейшей проблемой эффективного использования недр является добыча трудноизвлекаемых запасов газа.

Вопросами повышения коэффициента извлечения нефти и газа при разработке месторождений занимались такие крупные учёные, как М.Т. Абасов, З.С. Алиев, К.С. Басниев, Л.Ф. Дементьев, А.Н. Дмитриевский, О.М. Ермилов, С.Н. Закиров, Ю.П. Коротаев, Г.В. Крылов, А.Н. Лапердин, В.Н. Маслов, Е.М. Нанивский, М.М. Сатаров, П.Т. Шмыгля, В.Н. Щелкачёв и др.

К настоящему времени используется немало методов и рекомендаций по обоснованию наиболее рациональных режимов эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин с учётом существующих особенностей геологического строения месторождения, характеристик пористой среды и пластового флюида, конструкций скважин и ряда других факторов.

Методами повышения эффективности разработки газовых залежей с низкими продуктивными характеристиками могут служить такие как: гидроразрыв пласта (ГРП), бурение горизонтальных (ГС), субгоризонтальных (СГС) и многозабойных скважин (МЗС).

### **Гидроразрыв пласта**

Для повышения газоотдачи пласта с низкими коллекторскими свойствами применяется ГРП. Усовершенствование этого метода (рис. 1) осуществляется за счёт создания трещин, характеризующихся такими показателями как большая протяжённость и пропускная способность, а также снижения уровня материальных вложений, а значит, и наиболее быстрого достижения окупаемости.

Качество ГРП в наибольшей степени зависит от состава применяемой рабочей жидкости. Для повышения эффективности ГРП применяют или равновесный кислотный разрыв, или кислотный гидроразрыв, или гидроимпульсное воздействие на ПЗП.

Для месторождений с аномально низкими пластовыми давлениями наиболее эффективным является ГРП с использованием сжиженных газов и пороховых генера-

торов давления, а также комбинированная закачка пен и жидкостей. Сейчас наиболее актуальной становится задача применения гелеобразных термостойких растворов с высокой пескоудерживающей способностью на более глубоких месторождениях, характеризующихся высокими пластовыми температурами и низкими коллекторскими свойствами.



Рисунок 1 – Схематичное изображение гидравлического разрыва пласта

### Горизонтальное бурение скважин

Одним из способов увеличения эффективности разработки месторождений с низкими фильтрационно-емкостными свойствами является бурение скважин с горизонтальным забоем.

Разбуривание нефтяных и газовых залежей с низкими продуктивными характеристиками горизонтальными и особенно горизонтально-разветвлёнными скважинами ведёт к повышению продуктивности скважин и является оптимальной системой разработки. При горизонтальном бурении достигается увеличение объёма дренирования запасов и снижение скорости поступления воды в продукцию эксплуатационных скважин.

Основной целью бурения ГС является вскрытие продуктивного пласта продольным стволом. Поэтому проектирование ГС наиболее рационально начинать с определения протяжённости, формы и направления горизонтального участка. Данные параметры ГС зависят от степени неоднородности, толщины и литологии продуктивного пласта, распределения горных пород по твёрдости и устойчивости.

Увеличение объёмов горизонтального бурения в последние годы объясняется тем, что скважины с горизонтальным стволом позволяют значительно увеличить отборы. Благодаря приобретённому опыту, затраты на бурение скважин значительно сокращены. Создание горизонтальных стволов открыло третье измерение в бурении, ставшее основой для появления перспективной концепции – архитектуры дренирования пласта.

В настоящее время большинство скважин с ГС заканчивается либо со спуском щелевого фильтра-хвостовика в продуктивном пласте, либо без спуска обсадной колонны. В будущем благодаря совершенствованию существующих или разработке новой техники и технологии бурения, для увеличения эффективности будет необходимо проведение ГРП в горизонтальном стволе, позволяющее сформировать зону вертикальной трещиноватости в качестве основного метода интенсификации скважин.

Анализ ГРП, проведённого в горизонтальных стволах, показывает, что на эффективность ГРП в этих скважинах особенно влияют продуктивная толща пласта над стволом скважины и степень неоднородности пласта по проницаемости. Компьютерное моделирование показывает, что эффективность отбора продукции из горизонтальных скважин, пробуренных в массивных малопроницаемых пластах, невелика. На начальном этапе отбора продукции после ГРП отмечается резкое увеличение дебитов, которое, однако, быстро снижается. Эффективность разрыва во многом определяется распространением расклинивающего материала в трещинах, что затруднительно для ГРП в горизонтальной скважине.

В то же время при бурении ГС появляются дополнительные задачи, для решения которых необходимо обусловить выбор оборудования для бурения ГС и увеличения точности проводки ствола по продуктивному пласту.

### Радиальное бурение скважин

Проведение работ по радиальному бурению рекомендуется для интенсификации притока в скважинах с низкими ФЕС и продуктивными характеристиками, такими как Сенон-Туронские отложения. Это позволит увеличить радиус дренирования скважин и вовлечь в разработку слабодренируемые интервалы продуктивного разреза. Залогом успешного осуществления работ по радиальному бурению является правильный выбор скважин-кандидатов, при этом в них должны соблюдаться следующие параметры и характеристики:

- герметичная эксплуатационная колонна;
- толщина вскрываемого пласта не менее 2 м;
- в интервале вскрываемого пласта не должно быть установленных пластырей и сужений колонны;
- ближе 1 м от глубины планируемого радиального вскрытия не должны находиться муфты и другие элементы оснастки колонны (центраторы, турболизаторы и др.);
- максимальный зенитный угол на всём протяжении ствола скважины не более 30 градусов.

После выбора подходящих скважин радиальное бурение проводят в несколько этапов (рис. 2).

Присоединяют направляющую компоновку к НКТ и спускают на необходимую глубину, при необходимости проводят ориентирование направляющей компоновки.

Монтируют колтюбинговую установку на устье и фрезерующую оснастку, состоящую из фрезы, гибкого вала и винтового забойного двигателя, на нижний конец безмуфтовой длинномерной трубы (БДТ), проводят спуск фрезерующей оснастки и прорезание отверстия в стенке обсадной колонны.

После окончания резки стенки обсадной колонны БДТ извлекают из скважины, отсоединяют фрезерующую оснастку от БДТ, монтируют на БДТ через переводник рукав высокого давления длиной 100 м, гидромониторную насадку и спускают в скважину.

Проводят бурение радиального ствола диаметром 12–50 мм и длиной до 100 м.

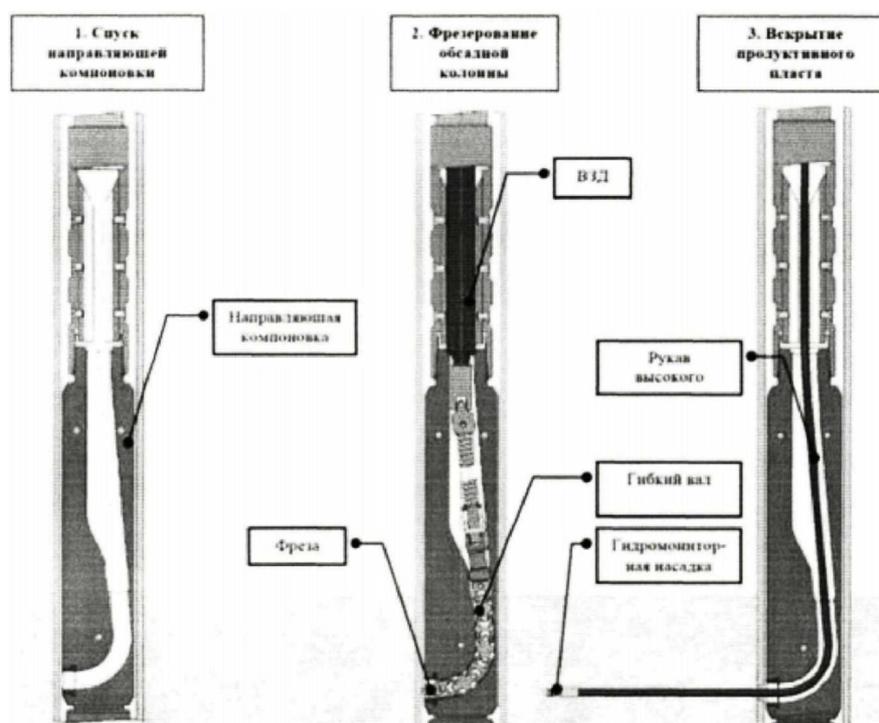


Рисунок 2 – Этапы вскрытия продуктивного пласта радиальным бурением

Если радиальное бурение необходимо провести в разных интервалах, то его начинают с нижнего интервала, приподнимая компоновку вверх по стволу скважины.

Наклонные пласты (пласты с большим углом падения) в целом не подходят для радиального бурения, особенно те, в которых наблюдается разная пористость между близлежащими пластами. Фациальные изменения, выклинивания и несогласные напластования во вскрываемом продуктивном пласте могут привести к замедлению или, в крайнем случае, полной остановке процесса промывки.

Проведение радиального бурения на заглинизированных коллекторах может привести к разбуханию глин под воздействием воды в составе бурового раствора, что приведёт к закупориванию пробуренных каналов диаметром 25–30 мм. Для предупреждения и ликвидации этого осложнения бурение следует вести на растворах на углеводородной основе (газоконденсат, нефть, керосин, дизельное топливо) или в буровой раствор добавлять полимерные добавки, препятствующие разбуханию глин.

Промывка рыхлых пластов в целом приводит к разрушению и вымыванию пород, и именно в этих породах впоследствии происходят обвалы и осыпи стенок скважины. Для предотвращения этого негативного явления после окончания бурения радиального канала следует закачать в пробуренный канал состав для крепления ПЗП, образующий после затвердевания пористую структуру, препятствующую выносу песка и осыпанию радиальных стволов, но проницаемую для газа.

Проведение работ по радиальному вскрытию пластов применимо для интенсификации притока в скважинах с низкими ФЕС и возможно для применения в Сенон-Туронских отложениях. При этом отслеживание процесса обводнения пласта можно проводить, используя высокоточные четырёхмерные гравиметрические измерения.

### **Бурение многозбойных скважин**

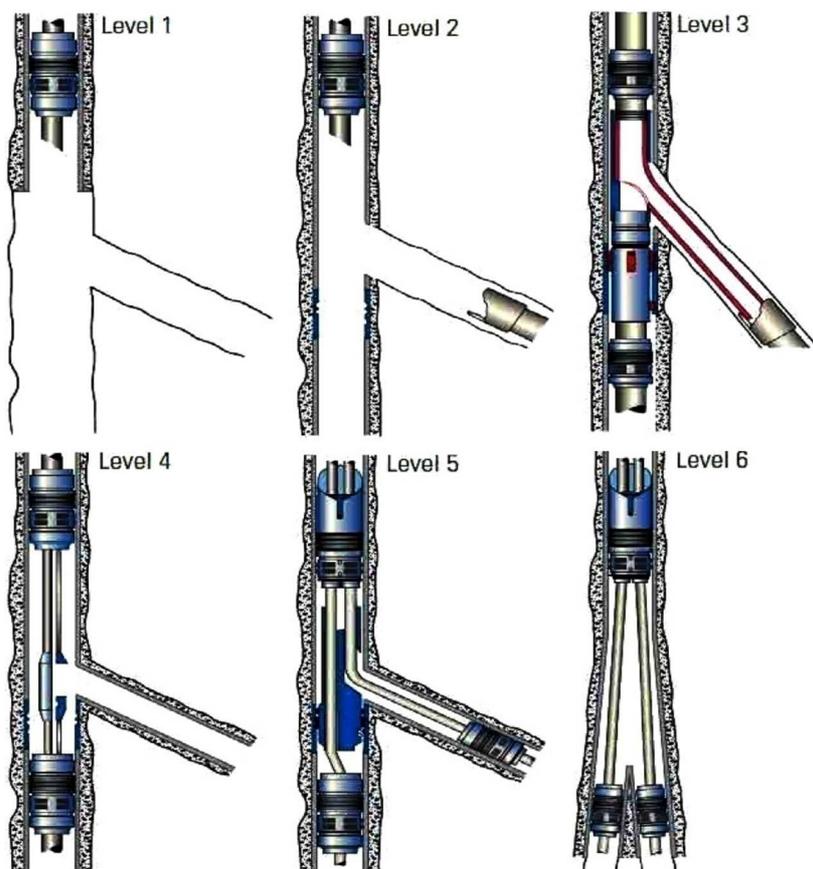
Схемы расположения горизонтальных МЗС в пласте могут представлять собой одиночную дренирующую скважину, либо несколько боковых ответвлений, образующих веер в горизонтальной плоскости или располагающихся по вертикали друг над другом, либо две горизонтальные скважины, расходящиеся в противоположные стороны от главного ствола. Горизонтальные скважины заканчиваются открытым стволом или нецементированными либо частично цементированными хвостовиками, т.е. имеющими обсадку, которая не соединена с главным стволом. При других способах вскрытия пластов используются механические узлы, которые обеспечивают прочное соединение, герметичность и избирательный доступ к местам сочленения боковых хвостовиков и основной обсадной колонны главного ствола скважины.

Как и в любом другом способе заканчивания скважин, горизонтальные хвостовики МЗС зачастую снабжены заколонными пакерами, обеспечивающими разобщение продуктивных интервалов, или механическими песчаными фильтрами. Добываемая из отдельных горизонтальных скважин продукция может смешиваться и доставляться на поверхность по одной колонне труб или по отдельным колоннам труб, не смешиваясь. В настоящее время в скважинах может находиться высокотехнологичное оборудование для заканчивания, предназначенное для контроля и регулирования за исходящими из боковых ответвлений потоков. Для избирательного входа колонны труб в каждый ствол с целью промывки, кислотной обработки ПЗП, проведения изоляционных работ, ГИС и ГДИ в начало компоновки последовательно включаются направляющие ограничители разных диаметров. Вход в основной ствол обеспечивает ограничитель большого диаметра. Для входа в требуемые стволы в скважину последовательно спускают колонну труб с включением в компоновку направляющего ограничителя соответствующего диаметра. Затем спускается скважинное оборудование, осуществляется освоение скважины и ввод её в эксплуатацию.

Места сочленения горизонтальных ответвлений скважины с основным стволом являются особо важными элементами при вскрытии продуктивных пластов с помощью МЗС. Сочленения разделяются на две большие группы:

- 1) сочленения, не обеспечивающие своей герметичности (уровни 1, 2, 3 и 4);
- 2) сочленения, обеспечивающие герметичность (уровни 5 и 6).

Успешность функционирования горизонтальных скважин определяется длительностью срока службы сочленения, его универсальностью и доступностью (рис. 3).



**Рисунок 3** – Классификация сочленений многозабойной скважины

Уровень 1 – Уход в сторону открытым БС или безопорное сочленение.

Уровень 2 – Обсаженная и зацементированная главная скважина и открытый БС или частично цементированный хвостовик.

Уровень 3 – Обсаженная и зацементированная главная скважина с нецементированным боковым хвостовиком, механически «подсоединённым» к основному стволу.

Уровень 4 – Обсаженная и зацементированная главная скважина с зацементированным боковым хвостовиком, механически «подсоединённым» к основному стволу.

Уровень 5 – Обсаженная и зацементированная главная скважина и нецементированный или зацементированный боковой хвостовик, гидравлически изолированный и герметичный, что обеспечивается дополнительным оборудованием для заканчивания скважин (пакерами, сальниками и трубками), размещаемым внутри основного ствола.

Уровень 6 – Обсаженная и зацементированная главная скважина и нецементированный или зацементированный боковой хвостовик, гидравлически изолированный и герметичный, что обеспечивается основной обсадной колонной в месте сочленения бокового хвостовика без размещения дополнительного оборудования для заканчивания скважин внутри основного ствола.

Системы уровней 3 и 6 оказались наиболее предпочтительными вариантами сочленений, используемых при бурении горизонтальных МЗС. Сочленение уровня 3 состоит из надставки хвостовика и механического соединения с основной обсадной колонной, которое позволяет осуществлять избирательный доступ к БС и повторный ввод инструмента в них. Сочленения уровня 6 образуют единое целое с колоннами обсадных труб и обеспечивают герметичность и доступ в БС.

Главное преимущество горизонтальных МЗС состоит в создании максимальной площади контакта с продуктивным пластом, что ведёт к росту производительности скважин или их приёмистости, а также к повышению показателей извлечения углеводородов

из пласта. Несколько горизонтальных дренирующих скважин пересекают и соединяют между собой такие неоднородные структурные особенности залежи, как естественные трещины, прослои с повышенной проницаемостью, тонкослоистые интервалы разреза, многослойные залежи и изолированные карманы, заполненные нефтью и газом. Создание максимально возможной площади контакта с продуктивным пластом приводит к увеличению площади дренирования скважины и снижению депрессии на пласт, что предотвращает разрушение ПЗП и образование водяных конусов более эффективно, чем при бурении обычных вертикальных и горизонтальных скважин.

В отечественной промысловой практике строительство МЗС до настоящего времени не нашло широкого применения. Имеются только два месторождения, расположенные в зоне распространения многолетнемёрзлых пород, на которых проектными документами предусмотрено бурение МЗС.

### **Заключение**

Исчерпаемость запасов крупнейших месторождений природных углеводородов, многие из которых сейчас находятся на завершающей стадии эксплуатации, приводит к необходимости изучения вопросов освоения и разработки трудноизвлекаемых запасов.

Эффективность разработки сложнопостроенных месторождений зависит как от степени изученности геологического строения продуктивных отложений, так и от применения промышленного оснащения, оборудования и технологий для добычи газа. В настоящее время разработка таких залежей предусматривается путём освоения вышележащих пластов месторождения возвратным фондом скважин.

Анализируя изложенный материал, можно с уверенностью утверждать, что производство ГРП может служить основным способом выработки запасов, сосредоточенных в низкопроницаемых коллекторах. Гидроразрыв пласта в низкопроницаемых коллекторах является одним из наиболее эффективных средств для интенсификации добычи. В результате проведения ГРП происходит значительное увеличение дебитов скважин, а также снижение обводнённости (относительно базового варианта, без ГРП).

### **Литература**

1. Авдеенко А.А. Оценка эффективности разработки ранее эксплуатируемых месторождений ОАО «Сургутнефтегаз» // Записки Горного института. – 2007. – Т. 173. – С. 155–158.
2. Виноградова И.А. Результаты применения технологий гидроразрыва пласта по снижению риска неконтролируемых водопровявлений на месторождениях Западной Сибири // Нефтяное хозяйство. – 2010. – № 1. – С. 70–72.
3. Гильмутдинов А.И., Авдеева Л.А. Совершенствование методов планирования геологических мероприятий с учётом минимального рентабельного дебита скважин // Проблемы и тенденции развития инновационной экономики: международный опыт и российская практика: материалы VI Международной научно-практической конференции (31 октября 2017 года, г. Уфа). – Уфа : Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2017. – С. 103–105.
4. Двойников М.В. Проектирование траектории скважин для эффективного бурения роторными управляемыми системами // Записки Горного института. – 2018. – Т. 231. – С. 254–262.
5. Жильцов В.В. Строительство многоствольных скважин в ОАО «Сургутнефтегаз» // Бурение и нефть. – 2004. – № 10. – С. 9–11.
6. Кочнев А.А., Зотиков В.И., Галкин С.В. Анализ влияния геолого-технологических показателей на эффективность технологии радиального бурения на примере эксплуатационных объектов Пермского края // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2018. – Т. 329. – № 12. – С. 20–29.
7. Кустышев И.А., Кустышев А.В. Особенности освоения туронских залежей Западной Сибири многозабойными газовыми скважинами // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2015. – № 5 (113). – С. 50–52.
8. Освоение низкопроницаемых пластов многозабойными газовыми скважинами / А.В. Кустышев [и др.] // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2015. – № 5. – С. 15–17.

9. Математическое моделирование залежей углеводородов как принцип рационального недропользования / А.Н. Лапердин [и др.] // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2009. – № 3 (75). – С. 58–59.
10. Лебединец А.П., Григулецкий В.Г. Бурение многозабойных горизонтальных скважин из эксплуатационных колонн // Нефтяное хозяйство. – 1991. – № 12. – С. 5–7.
11. Литвиненко В.С., Николаев Н.И. Технологические жидкости для повышения эффективности строительства и эксплуатации нефтяных и газовых скважин // Записки Горного института. – 2011. – Т. 194. – С. 84–90.
12. Лушпеев В.А., Назаров Р.С., Подлевский А.А. Исследование газоконденсатных скважин на объектах ОАО «Сургутнефтегаз» // Новые технологии топливно-энергетического комплекса: сборник научных трудов Сургутского института нефти и газа (филиал) ТюмГНГУ. – Тюмень : Тюменский индустриальный университет, 2015. – С. 77–79.
13. Магадова Л.А. Высокоструктурированные гелеобразующие жидкости для гидравлического разрыва пласта на основе комплекса гелирующего «Химеко-В» // Нефтепромысловое дело. – 2006. – № 10. – С. 14–18.
14. Николаев Н.И., Иванов А.И. Повышение эффективности бурения нефтяных и газовых скважин в осложнённых условиях // Записки Горного института. – 2009. – Т. 183. – С. 308–310.
15. Паникаровский Е.В., Паникаровский В.В., Закиров Н.Н. Освоение сенон-туронских газовых залежей // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2022. – № 5 (353). – С. 51–56.
16. Пасынков А.Г. Развитие технологий гидроразрыва пласта в ООО «РН – Юганскнефтегаз» // Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 3. – С. 41–43.
17. Рабикова Л.М. Бурение многозабойных скважин на Самотлорском месторождении // Студенческий вестник. – 2021. – № 2–6 (147). – С. 25–26.
18. Савенок О.В., Кусова Л.Г. Анализ геолого-промысловой информации для проектирования геолого-технических мероприятий на Южно-Русском нефтегазоконденсатном месторождении // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2021. – № 4. – С. 312–327.
19. Сиротин Д.Н., Цыкалюк К.А., Рамозанов А.Г. Развитие технологии бурения многозабойных скважин. От традиционных технологий бурения МЗС до многозабойных скважин с комбинированной колонной // Нефть. Газ. Новации. – 2019. – № 11 (228). – С. 16–21.
20. Тихонов А.Е., Копейкин И.С., Булюкова Ф.З. Причины отказа оборудования нижней части компоновки многостадийного разрыва пласта при спуске в необсаженную горизонтальную скважину // Электронный научный журнал Нефтегазовое дело. – 2017. – № 1. – С. 62–76.
21. Трофименко Д.Д., Савенок О.В., Арутюнян А.С. Применение гидроразрыва пласта в низкопроницаемых коллекторах Тасовского месторождения и способ повышения его эффективности // Инженер-нефтяник. – 2019. – № 4. – С. 5–15.
22. Диагностический анализ вопроса эффективности проведения гидравлического разрыва пласта / И.Г. Фаттахов [и др.] // Фундаментальные исследования. – 2015. – № 2 (27). – С. 6023–6029.
23. Шагалеев Р.К. Совершенствование технологии гидроразрыва пластов с целью обеспечения стабилизации продуктивности объектов воздействия во времени // Нефтепромысловое дело. – 2014. – № 12. – С. 29–34.
24. Анализ применения и рекомендации потокоотклоняющих технологий на Вынгапуровском месторождении / А.Л. Яковлев [и др.] // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 2. – С. 323–331.

## References

1. Avdeenko A.A. Evaluation of the effectiveness of the development of previously exploited fields of OJSC «Surgutneftegas» // Journal of Mining Institute. – 2007. – Vol. 173. – P. 155–158.
2. Vinogradova I.A. Results of the application of hydraulic fracturing technologies to reduce the risk of uncontrolled water intrusions at the fields of Western Siberia // Oil industry. – 2010. – № 1. – P. 70–72.
3. Gilmudinov A.I., Avdeeva L.A. Improving methods for planning geological and technical measures, taking into account the minimum cost-effective well flow rate // Problems and trends in the development of the innovative economy: international experience and Russian practice: materials of the VI International scientific and practical conference (October 31, 2017, Ufa). – Ufa : Ufa State Oil Technical University, 2017. – P. 103–105.
4. Dvoynikov M.V. Well trajectory design for efficient drilling with rotary controlled systems // Journal of Mining Institute. – 2018. – Vol. 231. – P. 254–262.
5. Zhiltsov V.V. Construction of multilateral wells in OJSC «Surgutneftegas» // Drilling and oil. – 2004. – № 10. – P. 9–11.

6. Kochnev A.A., Zotikov V.I., Galkin S.V. Analysis of the influence of geological and technological indicators on the efficiency of radial drilling technology on the example of operational facilities in the Perm Territory // Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Engineering of georesources. – 2018. – Vol. 329. – № 12. – P. 20–29.
7. Kustyshev I.A., Kustyshev A.V. Peculiarities of the development of the Turonian deposits of Western Siberia by multilateral gas wells // News of higher educational institutions. Oil and gas. – 2015. – № 5 (113). – P. 50–52.
8. Development of low-permeability formations by multilateral gas wells / A.V. Kustyshev [et al.] // Construction of oil and gas wells on land and at sea. – 2015. – № 5. – P. 15–17.
9. Mathematical modeling of hydrocarbon deposits as a principle of rational subsoil use / A.N. Laperdin [et al.] // News of higher educational institutions. Oil and gas. – 2009. – № 3 (75). – P. 58–59.
10. Lebedinets A.P., Griguletsky V.G. Drilling of multilateral horizontal wells from production strings // Oil industry. – 1991. – № 12. – P. 5–7.
11. Litvinenko V.S., Nikolaev N.I. Technological fluids to improve the efficiency of construction and operation of oil and gas wells // Journal of Mining Institute. – 2011. – Vol. 194. – P. 84–90.
12. Lushpeev V.A., Nazarov R.S., Podlevsky A.A. Investigation of gas condensate wells at the facilities of OJSC «Surgutneftegaz» // New technologies of the fuel and energy complex: a collection of scientific papers of the Surgut Institute of Oil and Gas (branch) Tyumen State Oil and Gas University. – Tyumen: Tyumen Industrial University, 2015. – P. 77–79.
13. Magadova L.A. Highly structured gel-forming fluids for hydraulic fracturing based on the «Himeko-V» gelling complex // Oilfield business. – 2006. – № 10. – P. 14–18.
14. Nikolaev N.I., Ivanov A.I. Improving the efficiency of drilling oil and gas wells in difficult conditions // Journal of Mining Institute. – 2009. – Vol. 183. – P. 308–310.
15. Panikarovskiy E.V., Panikarovskiy V.V., Zakirov N.N. Development of the Senonian-Turonian gas deposits // Construction of oil and gas wells on land and at sea. – 2022. – № 5 (353). – P. 51–56.
16. Pasyukov A.G. Development of hydraulic fracturing technologies in «RN – Yuganskneftegaz» LLC // Oil industry. – 2007. – № 3. – P. 41–43.
17. Rabikova L.M. Drilling of multilateral wells on the Samotlor field // Student Bulletin. – 2021. – № 2–6 (147). – P. 25–26.
18. Savenok O.V., Kusova L.G. Analysis of geological and field information for the design of geological and technical measures on the South-Russkoye oil and gas condensate field // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2021. – № 4. – P. 312–327.
19. Sirotnin D.N., Tsykalyuk K.A., Ramozanov A.G. Development of technology for drilling multilateral wells. From traditional drilling technologies with multilateral wells to multilateral wells with a combined string // Oil. Gas. Innovations. – 2019. – № 11 (228). – P. 16–21.
20. Tikhonov A.E., Kopeikin I.S., Bulyukova F.Z. Causes of equipment failure in the lower part of the multi-stage fracturing assembly during running into an open horizontal well // Electronic scientific journal Oil and Gas Business. – 2017. – № 1. – P. 62–76.
21. Trofimenko D.D., Savenok O.V., Arutyunyan A.S. The use of hydraulic fracturing in low-permeability reservoirs of the Tasovskoye field and a method for improving its efficiency // Petroleum Engineer. – 2019. – № 4. – P. 5–15.
22. Diagnostic analysis of the question of the effectiveness of hydraulic fracturing / I.G. Fattakhov [et al.] // Fundamental research. – 2015. – № 2 (27). – P. 6023–6029.
23. Shagaleev R.K. Improving the technology of hydraulic fracturing in order to ensure the stabilization of the productivity of objects of influence in time // Oilfield business. – 2014. – № 12. – P. 29–34.
24. Analysis of application and recommendations of flow-deflecting technologies at Vyngapurovskoye field / A.L. Yakovlev [et al.] // Readings of A.I. Bulatov. – 2017. – Vol. 2. – P. 323–331.