ISSN 2411-3336; e-ISSN 2541-9404

ЗАПИСКИ ГОРНОГО ИНСТИТУТА
Journal of Mining Institute
Сайт журнала: pmi.spmi.ru



Научная статья
УДК 553.98

Комплексная оценка эффективности технологии гидравлического разрыва пласта для проведения скважин при добыче углеводородов

И.И.БОСИКОВ[1]✉, **Р.В.КЛЮЕВ**[2], **А.В.МАЙЕР**[3]
[1] *Северо-Кавказский горно-металлургический институт (государственный технологический университет), Владикавказ, Россия*
[2] *Московский политехнический университет, Москва, Россия*
[3] *Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М.Губкина, Москва, Россия*

***Как цитировать эту статью*:** Босиков И.И., Клюев Р.В., Майер А.В. Комплексная оценка эффективности технологии гидравлического разрыва пласта для проведения скважин при добыче углеводородов // Записки Горного института. 2022. Т. 258. С. 1018-1025. DOI: 10.31897/PMI.2022.98

Аннотация. Неотъемлемой и одной из основополагающих отраслей для экономики Российской Федерации на протяжении последних лет является нефтегазовая промышленность. Основными проблемами этой отрасли традиционно были ухудшение структуры запасов нефти; изношенность основных фондов; замедление темпов роста и падение добычи нефти. В последнее время к ним добавился ряд новых негативных тенденций, связанных с недостаточным инвестированием, ограничением объемов финансирования, ухудшением ситуации с доступом к новой технике и технологиям. Задачей исследований является комплексная оценка технологии гидравлического разрыва пласта при проведении скважин и повышение извлечения и интенсификации добычи углеводородов. При проведении исследований использовались методы моделирования для оценки продуктивности каждой трещины. Для определения геомеханических свойств пласта применялись геофизические методы (сейсморазведка). Проведена комплексная оценка технологии гидравлического разрыва пласта при проводке скважин, что позволило на практике увеличить вертикальную проницаемость и объединить разрозненные части коллектора, определить эффективность разработки месторождения углеводородов.

***Ключевые слова*:** нефтяные и газовые месторождения; технология гидравлического разрыва пласта; трещиноватость пласта; ориентация трещин; шельф; горизонтальные скважины

Поступила: 15.09.2022 ***Принята: 17.11.2022*** ***Онлайн: 29.12.2022*** ***Опубликована: 29.12.2022***

Введение. Современный российский и международный опыт повышения извлечения и интенсификации добычи углеводородов опирается на высокую технологическую и экономическую эффективность достаточно большого количества разработанных и освоенных в промышленных масштабах технологий [1]. Первоочередные для разработки морских месторождений – бурение и эксплуатация горизонтальных скважин и их различных модификаций, а также гидроразрыв пласта. Для освоения низкопродуктивных, маломощных и шельфовых нефтяных и газовых месторождений на современном этапе необходима разработка новых технологий и техники для бурения горизонтальных скважин [2, 3].

Постановка проблемы. На месторождении им. В.Филановского с 2016 г. отрабатывалась западная неокомская залежь, а в 2021 г. были начаты и ведутся по настоящее время опытно-промышленные работы на аптской залежи. На начало 2022 г. западная неокомская залежь эксплуатируется 16 горизонтальными добывающими скважинами со средним дебитом нефти 1282 т/сут, что позволяет добывать 7,3 % текущих извлекаемых запасов в год.

Полученный опыт использования горизонтальных скважин (ГС), а также геолого-геофизические особенности месторождений обусловили применение технологии гидравлического разрыва пласта (ГРП) на всех исследуемых объектах. Эффективной методикой дополнительной стимуляции горизонтальных скважин является применение технологии ГРП, что позволит значительно повысить производительность скважины, увеличить область дренирования в пластах с низкой проницаемостью [4, 5].

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

DOI: 10.31897/PMI.2022.98

Записки Горного института. 2022. Т. 258. С. 1018-1025
© И.И.Босиковов, Р.В.Клюев, А.В.Майер, 2022

За последнее десятилетие произошли большие изменения в области технологии ГРП как в мировой, так и в отечественной практике. Применение современного оборудования, новых технологий и моделирования дизайна ГРП скважин дает возможность проводить эффективные операции в вертикальных, наклонных и горизонтальных скважинах [6, 7].

Существует противоречие между потребностями практики и возможностями теории, в рамках которой на сегодняшний день отсутствует рассмотрение применения технологии гидравлического разрыва пласта для эффективного проведения нефтяных и газовых скважин при добыче углеводородов [8, 9].

Проведение комплексной оценки и выбора технологии для эффективной добычи углеводородов является весьма актуальной научной проблемой. Ее решение позволит повысить эффективность проведения горизонтальных скважин при добыче углеводородов. Необходимо провести комплексную оценку технологии гидравлического разрыва пласта для эффективности проведения нефтяных и газовых скважин при добыче углеводородов [10, 11].

Методология. Использовались методы оценки продуктивности каждой трещины без испытания по отдельности. Для определения геомеханических свойств пласта, таких как направление минимального и максимального горизонтального напряжений, использовались геофизические методы (сейсморазведка), по результатам которых получены данные о естественной трещиноватости пласта, тектонических нарушениях, а также керновые исследования и тесты минифраков по скважинам, расположенным в исследуемом районе [10, 11].

Наиболее достоверные результаты по оптимальному количеству трещин их влиянию на параметры работы скважины в процессе эксплуатации получены с помощью моделирования [12, 13].

Обсуждение. Большинство обработок ГРП в вертикальных скважинах проводилось аналогично уже сделанным ГРП [14, 15]. Для успешного выполнения множественных гидравлических трещин в горизонтальной скважине еще до ее бурения авторами проведены исследования следующих проблем: определение направления минимального и максимального горизонтального напряжения, пространственной ориентации горизонтального ствола планируемой скважины; выбор конструкции ствола скважины; необходимость цементирования горизонтального участка; определение интервалов стимуляции; выбор между созданием поперечных или продольных гидравлических трещин относительно горизонтального ствола; перфорация горизонтального ствола скважины и связанные с этим вопросы – ориентация, фазировка, тип и вид применяемых перфораторов; выбор типа ГРП с закреплением созданной гидравлической трещины, кислотный гидроразрыв или комбинация этих типов; метод изоляции каждой трещины; оптимальное расстояние между трещинами, их высота и ширина, а также характеристики применяемой технологии (например, концевого экранирования TSO); оптимальное использование калибровочных испытаний для оптимизации объемов жидкости разрыва и жидкости песконосителя; способы контроля выноса закрепляющего материала (проппанта) [16, 17].

Согласно теории ГРП трещина распространяется вдоль максимального напряжения или перпендикулярно минимальному. Как показано в работах [18, 19], можно управлять направлением распространения трещины вдоль или поперек оси горизонтального ствола. Для ориентации трещин необходимо провести ствол по направлению максимального или минимального напряжения в зависимости от решаемых задач (рис.1) [20, 21].

Авторами установлено, что одна из главных причин стимуляции горизонтальных скважин состоит в необходимости увеличения вертикальной проницаемости и связности коллекторов, а также создание трещины, перпендикулярной стволу горизонтальной скважины в вертикальной плоскости. Если горизонтальная

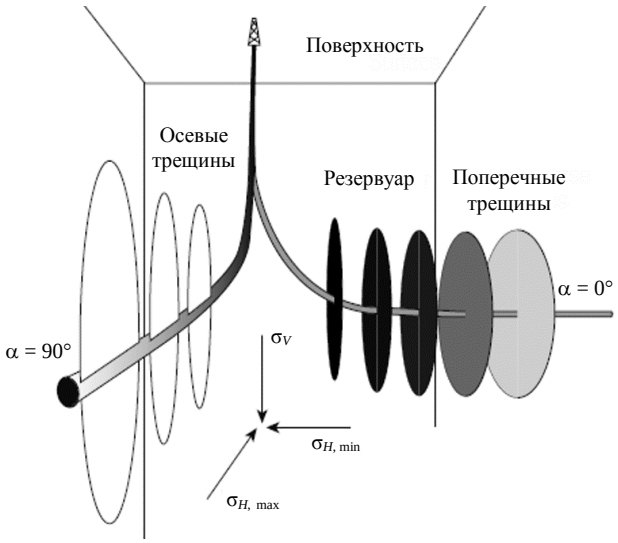


Рис.1. Схематическое представление ориентации трещин

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

DOI: 10.31897/PMI.2022.98

скважина пробурена в направлении, совпадающем с направлением минимального главного напряжения, то созданные трещины гидроразрыва будут перпендикулярны горизонтальной скважине. Однако, если горизонтальная скважина будет пробурена в направлении максимального главного напряжения, то созданные трещины будут параллельны горизонтальной скважине [22, 23].

Результаты исследований авторов показали, что важным аспектом является выбор оптимального количества трещин, которое необходимо разместить в скважине. С одной стороны, они должны обеспечить ожидаемую производительность скважины, с другой стороны, их число нужно минимизировать, исходя из материально-технического обеспечения. Эта задача решается с помощью многофункционального программного комплекса «Мониторинг ГДИС», который позволяет рассчитать дебит скважины и ее продуктивность в динамике, определить нужные интервалы стимуляции по стволу скважины [24, 25].

Установлено, что запланированные трещины в горизонтальном стволе скважины должны быть механически разобщены при помощи пакеров и портов со скользящими муфтами. Эффективные технологии изоляции основаны на использовании многопакерных компоновок с применением разбухаемых под действием катализатора (так называемых «резиновых» или «каучуковых») или раздуваемых под действием давления гидравлических пакерных систем. Основное отличие подобных систем заключается в функциональном назначении. Первые используются в стволах с необсаженным окончанием, вторые – с обсаженным зацементированным окончанием [26, 27].

Создание множественных гидравлических трещин в горизонтальной скважине является технологически сложной и дорогостоящей операцией. Нередко проведенные на горизонтальных скважинах ГРП оказываются неуспешными вследствие низкой эффективности рабочей жидкости, использования оборудования, неспособного к выполнению требуемой технологии. Поэтому важным фактором является выбор и применение технологии ГРП, при которой должен осуществляться контроль на каждом этапе операции [28, 29].

На месторождении им. В.Филановского впервые была применена технология ГРП на разведочной скважине 15а, пробуренной на западном участке месторождения.

ГРП в морских условиях проведено на территории России впервые. Для этой цели специально было спроектировано оборудование и проведена модернизация транспортного судна, на котором было размещено оборудование [30, 31].

Мероприятия по проведению технологии ГРП были выполнены по следующему плану: проведение полного минитеста, включая нагнетательный тест (стадия замещения), тест на повторное открытие, калибровочный тест на трение, калибровочный тест с проппантной пачкой, тест с повышением расхода и понижением расхода; проведение основного ГРП.

За время выполнения работ было закачано: общая масса проппанта 50000 кг; масса проппанта в пласт 50000 кг, из них 500 кг оставлено в колонне согласно расчетам и технологии закачки; объем сшитого геля для основного ГРП и минитеста – 210,2 м^3; объем линейного геля 18,4 м^3.

Полученная геометрия трещины составила: общая полудлина трещины ГРП около 90 м; эффективная полудлина трещины ГРП 60 м; высота трещины ГРП в призабойной зоне скважины 69 м; средняя высота трещины 45 м; ширина трещины в призабойной зоне скважины в нефтенасыщенных песчаниках 4 мм; средняя ширина трещины 2,5 мм; безразмерная проводимость трещины ГРП 2,7 [32].

Анализ проведения многозонного ГРП на скважинах G-3a, H-9a, 15a, 16a. При содействии компании Baker Hughes проведены работы по закачке 32 операций по многостадийному ГРП на четырех скважинах месторождения им. В.Филановского. Проект был рассчитан на проведение работ по стимуляции приемистости по нагнетательным скважинам G-3a, H-9a и стимуляции продуктивности эксплуатационных скважин 15а и 16а.

Планируемые глубины расположения закрывающихся портов ГРП по длине колонны нижнего заканчивания скважин:

• скважина G-3a – нагнетательная по газу, верх портов ГРП – 3040,63; 3240,11; 3448,41; 3740,28; 3989,88; 4199,80 м;

• скважина H-9a – нагнетательная по воде, верх портов ГРП – 2567,0; 2880,2; 3050,6; 3235,0; 3418,9; 3660,2 м;

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

• скважина 15а – эксплуатационная, верх портов ГРП – 3249,9; 3403,8; 3558,2; 3749,2; 3974,8; 4118,9; 4268,2; 4399,7; 4509,1; 4605,5 м.

• скважина 16а – эксплуатационная, верх портов ГРП – 2195,6; 2347,2; 2441,5; 2549,7; 2655,6; 2750,1; 2850,2; 2950,6; 3049,9; 3149,1 м.

На нагнетательных скважинах G-3а, Н-9а проведено по шесть операций ГРП на шести портах ГРП в каждой скважине, на эксплуатационных скважинах 15а и 16а проведено по 10 операций ГРП на 10 портах ГРП в каждой скважине.

Для проведения работ по открытию (закрытию) портов ГРП и забойных фильтров применялась установка непрерывной компрессорной трубы (ГНКТ) с диаметром ГНКТ 66,7 мм, длиной 5000 м на барабане с использованием гидравлически активируемых забойных ключей НВ-2. Использование койла данного диаметра определялось траекториями стволов скважин и глубинами расположения портов ГРП и забойных противопесочных фильтров.

По каждой скважине проведена оценка и подбор материалов, используемых при проведении работ МГРП скважин G-3а, Н-9а, 15а, 16а. Были проведены следующие виды работ: монтаж устьевого оборудования и обвязка устья скважины линиями высокого и низкого давления; калибровочный спуск ГНКТ с промывкой скважины до забоя; спуск ГНКТ с забойным ключом для закрытия противопесочных фильтров и открытия нижнего порта ГРП; проведение операции ГРП; спуск ГНКТ с забойным ключом для закрытия предыдущего порта ГРП и открытия следующего порта ГРП (повторение операции по работам на каждом порту ГРП); после закрытия верхнего порта ГРП спуск ГНКТ с промывкой до забоя; спуск ГНКТ с забойным ключом для открытия противопесочных фильтров; освоение скважины газлифтом с закачкой азота до прекращения выноса ТВЧ (или до отбора объема пластовых флюидов в объеме одного танкера); демонтаж устьевого оборудования и передвижка на следующую скважину [33].

Авторами установлено: МГРП добывающих скважин способствовало увеличению дебита нефти по скважине 15а – в 2,6 раз, 16а – в 4 раза. Сравнение дебитов нефти до и после МГРП: скважина 15а – 70,1 т/сут до ГРП и 184,2 т/сут – после ГРП; 16а – соответственно 49,1 и 198, 7 т/сут.

Показатели для модели дизайна ГРП скважины 15а были взяты из данных геомеханических свойств пласта аптской залежи, таких как направление минимального и максимального горизонтального напряжений (рис.2). Жидкость для проведения ГРП бралась по аналогии со скважиной 16а: жидкость на основе гуара (несущая жидкость) YF130STLUKOIL; жидкость продавки WF115.

Проницаемость проппанта рассчитывалась на основе следующих параметров: статическая температура 64 °С; давление на проппант 115 бар; концентрация проппанта: 5,08 кг/м^2; среднее значение модуля Юнга 3,258 ГПа.

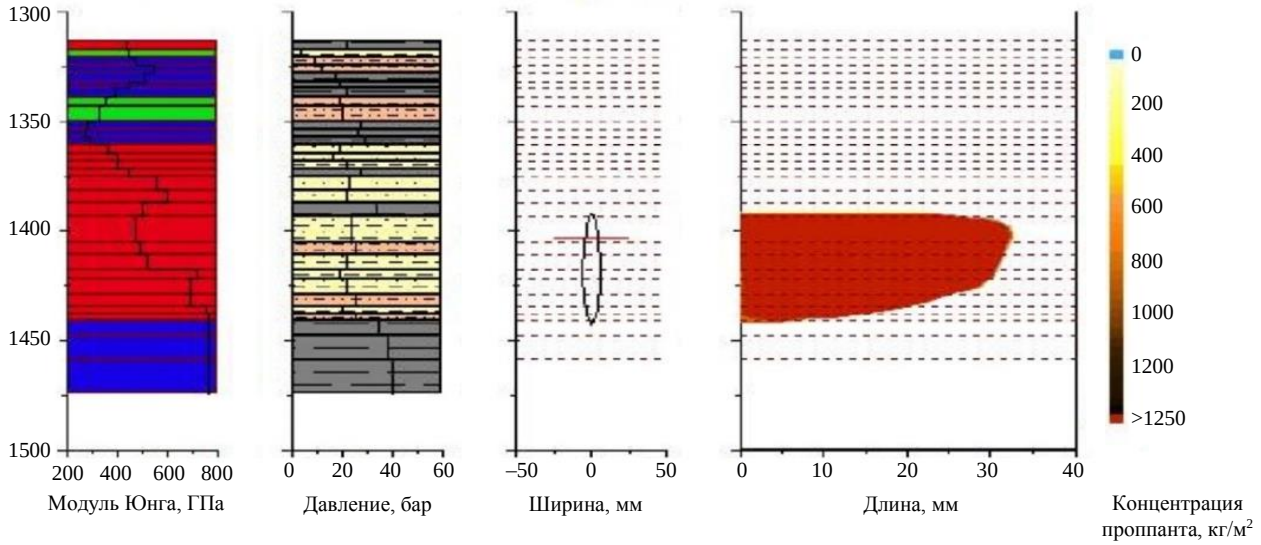


Рис.2. Модель трещины

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

Записки Горного института. 2022. Т. 258. С. 1018-1025
DOI: 10.31897/PMI.2022.98
© И.И.Босиков, Р.В.Клюев, А.В.Майер, 2022

По результатам проведенного авторами моделирования дизайна ГРП (рис.2) был рассчитан коэффициент продуктивности скважин и выполнено сравнение для продольных и поперечных трещин. Получено, что продольные трещины имеют большое преимущество (рис.3).

График (рис.4) представляет динамику дебита и накопленную добычу для условий куба 1218×5000×37 м со средней проницаемостью 608 мД одной или двух трещин, депрессия 27 атм.

По результатам проведенных авторами исследований накопленной добычи для продольных трещин технология ГРП будет иметь преимущество в горизонтальной скважине по высокопроницаемому коллектору и позволит увеличить вертикальную проницаемость (рис.5) и объединить разрозненные части коллектора.

При проведении ГРП на скважине 15а давление на поверхности при закачке находится в пределах ожидаемого и полностью подтверждает предварительные расчеты требуемой мощности насосов, сделанные при подготовке к проекту. Мощности двух насосов хватает для проведения ГРП на пласте $К_1$а.

Минимальный оцененный градиент давления закрытия трещины в пласте $К_1$а составляет 14,37 кПа/м.

Проведенная оценка потерь давления на трение показала, что преобладают потери на трение при движении жидкости через НКТ. Оцененные суммарные потери на трение в призабойной зоне скважины составляют 3,4 атм при расходе 3 м^3/мин.

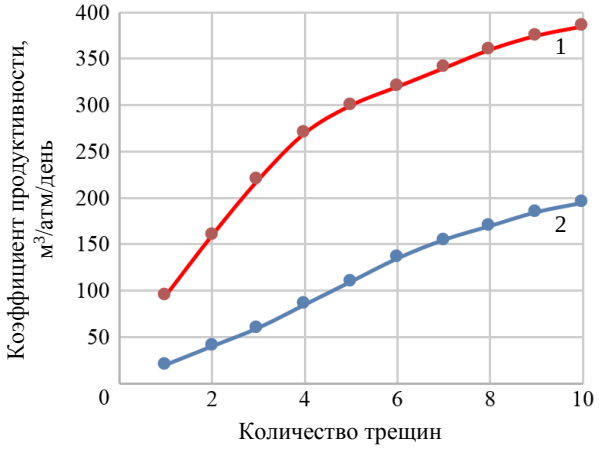


Рис.3. Коэффициент продуктивности для продольных (1) и поперечных (2) трещин

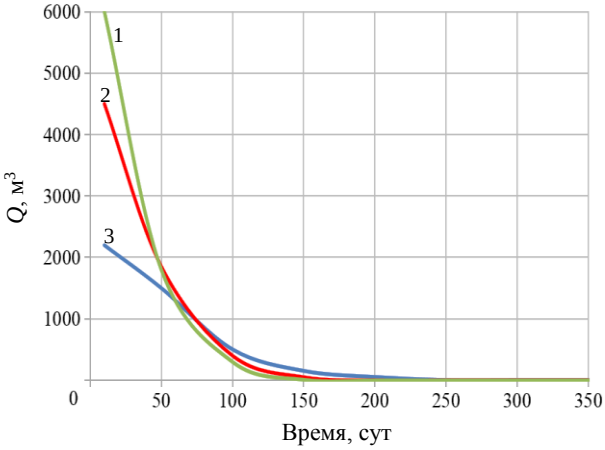


Рис.4. Сценарий бурения скважин для различных продольных трещин
1 – N_f = 1; 2 – N_f = 2; 3 – N_f = 3

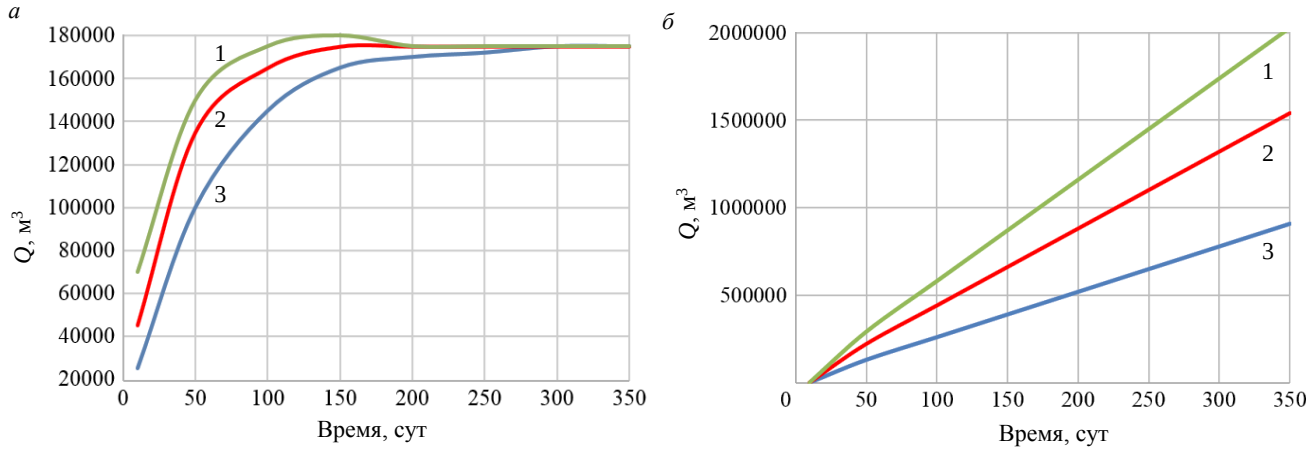


Рис.5. Сценарий накопленной добычи для продольных трещин: *а* – I вариант; *б* – II вариант
1 – N_f = 1; 2 – N_f = 2; 3 – N_f = 3

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

Проведенная после минитеста термометрия позволила сделать заключение о росте трещины в пределах 1335-1376 м (по стволу).

Во время основного ГРП было закачано 180 м^3 сшитого геля с поверхности и 49000 кг проппанта. Достигнут планируемый рабочий расход 3,0 м^3/мин.

Заключение интерпретации прибора акустического каротажа XMAC: верхняя граница трещины ГРП находится в нижней части пласта альба (K_1al) на глубине 1320 м (по стволу) или 1295 м (по абсолютным отметкам); нижняя граница трещины ГРП находится в нижней части пласта апт (K_1a) на глубине 1371 м (по стволу) или 1345 м (по абсолютным отметкам); прибор XMAC дошел только до глубины 1373,4 м (по стволу) и нижняя граница интерпретации составляет только 1371,5 м (по стволу); оценка поведения забойного давления, отсутствие в изменении эффективного давления показывают возможное развитие трещины ГРП также в нижний интервал пласта K_1a, расположенный на глубине 1361-1370 м (по абсолютным отметкам) [34, 35].

Выводы. Наиболее достоверные результаты по оптимальному количеству трещин и их влиянию на параметры работы скважины в процессе эксплуатации получены по результатам моделирования дизайна ГРП.

Определено направление минимального и максимального горизонтального напряжения для выбора ориентации горизонтального ствола, а также вид создаваемых гидравлических трещин при необходимости контролировать их распространение в водонасыщенную зону.

Установлено, что концепция моделирования дизайна ГРП включает в себя три различных подхода:

• Определение оптимального направления проведения горизонтального ствола и его пространственного расположения относительно минимальных и максимальных пластовых напряжений играет значительную роль при проектировании операции по созданию множественных гидравлических трещин.

• Теоретически возможны два случая – горизонтальный ствол расположен строго по направлению максимального или минимального горизонтального напряжения.

Экономический эффект использования технологии ГРП на месторождении им. В.Филановского

Показатель	Февраль 2021	Июль 2021	Ноябрь 2021
Добыча нефти, тыс.т	35,4572	149,4096	13,8384
Товарная нефть, тыс.т	35,45649	149,4066	13,83812
Выручка, млн руб.	684,6117	3574,956	387,9644
Операционные расходы, млн руб.	505,1065	193,0372	19,37293
Операционные расходы (с инфляцией), млн руб.	505,1065	196,8979	20,1556
Льгота по ЭП, млн руб.	151,4169	846,8665	95,74611
НДПИ, млн руб.	213,2751	1238,755	142,923
Налог на прибыль, млн руб.	–6,75399	427,8607	44,97716
Налогооблагаемая прибыль, млн руб.	–33,77	2139,303	224,8858
Денежный поток по операционной деятельности, млн руб.	–27,016	1711,443	179,9086
Денежный поток по инвестиционной деятельности, млн руб.	0	0	0
Чистый денежный поток, млн руб.	–27,016	1711,443	179,9086
Чистый денежный поток, млн дол.	–0,37008	24,27578	2,649612
Дисконтированный чистый денежный поток, млн дол.	–0,37008	21,10938	2,003487
Показатели для расчетов	2017	2018	2019
Налог на имущество, %	0,02	0,02	0,02
на капитальные вложения, д.ед.	1,000	1,020	1,040
цен промышленности, д.ед.	1,000	1,020	1,040
на электроэнергию, д.ед.	1,000	1,054	1,109
на заработную плату, д.ед.	1,000	1,064	1,120
Номинальный курс национальной валюты, руб./дол.	73	70,5	67,9
Коэффициент дисконтирования, д.ед.	1	0,869565	0,756144
Нетто-цена нефти на базисе ФСА, дол./т	206	259	311
Увеличение нетто-цены от льгот по пошлине, дол./т	58,5	80,4	101,9
Цена нефти, руб./т	15038	18259,5	21116,9
Ставка НДПИ	6015	8291	10328
Коэффициент расчета товарной нефти, д.ед.		0,99998	
Себестоимость нефти, руб./т	1611	1292	1399,94
NPV, млн дол.	22,74278		

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

При выборе эффективной технологии необходимо руководствоваться несколькими критериями – достижение максимальной эффективности гидравлических трещин за счет максимального времени интерференции, минимальной степени повреждения созданных трещин и продуктивного пласта, а также максимальной проводимости закрепленных гидравлических трещин.

• Оптимальная геометрия создаваемых в горизонтальном стволе множественных гидравлических трещин полностью зависит от выбора применяемой рабочей жидкости, закрепляющего материала, а также своевременности и качества извлечения продуктов распада рабочей жидкости.

По результатам проведенных исследований на добывающих и водонагнетательных скважинах длиной 1000 м смоделировано по пять гидравлических трещин, на газонагнетательных длиной 1500 м – семь трещин. Трещины поперечные по отношению к горизонтальному стволу скважин преимущественного субмеридианального направления, соответствующего направлению выделенных разломных нарушений, с расстоянием между портами около 200 м. Параметры трещин заданы на основе результатов проведенного ГРП на скважине 15а. На скважинах 77-Р и 78-Раптской залежи месторождения им. В.Филановского, введенных в опытно-промышленную разработку в ноябре-декабре 2020 г., проведение ГРП намечено на начало 2024 г.

Были использованы данные по скважинам 15а и 16а (учитывая ЗБС). Временной отрезок 10 мес. – время эффекта ГРП. При расчете были учтены, в связи с увеличением добычи нефти, операционные расходы.

На месторождении им. В.Филановского компанией «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» получен экономический эффект от применения технологии ГРП – 22,74278 млн дол. (см таблицу).

Авторами установлено следующее: проведенная оптимизация дизайна ГРП направлена на создание трещины максимальной проводимости и минимальной длины; применение технологии гидравлического разрыва пласта при проводке скважин позволило на практике увеличить вертикальную проницаемость и объединить разрозненные части коллектора, что определило эффективность разработки месторождения углеводородов на исследуемом месторождении.

Авторы выражают признательность профессору В.В.Майеру и доценту Е.В.Егоровой, при поддержке которых были выполнены организационные, исследовательские и экспериментальные работы на исследуемых участках.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Агзамов А.Х., Эфендиев Г.М., Молдабаева Г.Ж. и др*. Результаты численных экспериментов по установлению степени влияния депрессий на коэффициенты извлечения газа и конденсата // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2022. № 4. С. 57-76. DOI: 10.31660/0445-0108-2022-4-57-76

2. *Бембель Р.М., Сухов Л.А., Щетинин И.А.* Пути повышения геологической эффективности освоения месторождений углеводородов в Западной Сибири // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2017. № 6. С. 6-10. DOI: 10.31660/0445-0108-2017-6-6-10

3. *Босиков И.И., Клюев Р.В., Егорова Е.В*. Оценка перспектив нефтегазоносности Северо-Восточного блока Южно-Хулымского месторождения // Устойчивое развитие горных территорий. 2019. Т. 11. № 1 (39). С. 7-14. DOI: 10.21177/1998-4502-2019-11-1-7-14

4. *Гайдук В.В.* Природа нефтегазоносности Терско-Сунженского нефтегазоносного района // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2019. № 2. С. 40-46. DOI: 10.30713/2413-5011-2019-2-40-46

5. *Данилов В.Н*. Надвигообразование и нефтегазоносность Предуральского краевого прогиба // Геология нефти и газа. 2021. № 1. С. 57-72. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-1-57-72

6. *Бородкин В.Н., Смирнов О.А., Лукашов А.В. и др.* Сейсмогеологическая модель и перспективы нефтегазоносности палеозойско-мезозойских отложений севера Западной Сибири на базе сейсморазведки 2D, 3D // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2022. Т. 17. № 2. DOI: 10.17353/2070-5379/18_2022

7. *Ивлев Д.А*. Метод регионального прогноза нефтегазоносности территорий алгоритмами машинного обучения на примере Тюменской свиты Западной Сибири // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2021. Т. 332. № 1. С. 41-53. DOI: 10.18799/24131830/2021/1/2998

8. *Каукенова А.С*. Перспективы нефтегазоносности в Южно-Торгайском бассейне // Известия высших учебных заведений. Геология и разведка. 2020. № 3. С. 38-45. DOI: 10.32454/0016-7762-2020-63-3-38-45

9. *Кобылинский Д.А*. Критерии определения нефтегазоносности территории на основе данных наземной геохимической съемки, выполненной по грунту и искусственному сорбенту // Вестник евразийской науки. 2020. Т. 12. № 6. № 51NZVN6.20.

10. *Босиков И.И., Мазко А.И., Майер А.В., Гагарина О.В*. Комплексный анализ условий и особенностей нефтегазоносности в пределах Ахловской структурной зоны (Северный Кавказ) // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2021. № 2. С. 25-38. DOI: 10.31660/0445-0108-2021-2-25-38

11. *Паникаровский Е.В., Паникаровский В.В., Анашкина А.Е*. Опыт разработки Ванкорского месторождения // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2019. № 1. С. 47-51. DOI: 10.31660/0445-0108-2019-1-47-51

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

12. *Насибова Г.Д., Мухтарова Х.З.* Перспективы нефтегазоносности Шамахы-Гобустанской впадины в связи с ее структурно-тектоническими особенностями // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2021. Т. 332. № 4. С. 7-16. DOI: 10.18799/24131830/2021/04/3143

13. *Севостьянова Р.Ф., Ситников В.С.* Развитие представлений о строении и нефтегазоносности территории непско-ботуобинской антеклизы и прилегающей части предпатомского прогиба // Записки Горного института. 2018. Т. 234. С. 599-603. DOI: 10.31897/PMI.2018.6.599

14. *Черкашин В.И., Сабанаев К.А., Гаджиева Т.Р. и др.* Тектоническое строение и перспективы нефтегазоносности осадочного покрова дна Каспийского моря // Труды Института геологии Дагестанского научного центра РАН. 2018. № 4 (75). С. 24-29. DOI: 10.31161/2541-9684-2018-62-4-25-30

15. *Ульмасвай Ф.С., Добрынина С.А., Сидорчук Е.А.* Новые закономерности распределения нефтегазоносности в осадочной толще (на примере Предкавказья) // Актуальные проблемы нефти и газа. 2018. № 1(20). DOI: 10.29222/ipng.2078-5712.2018-20.art8

16. *De Oliveira D.M., Sobral L.G.S., Olson G.J., Olson S.B.* Acid leaching of a copper ore by sulphur-oxidizing microorganisms // Hydrometallurgy. 2014. Vol. 147-148. P. 223-227. DOI: 10.1016/j.hydromet.2014.05.019

17. *Клюев Р.В., Босиков И.И., Майер А.В., Гаврина О.А.* Комплексный анализ применения эффективных технологий для повышения устойчивого развития природно-технической системы // Устойчивое развитие горных территорий. 2020. № 2. С. 283-290. DOI: 10.21177/1998-4502-2020-12-2-283-290

18. *Босиков И.И., Клюев Р.В., Гаврина О.А.* Анализ геолого-геофизических материалов и качественная оценка перспектив нефтегазоносности Южно-Харбижинского участка (Северный Кавказ) // Геология и геофизика Юга России. 2021. Т. 11. № 1. С. 6-21. DOI: 10.46698/VNC.2021.36.47.001

19. *Босиков И.И., Мазко А.И., Майер А.В.* Комплексная оценка коллектора продуктивного пласта Каневского месторождения // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2021. № 3. С. 25-36. DOI: 10.31660/0445-0108-2021-3-25-36

20. *Босиков И.И., Клюев Р.В., Силаев И.В.* Комплексный анализ геолого-промышленных параметров Дороговского месторождения // Геология и геофизика Юга России. 2022. Т. 12. № 2. С. 89-102. DOI: 10.46698/VNC.2022.32.98.007

21. *Litvinenko V.S.* Digital Economy as a Factor in the Technological Development of the Mineral Sector // Natural Resources Research. 2020. Vol. 29. P. 1521-1541. DOI: 10.1007/s11053-019-09568-4

22. *Nassani A.A., Aldakhil A.M., Zaman K.* Ecological footprints jeopardy for mineral resource extraction: Efficient use of energy, financial development and insurance services to conserve natural resources // Resources Policy. 2021. Vol. 74. № 102271. DOI: 10.1016/j.resourpol.2021.102271

23. *Zhong Li, Renjun Xi, Yi Wu, Junliang Yuan.* Progress and prospect of CNOOC's oil and gas well drilling and completion technologies // Natural Gas Industry B. 2022. Vol. 9. Iss. 2. P. 209-217. DOI: 10.1016/j.ngib.2021.08.020

24. *Xizhe Li, Zhenhua Guo, Yong Hu et al.* High-quality development of ultra-deep large gas fields in China: Challenges, strategies and proposals // Natural Gas Industry B. 2020. Vol. 7. Iss. 5. P. 505-513. DOI: 10.1016/j.ngib.2020.09.008

25. *Zengkai Liu, Qiang Ma, Xuewei Shi et al.* A dynamic quantitative risk assessment method for drilling well control by integrating multi types of risk factors // Process Safety and Environmental Protection. 2022. Vol. 167. P. 162-172. DOI: 10.1016/j.psep.2022.08.066

26. *Jun Liu, Jianxun Wang, Xiaoqiang Guo et al.* Investigation on axial-lateral-torsion nonlinear coupling vibration model and stick-slip characteristics of drilling string in ultra-HPHT curved wells // Applied Mathematical Modelling. 2022. Vol. 107. P. 182-206. DOI: 10.1016/j.apm.2022.02.033

27. *Sudharsan J., Khare S.K.* Role of nanocomposite additives in well bore stability during shale formation drilling with water based mud – A comprehensive review // Materials Today: Proceedings. 2022. Vol. 62. Part 12. P. 6412-6419. DOI: 10.1016/j.matpr.2022.04.009

28. *Shingala J., Vora N., Shah M.* Emerging the dual string drilling and dual coil tubing drilling technology in a geothermal well applications // Petroleum. 2021. Vol. 8. Iss. 1. P. 102-109. DOI: 10.1016/j.petlm.2021.03.007

29. *Dao-Bing Wang, Fu-Jian Zho, Yi-Peng Li et al.* Numerical simulation of fracture propagation in Russia carbonate reservoirs during refracturing // Petroleum Science. 2022. DOI: 10.1016/j.petsci.2022.05.013

30. *Мартюшев Д.А., Пономарева И.Н., Филиппов Е.В., Ли Ювэй.* Образование трещин гидравлического разрыва пласта в карбонатных сложнопостроенных коллекторах с естественной трещиноватостью // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2022. Т. 333. № 1. С. 85-94. DOI: 10.18799/24131830/2022/1/3212

31. *Kunpeng Zhang, Bing Hou, Mian Chen et al.* Fatigue acid fracturing: A method to stimulate highly deviated and horizontal wells in limestone formation // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2022. Vol. 208. Part B. № 109409. DOI: 10.1016/j.petrol.2021.109409

32. *Liang Zhang, ZhiPing Li, Feng Peng Lai et al.* Integrated optimization design for horizontal well placement and fracturing in tight oil reservoirs // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2019. Vol. 178. P. 82-96. DOI: 10.1016/j.petrol.2019.03.006

33. *Khan R.A., Awotunde A.A.* Determination of vertical/horizontal well type from generalized field development optimization // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2018. Vol. 162. P. 652-665. DOI: 10.1016/j.petrol.2017.10.083

34. *Huang L.A., Peijia Jiang, Xuyang Zhao et al.* Modeling Study of the Productivity of Horizontal Wells in Hydrocarbon-Bearing Reservoirs: Effects of Fracturing Interference // Geofluids. 2021. Vol. 2021. № 2168622. DOI: 10.1155/2021/2168622

35. *Wuguang Li, Hong Yue, Yongpeng Sun et al.* Development Evaluation and Optimization of Deep Shale Gas Reservoir with Horizontal Wells Based on Production Data // Geofluids. 2021. Vol. 2021. № 4815559. DOI: 10.1155/2021/4815559

***Авторы*: И.И.Босиков,** *канд. техн. наук, заведующий кафедрой, igor.boss.777@mail.ru, https://orcid.org/0000-0001-8930-4112* (*Северо-Кавказский горно-металлургический институт* (*государственный технологический университет*), *Владикавказ, Россия*), **Р.В.Клюев,** *д-р техн. наук, профессор, https://orcid.org/0000-0003-3777-7203* (*Московский политехнический университет, Москва, Россия*), **А.В.Майер,** *канд. техн. наук, доцент, https://orcid.org/0000-0003-4408-8633* (*Российский государственный университет нефти и газа* (*НИУ*) *имени И.М.Губкина, Москва, Россия*).

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0