



УДК 622.276.66

АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ НАПРАВЛЕННОГО ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА НА ГРИНЬКОВСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

ANALYSIS OF TECHNOLOGY APPLICATION DIRECTIONAL HYDRAULIC FRACTURING ON THE GRINKOVSKOYE OIL FIELD

Шиян Станислав Иванович

кандидат технических наук,
доцент кафедры оборудования нефтяных и
газовых промыслов,
Кубанский государственный технологический университет
akngs@mail.ru

Мамедов Сулейман Алиевич

студент
кафедры оборудования нефтяных и
газовых промыслов,
Кубанский государственный технологический университет
iliasisharif1930@gmail.com

Зиноватный Андрей Сергеевич

студент
кафедры оборудования нефтяных и газовых промыслов,
Кубанский государственный технологический университет
zinovatny.00@mail.ru

Душкин Алексей Игоревич

студент кафедры оборудования нефтяных и
газовых промыслов,
Кубанский государственный технологический университет
dushkin.00@mail.ru

Кусова Лизавета Геннадиевна

ученица 11А класса
МБОУ лицей №4 г. Краснодара
kusovalisa@gmail.com

Аннотация. Распространённой и успешной технологией интенсификации нефтедобычи и увеличения коэффициента нефтеизвлечения для малодебитных, низкообводнённых скважин, эксплуатирующих неоднородные продуктивные пласты с низкими фильтрационно-емкостными характеристиками, является технология гидравлического разрыва пласта. В частности, для интенсификации притока нефти к забою скважин применяют гидравлический разрыв пласта и его различные варианты – многократный ГРП, направленный ГРП, ГРП на солянокислотной основе и т.д. Актуальность статьи обусловлена тем, что в мировой практике газонефтедобычи для интенсификации притока флюидов в скважинах, вскрывающих низкопроницаемые продуктивные пласты, распространение получил способ направленного гидравлического разрыва пласта. При его проведении в призабойной зоне пласта образуется разветвлённая система дренирования за счёт раскрытия естественных микротрещин и создания вертикальной трещины большой протяжённости.

Shiyani Stanislav Ivanovich

Candidate of Technical Sciences,
Associate Professor of Oil and
Gas Field Equipment,
Kuban State Technological University
akngs@mail.ru

Mamedov Suleiman Aliевич

Student,
Department Equipment of
Oil and Gas Field,
Kuban State Technological University
iliasisharif1930@gmail.com

Zinovatny Andrey Sergeevich

Student,
Department Equipment of Oil and Gas Fields,
Kuban State Technological University
zinovatny.00@mail.ru

Dushkin Alexey Igorevich

Student,
Oil and Gas Field Equipment,
Kuban State Technological University
dushkin.00@mail.ru

Kusova Lizaveta Genadievna

Pupil of 11A Class,
Lyceum №4 of Krasnodar
kusovalisa@gmail.com

Annotation. A widespread and successful technology for stimulating oil production and increasing the oil recovery factor for low-flow, low-water-cut wells operating inhomogeneous productive formations with low reservoir characteristics is hydraulic fracturing technology. In particular, hydraulic fracturing and its various options – multiple hydraulic fracturing, directed hydraulic fracturing, hydrochloric acid-based fracturing, etc. are used to stimulate oil flow to the bottom of wells. The relevance of the article is due to the fact that in the world practice of gas and oil production to stimulate the inflow of fluids in wells that open low-permeable productive formations, the method of directional hydraulic fracturing has become widespread. When it is carried out, a branched drainage system is formed in the bottomhole formation zone due to the opening of natural microcracks and the creation of a long vertical crack.



Ключевые слова: анализ проблем и применяемых технологий гидравлического разрыва пласта; выбор технологии ремонта скважин; промывка скважины после ГРП; оборудование и технологические жидкости, используемые для направленного гидроразрыва пласта; сущность метода кислотной обработки трещин; освоение и сдача скважины после ГРП; параметры ГРП с применением технологии J-FRAC.

Keywords: analysis of problems and applied technologies of hydraulic fracturing; selection of well workover technology; well flushing after hydraulic fracturing; equipment and process fluids used for directional hydraulic fracturing; essence of the acidizing method of fractures; development and delivery of the well after hydraulic fracturing; hydraulic fracturing parameters using J-FRAC technology.

Анализ проблем и применяемых технологий гидравлического разрыва пласта

В рамках Гриньковского нефтяного месторождения основным объектом применения технологии ГРП являются пласты группы АС9.

Технология ГРП опробована практически для всех отложений Западной Сибири, начиная от верхнемеловых до юрских отложений. Кратность увеличения дебитов изменяется от единиц до десятков раз.

Несмотря на то, что в целом главная задача – увеличение дебита по нефти после ГРП – решена, успешность производства работ различна и зависит от многих факторов, как геологических, так и технологических.

Для обеспечения эффективности процесса гидроразрыва перед выбором расклинивающего материала необходимо определить оптимальную длину трещины в зависимости от проницаемости пласта с учётом радиуса зоны дренирования скважины и близости нагнетательных скважин. Теоретическая зависимость оптимальной полудлины трещины L (расстояние от ствола скважины до вершины трещины) от проницаемости пласта k приведена в таблице 1. При выборе L необходимо учитывать радиус зоны дренирования скважины и близость нагнетательных скважин. Оптимальная величина L не должна выходить за пределы зоны дренирования скважины.

Таблица 1 – Оптимальная полудлина трещины L в зависимости от проницаемости пласта k

$k \cdot 10^{-3}$, мкм ²	100	10	1	0,5	0,1	0,05
L, м	40–65	50–90	100–190	135–250	250–415	320–500

В коллекторах толщиной свыше 30 м процесс гидроразрыва проводят по технологии поинтервального ГРП.

Как известно геологическая среда повсеместно находится в напряжённом состоянии, которое влияет на характеристики продуктивных пластов и на условия ведения работ на месторождениях. С целью определения влияния зенитного угла, ствола скважины в интервале продуктивного пласта, на напряжение возникающие в геологической среде, при производстве гидравлического разрыва пласта, авторами проведён анализ промысловых данных по ряду месторождений Западной Сибири. Промысловый анализ позволил выявить влияние зенитного угла на градиент разрыва пласта, на основании которого можно утверждать, что достичь разрыва пласта в скважинах с большим зенитным углом, и последующим его увеличением до определённого значения, можно при меньшем давлении разрыва. При этом с увеличением зенитного угла ствола (до определённого значения) наклонной скважины удельные дебиты нефти увеличиваются.

Анализ забойного давления при проведении гидравлического разрыва пласта на девяти скважинах Гриньковского месторождения позволил определить градиент давления разрыва горной породы в интервале эксплуатационного объекта, средняя величина которого составила 0,0151 МПа / м (0,0126–0,0168) МПа. Отмечается влияние отклонения скважины от вертикали на градиент разрыва. На активных тектонических площадях, или в зонах с высокой сбросовой активностью, градиент давления разрыва пород на 20 % меньше, чем в нормальных геологических условиях.

Промысловый анализ проведенных гидравлических разрывов пласта на месторождениях Западной Сибири выявил влияние зенитного угла на градиент давления разрыва, достичь разрыва пласта в скважинах с большим зенитным углом можно при меньшем давлении, однако создать качественную трещину будет проблематично из-за меньшего давления, затрачиваемого на развитие трещины.

Известно, что главным фактором, влияющим на конечный результат операции по гидравлическому разрыву, является сохранение максимальной раскрытости трещины. Для того чтобы поддержать, созданную трещинную проницаемость, применяется расклинивающий агент. Расклинивающий агент должен обеспечивать и поддерживать, созданные фильтрационные каналы с высокой проницаемостью для притока жидкости из пласта в ствол скважины.

На частицы проппанта действует напряжение закрытия трещины (горное давление). В результате этого некоторые из частиц могут быть раздавлены или же, в глинизированном пласте вдавливаются в породу. На степень раздавливания или вдавливания влияют:



- прочность и размер проппанта;
- глинистость пласта;
- напряжение закрытия, прилагаемое к слою проппанта.

Если частицы раздавливаются или вдавливаются в породу, пропускная способность трещины будет уменьшаться и может снизиться настолько, что проницаемость слоя проппанта и проницаемость породы коллектора не будут различаться и эффект от ГРП прекратится по причине потери проницаемости трещины.

Однако с другой стороны на длину полутрещины существенное влияние оказывает процесс оседания частиц проппанта на основание искусственно созданной трещины, в момент закачивания жидкости-песконосителя. После того как частицы достигают основания трещины, они не продвигаются дальше в трещину, а образуют устойчивый пласт проппанта. Наибольшее расстояние по длине трещины, которое может пройти проппант при данных условиях называют «интервал перемещения».

Таким образом, при проектировании гидравлического разрыва пласта, необходимо учитывать не только прочностные характеристики конструкции скважин, высокое качество технологических параметров, но и зенитной угол входа ствола скважины-кандидата в продуктивном пласте.

Технологические жидкости для ГРП должны удовлетворять следующим основным требованиям:

- 1) при минимальных затратах жидкости обеспечивать формирование трещин большой протяженности;
- 2) вязкость должна обеспечивать высокую несущую способность песка (проппанта), достаточную для транспортирования и равномерного размещения в трещине гидроразрыва расклинивающего материала и создания заданной раскрытости трещин;
- 3) обладать низким гидравлическим сопротивлением и достаточной сдвиговой устойчивостью для обеспечения максимально возможной в конкретных геолого-технических условиях скорости нагнетания жидкости;
- 4) не снижать проницаемость обрабатываемой зоны пласта;
- 5) обладать высокой стабильностью жидкостной системы при закачке;
- 6) легко удаляться из пласта после проведения процесса;
- 7) обладать регулируемой способностью деструктироваться в пластовых условиях, не образуя при этом нерастворимого твёрдого осадка, снижающего проводимость пласта и не создающего должного распределения расклинивающего материала в трещине гидроразрыва.

На территории Западной Сибири разработаны и применяются следующие технологии проведения гидравлического разрыва пласта.

Выбор скважин-кандидатов для проведения очередных ГРП выполняется на основании основе критериев предварительного выбора (табл. 2)

Достижение равномерной выработки запасов нефти из прослоев с резко различающимися ФЕС возможно при селективном воздействии на них со стороны добывающих и нагнетательных скважин. В вертикальных и наклонных скважинах наиболее активным способом интенсификации дренирования отдельных низкопроницаемых прослоев является создание в них трещин ГРП, обеспечивающих устранение негативного влияния «скин-фактора» и увеличение приведенного радиуса скважин.

Поэтому на месторождениях сложного строения большие перспективы имеет селективный ГРП. В вертикальных скважинах он состоит в создании трещин в задаваемых прослоях пласта. В горизонтальных скважинах возможно образование трещины по стволу или серии перпендикулярных стволу трещин, резко увеличивающих эффективность дренирования залежи.

Главной особенностью селективных ГРП в наклонных скважинах является то, что они должны быть инициированы из определённых интервалов пласта и геометрические параметры создаваемых при этом трещин (длина, ширина) определяются предельной высотой трещины. В горизонтальных скважинах принципиальное значение имеет количество и ориентация трещин относительно ствола, а также длина трещин. Селективные ГРП как средство воздействия на участок залежи наиболее эффективны при системном их использовании в добывающих и нагнетательных скважинах в комплексе с методами увеличения нефтеотдачи (МУН) пластов.

Традиционное решение этой проблемы в скважинах состоит в изоляции выделенного интервала перфорации скважины и инициация из него развития в пласте трещины определённых параметров (длины, высоты и ширины). Решение этой задачи без осложнений реализуется в скважинах после бурения, когда предварительной перфорацией можно вскрыть выделенный интервал пласта, инициировать из него разрыв и создание в пласте трещины. В ранее эксплуатировавшихся скважинах селективный разрыв интервалов не всегда возможен из-за вскрытия всей толщи пласта перфорацией и связанных с этим сложностей посадки пакера и изоляции кольцевого пространства и т.д. В горизонтальных скважинах проведение селективных ГРП с созданием трещин перпендикулярных стволу при традиционных технологиях проведения ГРП практически невозможно.



Таблица 2 – Перечень применяемых технологии ГРП и их краткое описание

№№ n/n	Наименование технологии	Краткое описание операций	Область применения
1	Стандартный ГРП	Нагнетание в пласт геля с увеличивающимся во времени расходом до разрыва пласта, развитие трещины при постоянном режиме нагнетания геля (2–5 м ³ / мин.), заполнение трещины проппантом при повышении во времени его концентрации в геле (до 1500 кг / м ³) общей массой до 50 тонн	Продуктивные пласты толщиной до 15 м с проницаемостью более 40 мД и малой расчленённостью с экранами большой (более 10 м) толщины
2	Повторный ГРП	Применяется наиболее соответствующая объекту технология ГРП	Скважины, в которых целесообразна корректировка геометрических размеров и проводимости ранее созданных трещин
3	Больше-объёмный (массиро-ванный) ГРП	Стандартный ГРП с большим расходом проппанта (более 100 тонн); выполняется с предварительной дополнительной перфорацией и кислотной обработкой ПЗП	Продуктивные пласты толщиной более 15 м с проницаемостью не более 40,8 мкм ² и большой расчленённостью (толщина глинистых пропластков не более 4 м) с экранами большой (более 10 м) толщины
4	Изоляционный (экраноустанавливающий) ГРП	Стандартный ГРП с дополнительной закачкой оторочки изолирующего материала перед стадией заполнения трещины проппантом	Продуктивные пласты малой толщиной экранов (менее 3 м), отделяющих от водоносных пластов
5	Объёмные ГРП	Нагнетание в пласт геля с увеличивающимся во времени расходом до разрыва пласта, развитие трещины при постоянном режиме нагнетания геля (2–5 м ³ /мин.), заполнение трещины проппантом при повышении во времени его концентрации в геле (до 1500 кг/м ³) общей массой от 50 тонн до 100 тонн	Продуктивные пласты толщиной до 20 м с проницаемостью менее 40,8 мкм ² и малой расчленённостью с экранами большой (более 10 м) толщины
6	Многоэтапный ГРП	Последовательное проведение ГРП в пределах подготовленных интервалов пласта. Подготовкой предусматривается временная изоляция всех интервалов пласта (установка пакера, присыпка и т.д.), кроме обрабатываемого	Продуктивные пласты большой мощности (более 20 м) с глинистыми прослоями толщиной более 4 м
7	Селективный ГРП	Стандартный ГРП с инициацией начала разрыва (дополнительная перфорация, ОПЗ, временная изоляция не обрабатываемых интервалов) и развития трещины в пределах заданного интервала пласта	Продуктивные пласты с высокими расчленённостью (глинистые прослои толщиной более 2 м) и неоднородностью ФЕС и нефтенасыщенности
8	Кислотный ГРП	Стандартный ГРП с дополнительной закачкой оторочки концентрированной кислоты перед стадией заполнения трещины проппантом	Карбонатный коллектор
9	ГРП с технологической остановкой	Стандартный ГРП с кратковременной остановкой подачи жидкости разрыва (геля) на стадии развития трещины перед её заполнением проппантом	Продуктивные пласты толщиной более 20 м с проницаемостью более 40,8 мкм ² и большой расчленённостью с экранами большой (более 10 м) толщины
10	TSO (TipScreenOut) Метод кольцевого экранирования	Стандартный ГРП с кратковременной остановкой подачи жидкости с проппантом, вследствие чего прекращается его внедрение в пласт и создаётся «песчаная пробка». В дальнейшем режим подачи проппанта выбирается таким образом, чтобы обеспечить намыв проппанта от интервала перфорации до «песчаной пробки»	Продуктивные пласты большой проницаемости (более 100,8 мкм ² мД) с толщиной более 15 м с проницаемостью более 40,8 мкм ² и большой расчленённостью с экранами большой (более 10 м) толщины
11	ГРП с обратным потоком	Применяется для искусственного доуплотнения трещин ГРП	Пласт толщиной более 10 м и экраном менее 3 м с высокой (более 40,8 мкм ²) проницаемостью
12	ГРП по технологии InvertoFrac или DivertoFrac	Технология ограничения высоты развития трещины путём создания «пробки» проппанта в нижней или верхней части трещины	Пласт толщиной менее 10 м и экраном менее 3 м с низкой (менее 40,8 мкм ²) проницаемостью
13	«Струйный» ГРП	Разрыв пласта осуществляется из каверн в ПЗП, созданных гидроперфоратором, за счёт преобразования кинетической энергии струи в энергию давления торможения. Операция производится без посадки пакера при давлении в колонне скважины ниже бокового горного давления. Это даёт возможность выполнения многоэтапных ГРП без нарушения структуры ранее созданных трещин. Технология позволяет выполнять многоэтапные ГРП в горизонтальных скважинах с образованием трещин вдоль или поперек ствола	Продуктивные пласты, изолированные экранами от водоносных или газонасыщенных толщ

Проблема селективных ГРП в горизонтальных и вертикальных скважинах успешно может быть решается при объединении технологий ГПП и ГРП. При этом технология селективного создания трещин состоит в предварительной резке колонны, образовании серии каверн путём проведения ГПП и разрыве пласта из них. При выполнении ГПП энергия давления смеси жидкости и песка в колонне



НКТ трансформируется в кинетическую энергию скоростной струи. Иницируемые из серии отверстий перфоратора трещины формируют общую трещину, поэтому путём соответствующего размещения перфорационных отверстий обеспечивается возможность точного позиционирования интервала начала развития трещины.

В горизонтальной скважине при размещении насадок по радиусу перфоратора образуется трещина (рис. 1, а), перпендикулярная стволу, а при размещении насадок по длине перфоратора трещина – в плоскости оси ствола (рис. 1, б). Это обеспечивает высокую вероятность начальной ориентации плоскости трещины в плоскости расстановки сопел перфоратора, т.е. создаёт условия для реализации направленного ГРП.

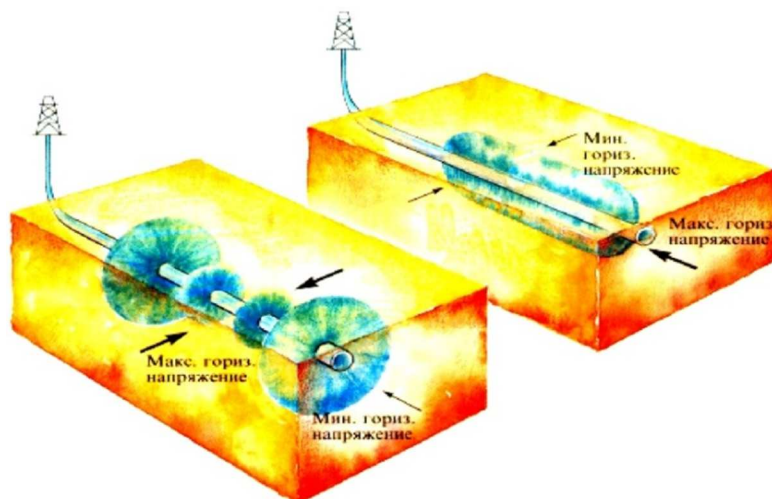


Рисунок 1 – Схема развития трещин ГРП в зависимости от ориентации фильтровой части горизонтальной скважины относительно естественного поля напряжений продуктивного пласта:
а – перпендикулярно оси ствола; б – по оси ствола

В наклонных скважинах Гриньковского месторождения «направленный» ГРП реализуется в следующем виде. В скважину спускается колонна НКТ с установленными на её нижнем конце якорь-центриратором и модифицированным гидроструйным перфоратором ГПП типа АП-6М1. Сопла перфоратора располагаются в плоскости в направлении оси скважины, они попарно ориентированы в разные стороны и разнесены по высоте на расстояние не более 3 диаметров труб НКТ. Общее количество сопел не менее 8, диаметр сопел не менее 6 мм (более 6 диаметров зерен песка, предполагаемого для использования резки колонны и заполнения трещины ГРП). Якорь-центриратор устанавливается на 20–25 м выше верхних отверстий перфорации. Конструкция якоря-центриратора во время проведения работ должна обеспечивать жёсткую фиксацию сопел относительно обсадной колонны во избежание дрейфа струи при проведении гидроструйной резки.

Поверхностное оборудование монтируется по модифицированной схеме проведения ГРП, при этом к затрубному пространству подключается насосный агрегат, способный обеспечить в нём поддержание требуемого давления.

В начальный момент производится замещение жидкости в НКТ на воду или гель, содержащие 50–100 кг / м³ кварцевого песка или проппанта на кубометр жидкости, при этом начальная скважинная (жидкость глушения в объёме труб НКТ и затрубья) из затрубья сбрасывается в специальную отстойно-сливную ёмкость. Сбрасываемая жидкость может содержать значительные объёмы нефти, которая в последующем ни при каких обстоятельствах не должна попадать в гель.

Затем производится резка стенки колонны и гидроструйная перфорация с циркуляцией жидкости при открытом затрубье, расход жидкости 200 л / мин. на одно сопло перфоратора; время резки более 15 мин. В течение резки производится контроль изменения характеристики (отношение расхода к перепаду давления между НКТ и затрубьем $\left(\frac{Q}{P_{\text{нкт}} - P_{\text{затр}}} \right)$). Момент прорезки колонны обычно

идентифицируется ростом характеристики, вызываемого некоторым поглощением жидкости ГПП через намываемые каверны.

При установке факта резки колонны в скважину подаётся гель с концентрацией проппанта 200–400 кг / м³, расход увеличивается до 2,0–2,5 м³ / мин., выкид из затрубья штуцируется вручную, при этом давление в затрубье повышается до предельно допустимого значения, но не выше 120 % величины бокового горного давления обрабатываемого интервала пласта и поддерживается посто-



янным. Если при предельном давлении в затрубье продолжается циркуляционный сброс жидкости, необходимо увеличить расход и довести устьевое давления до предельно допустимого. Момент разрыва пласта обычно происходит при перекрытой затрубной задвижке и идентифицируется резким увеличением характеристики и снижением давления в затрубье.

С момента разрыва концентрация проппанта в нагнетаемой смеси увеличивается до максимального значения ($600\text{--}700\text{ кг / м}^3$). Если с момента разрыва давление в затрубье устанавливается свыше 80 % величины бокового горного давления обрабатываемого интервала пласта, то в затрубье агрегатом подаётся жидкость с расходом $0,2\text{--}0,4\text{ м}^3 / \text{мин}$; при давлении в затрубье менее 80 % величины бокового горного давления подкачка не осуществляется.

После закачки расчётного объёма смеси геля с проппантом закачивается буфер жидкости глушения в объёме труб НКТ, закачка приостанавливается до снижения давления на устье менее 90 % величины бокового горного давления обрабатываемого интервала пласта, затем затрубное пространство открывается и производится промывка скважины через НКТ чистой водой и её остановка.

Основной особенностью проведения «направленного ГРП» в горизонтальной скважине является возможность образования вертикальной трещины вдоль или поперек ствола. Для инициации трещины поперёк ствола используется перфоратор с размещением насадок по его радиусу, количество отверстий и их диаметр определяется проектным расходом жидкости при проведении гидроразрыва. При необходимости образования трещины вдоль ствола насадки перфоратора располагают в одной плоскости с фазировкой 180 град, в скважине плоскость размещения насадок должна быть ориентирована вертикально.

В скважинах с открытым стволом нет необходимости предварительной резки колонны и связанным с этим требованием фиксации перфоратора. В этом случае вместо якоря можно использовать центратор любой конструкции. В начальный момент производится замещение жидкости глушения в НКТ на гель, при этом начальная скважинная жидкость (жидкость глушения в объёме труб НКТ и затрубья) из затрубья сбрасывается в специальную отдельную ёмкость.

Сбрасываемая жидкость может содержать значительные объёмы нефти, которая в последующем ни при каких обстоятельствах не должна попасть в гель. Затем производится подача геля с проппантом с концентрацией $100\text{--}200\text{ кг / м}^3$ с циркуляцией жидкости при открытом затрубье при расходе 300 л / мин . на одно сопло перфоратора в течение 10 мин. В результате достигается гидроперскоструйное образование каверн в стенках ствола. Далее в скважину без изменения расхода подается гель с концентрацией проппанта $200\text{--}400\text{ кг / м}^3$, выкид из затрубья штуцируется вручную, при этом давление в затрубье повышается до предельно допустимого значения, но не выше величины бокового горного давления обрабатываемого интервала пласта и поддерживается постоянным. Если при предельном давлении в затрубье продолжается циркуляционный сброс жидкости, необходимо увеличить расход с увеличением устьевое давления до предельно допустимого. Момент разрыва пласта обычно происходит при перекрытой затрубной задвижке. С момента разрыва концентрация проппанта в нагнетаемой смеси увеличивается до максимального значения ($600\text{--}700\text{ кг / м}^3$). После закачки расчётного объёма смеси геля с проппантом закачивается буфер жидкости глушения в объёме труб НКТ, закачка приостанавливается до снижения давления на устье менее 90 % величины бокового горного давления обрабатываемого интервала пласта, затем затрубье открывается и производится промывка скважины через НКТ чистой водой и её остановка.

При необходимости образования серии перпендикулярных стволу вертикальных трещин операции производятся в несколько этапов, между которыми перфоратор перемещается до интервала очередной обработки.

Порядок проведения комплекса ГПП + ГРП в скважинах производится:

- выбор скважин для проведения работ;
- обоснование интервала ствола, в котором необходимо создание трещин ГРП;
- определение геометрических параметров создаваемых трещин и оценка степени их влияния на продуктивность прослоев, в пределах которых они созданы;
- проектирование технологии проведения ГПП + ГРП, разработка плана работ;
- выполнение операций в соответствии с утвержденным планом.

Предварительный выбор объектов-кандидатов для проведения ГПП + ГРП в скважинах осуществляется на основе следующих критериев:

- фактические режимы работы скважин должны быть значительно ниже ожидаемых;
- нефтенасыщенная толщина пласта должна быть не менее 3 м;
- начальная нефтенасыщенность коллекторов пласта должна превышать 55 %;
- отношение текущего пластового давления к начальному при проведении ГРП должно быть не менее 0,9;
- состояние цементного камня в заколонном пространстве на 20 м выше и ниже интервала перфорации при наличии водоносных прослоев должно быть хорошего качества;
- в скважине перед выбором интервалов для ГРП должны быть проведены исследования по выделению работающих интервалов и наличию заколонных перетоков;



- толщина перекрывающих и подстилающих глинистых прослоев для выделенного для проведения селективного разрыва интервала пласта должна быть не менее 3 м;
- предельно допустимое давление в колонне должно на 25 % превышать величину бокового горного давления планируемых к разрыву пропластков.

Выявление интервалов пласта, в пределах которых необходимо создание трещины ГРП. Выявление этих интервалов в работающих скважинах осуществляется на основе исследования профилей притока, анализа потенциального и фактического дебита скважины, динамики обводнения её продукции; в скважинах после бурения – на основе интерпретации данных геофизики. Потенциально перспективные для селективного разрыва (ГПП + ГРП) в вертикальных скважинах совокупности нефтенасыщенных пропластков располагаются между глинистыми прослоями и характеризуются средней проницаемостью в 4 и более раз меньшей относительно средней по пласту; в то же время их проводимость должна быть не менее 30 % общей проводимости пласта, а содержащиеся в них удельные запасы нефти должны быть не менее 25 % от общих запасов.

Технологические режимы комплексной технологии ГПП и ГРП можно разделить на стадии:

- 1) резка колонны и образование каверн в ПЗП (пескоструйная перфорация);
- 2) инициация из каверн трещин и их развитие;
- 3) заполнение трещины ГРП пропантом;
- 4) сжатие и фиксация трещин;
- 5) исследования скважин.

Резка колонны и последующее образование каверн производится при подаче в перфораторы смеси кварцевого песка (пропанта) и воды (концентрация 50–100 кг / м³) с расходом 0,2 м³ / мин. на одно сопло (общий расход не менее 1,5 м³ / мин.). Резка колонны происходит в течение 15 мин. с момента выхода на рабочий режим подачи смеси воды и песка. При высокой приемистости пласта во избежание быстрого поглощения воды резку колонны необходимо проводить с использованием геля.

При проведении работ момент прорезки колонны определяется по изменению гидравлической характеристики.

При сохранении целостности колонны величина гидравлической характеристики не изменяется во времени, с момента начала образования каверны происходит некоторое поглощение технологической жидкости пластом и величина уменьшается.

Наиболее интенсивное развитие каверн происходит в течение 5 мин. с момента прорезки колонны, в последующем скорость изменения размеров полости резко уменьшается. В связи с этим рекомендуется ограничивать продолжительность режима образования каверн 5 минутами.

Инициация развития трещины осуществляется по завершению процесса резки колонны и формированию каверн и начинается с постепенного перекрытия КВД на линии сброса жидкости из кольцевого пространства и увеличения давления в затрубье скважины до предельно допустимого значения (давления опрессовки). Процесс разрыва обычно происходит при давлении в затрубном пространстве не выше 120 % величины бокового горного давления выделенного интервала пласта и также идентифицируется по резкому изменению гидравлической характеристики скважины. При отсутствии признаков разрыва пласта необходимо увеличить режим нагнетания жидкости до предельно возможного (максимального давления нагнетания) с поддержанием в затрубье максимально допустимого давления. Если в течение 5 мин работы не удастся перекрыть сброс жидкости из затрубья (свидетельство отсутствия динамики развития трещины) процесс прекращается, проводится промывка скважины, производится переустановка перфоратора в новом интервале и процесс возобновляется.

После проведения селективного ГРП проводится комплекс геофизических (АКШ в интервале залегания кровли (не менее 15 м) пласта, его продуктивной части и подошвы (не менее 15 м), определение профилей притока термометрией и дебитометрией) и гидродинамических (стационарные и нестационарные режимы) исследований скважин. С момента запуска скважин проводится регулярный, не реже раза в неделю, замер режимов их работы, включая определение дебитов по нефти и жидкости, уровней жидкости, буферного и затрубного давлений.

Промывка скважины после ГРП

Очистку эксплуатационной колонны (или забоя) от песка, геля и парафина, осуществляют с помощью внутрискважинного оборудования, схема которого для выполнения данной операции показана на рисунке 2.

У устья скважины располагают агрегат с колонной труб, насосный агрегат, буферную ёмкость для приема поднимающейся из скважины промывочной жидкости.

Основным требованием к последней является способность её выносить твёрдые частицы из скважины. Во время работы с колоннами гибких труб выполнение этого требования приобретает особую важность, поскольку их использование накладывает определённые ограничения на эффективность данного процесса.

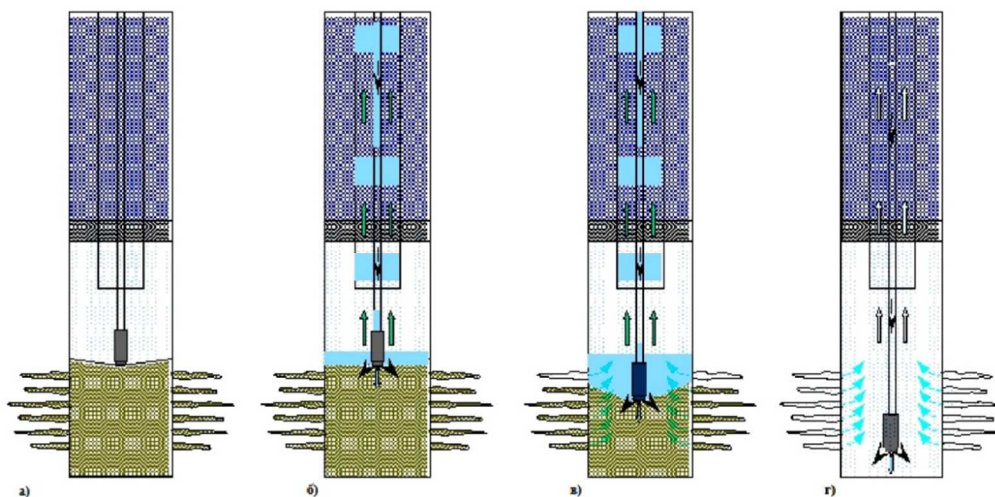


Рисунок 2 – Технология удаления геля и парафина в импульсном режиме:

- а) спуск НКТ до контакта с проппантом; б) выход на заданный режим промывки;
в) промывка ГРП с подключением пластовой энергии; г) проработка интервала и освоение скважины

Скорость восходящего потока при работе с НКТ, как и при любой промывке, должна превосходить скорость оседания в ней твёрдых частиц. Это условие справедливо для вертикальных скважин и наклонных участков в последних с отклонением от вертикали до 45° .

Для более пологих и тем более горизонтальных участков скважины процесс выноса твёрдых частиц гораздо сложнее. В таких случаях происходит образование застойных зон в местах контакта непрерывной трубы со стенкой скважины или эксплуатационной колонной. В этой зоне частицы песка оседают, несмотря на достаточную среднюю скорость течения.

Для предотвращения этого явления или сведения его отрицательного эффекта к минимуму необходимо обеспечивать достаточную турбулентность потока восходящей жидкости.

Основным фактором, ограничивающим скорость движения промывочной жидкости в восходящем потоке, являются гидродинамические потери на трение в НКТ. Для их преодоления нужно развивать такое давление на входе в колонну, которое ограничено лишь прочностью труб.

Наличие твёрдых частиц в промывочной жидкости, поднимающейся по кольцевому пространству, приводит к повышению гидростатического давления на забой. Их присутствие обуславливает увеличение давления насоса, подающего технологическую жидкость в НКТ. При использовании для контроля за давлением стрелочных манометров со шкалой, рассчитанной на максимальные величины, этот прирост может быть и незаметен оператору. Однако если плотность жидкости подбиралась недостаточно точно и имеется опасность поглощения её пластом, то может возникнуть поглощение технологической жидкости. При этом её расход в восходящем потоке уменьшится, а плотность последнего будет всё время возрастать, что повлечёт за собой дальнейшее увеличение гидростатического давления. Этот процесс будет идти до тех пор, пока не произойдет полная потеря циркуляции, песок опустится по кольцевому пространству вниз и произойдет прихват колонны непрерывных труб.

Поэтому при планировании операций по удалению проппантовых пробок необходимо предусматривать возможность утечки пластовой жидкости в пласт и иметь её запас. Концентрация твёрдых частиц, слагающих пробку в технологической жидкости, поднимающейся по кольцевому пространству, определяется скоростью перемещения НКТ в пробке.

При удалении одиночной рыхлой пробки концентрация твёрдых компонентов в поднимающейся жидкости мала и практически не оказывает влияния на гидростатическое давление. При очистке колонны достаточно большой длины с несколькими пробками следует контролировать расход технологической жидкости из кольцевого пространства. В том случае, если расход жидкости уменьшается или прекращается вообще, необходимо поднять колонну, продолжая закачку жидкости до возобновления циркуляции.

Использование данного способа промывки может быть реализовано только при достаточном внутреннем диаметре труб, в которых происходит перемещение коаксиальных колонн гибких труб.

Все описанные выше проблемы возникают и решаются при прямом способе промывки, когда технологическая жидкость направляется к пакеру через колонну НКТ. Несмотря на советы не допускать попадания во внутреннюю полость песка и других компонентов пробки, есть мнение о целесообразности использования обратной промывки

Известен способ обработки призабойной зоны скважин, включающий закачку раствора кислоты с добавками ингибиторов. Основным недостатком способа является невозможность использования его при температурах пласта свыше 60°C из-за утраты заводскими добавками ингибиторов защитных



свойств и, как следствие, загрязнением пласта продуктами коррозии. Наиболее близким к предложенному способу по технической сущности является способ обработки призабойной зоны скважины, включающий закачку раствора кислоты с добавкой поверхностно-активного вещества (ПАВ). Основным недостатком прототипа – его низкая эффективность при пластовых температурах свыше 60 °С и снижение продуктивности пласта из-за быстрой нейтрализации раствора, а также высокого поверхностного натяжения границы «раствор – пластовая среда», ведущего к снижению продуктивности пласта. Целью изобретения является повышение эффективности воздействия на пласт, повышение продуктивности при пластовых температурах свыше 60 °С. Поставленная цель достигается тем, что в известном способе обработки призабойной зоны скважины, включающем закачку раствора кислоты с ПАВ, перед закачкой рабочего раствора проводят промывку скважины обычным промывочным раствором (техническая вода, 3 % раствор хлористого калия) с постепенным допуском насосно-компрессорных труб до верхней зоны перфорации, а ниже до забоя промывку ведут 2 % раствором КМЦ на 3 % растворе хлористого калия с добавлением 0,1 % ПАВ, нижний конец (башмак) насосно-компрессорных труб (НКТ) устанавливается на уровне середины фильтра, затем закачивается раствор 12 % технической соляной кислоты с добавкой от 0,1 % до 1 % ПАВ в режиме «полоскания» попеременной закачкой в насосно-компрессорные трубы и затрубное пространство (динамическая кислотная ванна) в течение до 2 часов, затем, после промывки, рабочим раствором 12 %-ной технической соляной кислоты с добавкой от 0,8 % до 1,25 % ПАВ в объёме 0,5–0,7 м³ на каждый метр вскрытой эффективной толщины пласта проводят солянокислотную обработку с последующей выдержкой до 3 часов, очисткой забоя от продуктов реакции промывкой или продавкой их в пласт большеобъёмным, в 2–3 раза превышающим объём рабочего раствора, низкоконцентрированным до 0,6 % раствором кислоты с добавкой от 0,1 % до 1% ПАВ, а в качестве добавок служат неионогенные ПАВ с высокой адсорбционной способностью.

Существенные признаки:

- предварительная промывка скважины обычным промывочным раствором (техническая вода, 3 % раствор хлористого калия) с допуском насосно-компрессорных труб до верхней зоны перфорации, а ниже до забоя составом с высокими пескоудерживающими свойствами, 2 % раствором КМЦ (карбоксилметилцеллюлозы) на 3 % хлористого калия с добавкой 0,1 % ПАВ и установка нижнего конца насосно-компрессорных труб (башмака) на уровне середины фильтра;
- создание динамической кислотной ванны путём закачки раствора 12 % технической соляной кислоты с добавкой от 0,1 % до 1 % ПАВ в режиме «полоскания» попеременной закачкой в насосно-компрессорные трубы и в затрубное пространство в течение до 2 часов и последующая промывка скважины;
- закачка рабочего раствора 12 %-ного раствора соляной кислоты с добавкой от 0,8 % до 1,2 % ПАВ в объёме 0,5–0,7 м³ на 1 метр вскрытой эффективной толщины пласта и последующая выдержка в течение не более 3 часов;
- очистка забоя от продуктов реакции промывкой либо продавкой в пласт большеобъёмными, в 2–3 раза превышающими объём рабочего раствора, низкоконцентрированными до 0,6 % растворами кислоты с добавками от 0,1 до 1 % ПАВ и освоение скважины;
- использование в качестве добавок неионогенных ПАВ с высокими адсорбционными свойствами.

Сущность метода кислотной обработки трещин

При кислотных обработках в скважинах с высокими забойными температурами (свыше 60 °С) эффективность обработок снижается из-за быстрой нейтрализации кислотного раствора и отсутствия возможности воздействия активного раствора на удалённые зоны пласта.

Значительно возрастает коррозия подземного оборудования из-за ухудшения при повышенных температурах свойств ингибиторов, вводимых при изготовлении кислоты. Возникает опасность загрязнения пласта соединениями железа и, как следствие, ухудшения его коллекторских свойств, снижения нефтеотдачи. Сокращается срок службы подземного оборудования, увеличивается возможность возникновения аварий. В составе забойных отложений содержится большое количество соединений железа (в т.ч. магнитной окарины), которые из-за высокого удельного веса не извлекаются при обычных промывках, и при воздействии солянокислотных обработок происходит дополнительное насыщение пласта этими соединениями. Кроме того, основной кислоторастворимой частью коллектора являются включения, содержащие соединения железа, алюминия, а также двуокись кремния, которые в отработанных растворах могут образовывать гелеобразные осадки, значительно снижающие проницаемость призабойной зоны пласта.

Предлагаемый способ кислотного воздействия устанавливает новую, отличную от ранее принятых, последовательность операций по обработке высокотемпературных пластов, способствующую за счёт введения добавок неионогенных ПАВ с высокими адсорбционными свойствами увеличению сроков нейтрализации рабочих растворов, более глубокому их проникновению в пласт, уменьшению содержания в продуктах реакции количества окиси железа, более облегченному и быстрому удалению



продуктов реакции из призабойной зоны пласта либо наружу, либо вглубь пласта для исключения выпадения вторичных осадков вблизи ствола скважины, значительному сокращению скорости кислотной коррозии подземного оборудования.

Сущность изобретения заключается в предварительной промывке ствола скважины до верхней зоны перфорации обычными промывочными жидкостями для очистки ствола скважины от песка, затем промывки ствола от верхней зоны перфорации до забоя жидкостями с высокими пескоудерживающими свойствами для гарантированной очистки забоя и зоны перфорации от песка, создании динамической кислотной ванны с попеременной закачкой в насосно-компрессорные трубы и затрубное пространство кислотного раствора с добавками ПАВ для очистки забоя и зоны перфорации от магнитной окалины и окислов железа, повторной промывке и закачке рабочего кислотного раствора с добавками ПАВ с последующей выдержкой в течение не более трех часов для обработки призабойной зоны для увеличения проницаемости и коллекторских свойств пласта, а также снижения поверхностного натяжения на границе раздела «рабочий раствор – пластовая среда» для улучшения проницаемости и с последующим удалением продуктов реакции наружу, либо продавкой в пласт и оттеснения их в глубину пласта от призабойной зоны.

Осуществление способа поясняется примерами его реализации.

1. Обрабатывают добывающую скважину глубиной 2730 м.

Продуктивная толщина 10 м на глубине 2700–2710 м. Коллектор – карбонатный. Температура пласта – 80 °С. Начинают промывку скважины обычным промывочным раствором, например, пластовой водой, с постепенным допуском насосно-компрессорных труб до уровня верхней зоны перфорации, т.е. 2700 м. Далее установив нижний конец насосно-компрессорных труб (башмак) на забой – 2730 м, проводят промывку раствором с высокими пескоудерживающими свойствами (3 % раствор хлористого калия с добавкой 2 % КМЦ и ПАВ в количестве 0,1%) общим объёмом 80 м³. Далее после установки нижнего конца насосно-компрессорных труб (башмака) на глубине 2705 м (середина фильтра), через насосно-компрессорные трубы в пласт закачивают 5 м³ 12 %-ного раствора технической соляной кислоты с добавкой от 0,1 % до 1 % ПАВ и проводят технологическую выдержку в течение 2 часов. После выдержки проводится промывка продуктов реакции, либо, при невозможности быстрого освоения скважины, оттеснение продуктов реакции в пласт большеобъёмным (15–20 м³) низкоконтцентрированным (до 0,6 %) раствором кислоты с добавкой от 0,1 % до 1 % ПАВ с высокими адсорбционными свойствами, после чего проводят освоение (вызов притока) на скважине.

2. После промывки и кислотной ванны по примеру 1 закачивают в пласт 5 м³ 12 %-ной кислоты с добавкой неионогенного ПАВ с высокими адсорбционными свойствами в количестве 0,8 % и производят выдержку в течение 2,5 часов. После выдержки проводится промывка по примеру 1.

3. После промывки и кислотной ванны по примеру 1 закачивают в пласт 5 м³ 12 %-ной кислоты с добавкой неионогенного ПАВ с высокими адсорбционными свойствами в количестве 1,2 % и производят выдержку в течение 3 часов. После выдержки проводится промывка по примеру 1.

В результате обработки по предлагаемому способу продуктивность скважины увеличивается в среднем на 30 %.

Способ обработки призабойной зоны скважины раствором с добавкой поверхностно-активного вещества (ПАВ), отличающийся тем, что при температурах пласта свыше 60 °С сначала проводят промывку скважины промывочным раствором – техническая вода, 3 % раствор хлористого калия, с постепенным допуском насосно-компрессорных труб (НКТ) до верхней зоны перфорации, а ниже до забоя промывку ведут 2 % раствором КМЦ на 3 % растворе хлористого калия с добавкой 0,1 % ПАВ, нижний конец – башмак насосно-компрессорных труб (НКТ) устанавливают на уровне середины фильтра, затем проводят кислотную динамическую ванну 12% раствором соляной кислоты с добавкой от 0,1 до 1 % ПАВ в течение до 2 часов попеременной закачкой в НКТ и затрубное пространство, очищают от продуктов реакции зону перфорации и забой, закачивают в пласт рабочий раствор 12 % соляной кислоты с добавкой от 0,8 до 1,2 % ПАВ из расчёта 0,5–0,7 м³ на 1 м вскрытой эффективной толщины пласта, дают технологическую выдержку в течение не более 3 ч, после чего проводят очистку от продуктов реакции вымыванием либо продавкой вглубь пласта большеобъёмными, в 2–3 раза превышающими объём рабочего раствора низкоконтцентрированными до 0,6 % растворами кислоты с добавками от 0,1 до 1% ПАВ, а в качестве ПАВ используют неионогенные ПАВ с высокой адсорбционной способностью.

Освоение и сдача скважины после ГРП

После приёма скважины от руководителя ГРП, мастер бригады КРС выжидает указанное в акте передачи время (обычно 12–48 часов, но начало разгеливания при применении реагентов системы начинается через 4 часа после окончания закачки) на разгеливание жидкости разрыва в пластовых условиях. За это время производится монтаж подъёмника А-60/80, расстановка стеллажей и т.п.

После разгеливания производится стравливание давления в скважине. После этого, периодически закрывая задвижку на устье скважины, производится запись кривой восстановления давления,



её обработка по методу касательной, рассчитывается коэффициент продуктивности скважины и по результатам чего выбирается скважинное оборудование для дальнейшей эксплуатации.

По окончании записи КВД на скважине производится отбивка забоя геофизической партией. При отсутствии проппанта выше хвостовика пакера, производится срыв пакера. Затем скважина глушится солевым раствором с ПАВ. После глушения производится срыв и подъём пакера на НКТ 89 мм. После подъёма пакера спускается НКТ 73 мм с гидромонитором или пером для вымыва проппанта из зоны перфорации и нормализации забоя (для предотвращения закрытия трещины, часть проппанта оставляется в стволе, против интервала перфорации). По требованию геологических служб НГДУ, в скважине могут быть произведены гидродинамические исследования.

Литература:

1. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин: учебное пособие для студентов вузов / А.И. Булатов [и др.]. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 603 с.
2. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин: в 4 томах. – Краснодар : ООО «Издательский Дом – Юг», 2012–2015. – Т. 1–4.
3. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : ООО «Издательский Дом – Юг», 2016. – 576 с.
4. Геоинформатика нефтегазовых скважин / В.В. Попов [и др.]. – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2018. – 292 с.
5. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – М. : Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.
6. Экологические аспекты при строительстве нефтяных и газовых скважин: монография / О.В. Савенок [и др.]. – М. ; Вологда : Инфра-Инженерия, 2021. – 652 с.
7. Антонов Е.Н., Шиян С.И. Техника и технология проведения гидравлического разрыва пласта на скважинах Самотлорского месторождения // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 2. – С. 48–57.
8. Арсланов А.Р., Иксанов И.М. Исследования на пропантной пачке Туронской залежи при моделировании гидравлического разрыва пласта // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 2 в 2 ч. – Ч. 1. – С. 47–50.
9. Григулецкий В.Г., Савельев Ю.П. Направленный многостадийный гидравлический разрыв пласта. Особенности технологии. Контроль и управление свойствами технологических жидкостей. Часть 1 // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2015. – № 8. – С. 18–25.
10. Григулецкий В.Г., Савельев Ю.П. Направленный многостадийный гидравлический разрыв пласта. О динамических и температурных полях при измерении показателей технологических жидкостей. Часть 2 // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2016. – № 7. – С. 15–20.
11. Математическая модель в задаче гидроразрыва нефтеносного пласта / В.И. Дунаев [и др.] // Материалы Международной научно-практической конференции: в 3 т. – Краснодар, 2020. – С. 107–111.
12. Развитие вертикальной трещины при гидравлическом воздействии на нефтеносный пласт / В.И. Дунаев [и др.] // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2021. – № 3 (339). – С. 39–41.
13. 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 (49). – С. 5–15.
14. Техника и технология восстановления продуктивности скважины № 1273 Уренгойского месторождения путём зарезки бокового ствола / Е.А. Холопов [и др.] // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2020. – № 2. – С. 248–266.
15. Шиян С.И., Скиба А.С. Технология регулирования системы поддержания пластового давления на Абино-Украинском месторождении // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2020. – № 2. – С. 279–288.
16. Шиян С.И., Мунтян В.С. Перспективы разработки Северо-Тарасовского нефтяного месторождения с применением энерго- и ресурсосберегающих технологий // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2020. – № 2. – С. 289–299.
17. Шиян С.И., Омельченко Н.Н. Варианты реинжиниринга при ре-конструкции производственных объектов системы сбора, транспортировки и подготовки нефти, газа и воды Ивановского месторождения // Инженер-нефтяник. – 2020. – № 3. – С. 34–42.
18. Шиян С.И., Ганзюк В.А. Анализ эффективности проведения гидроразрыва пласта в скважинах Ватинского нефтяного месторождения // Материалы Международной научно-практической конференции, посвящённой 75-летию Победы в Великой Отечественной войне «Наука. Новое поколение. Успех». – Краснодар : «Издательский Дом – Юг», 2020. – С. 253–259.

References:

1. Ecology in the construction of oil and gas wells: a textbook for university students / A.I. Bulatov [et al.]. – Krasnodar : LLC «Prosveshchenie – Yug, 2011. – 603 p.
2. Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repair of oil and gas wells: in 4 volumes. – Krasnodar : LLC Publishing House – South, 2012–2015. – Vol. 1–4.
3. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremichuk R.S. Scientific bases and practice of oil and gas wells development. – Krasnodar : LLC «Publishing House – South», 2016. – 576 p.
4. Geoinformatics of oil and gas wells / V.V. Popov [et al.]. – Novocherkassk : Publishing House «Lik», 2018. – 292 p.
5. Savenok O.V., Kachmar Y.D., Yaremiichuk R.S. Oil and gas engineering in well development. – M. : Infra-Engineering, 2019. – 548 p.



6. Environmental aspects in the construction of oil and gas wells: a monograph / O.V. Savenok [et al.]. – M. ; Volgda : Infra-Engineering, 2021. – 652 p.
7. Antonov E.N., Shiyani S.I. Technique and technology of hydraulic fracturing in the wells of the Samotlorskoye field // Bulatov readings. – 2020. – Vol. 2. – P. 48–57.
8. Arslanov A.R., Iksanov I.M. Investigations on the proppant pack of Turonian deposit in simulating hydraulic fracturing // Bulatovkie readings. – 2018. – Vol. 2 in 2 h. – Part 1. – P. 47–50.
9. Griguletsky V.G., Savelyev Y.P. Directional multistage hydraulic fracturing. Features of Technology. Control and management of properties of technological fluids. Part 1 // Construction of oil and gas wells on land and at sea. – 2015. – № 8. – P. 18–25.
10. Griguletsky V.G., Saveliev Y.P. Directional multistage hydraulic fracturing. About dynamic and temperature fields in measuring the indicators of technological fluids. Part 2 // Construction of oil and gas wells on land and at sea. – 2016. – № 7. – P. 15–20.
11. Mathematical model in the task of oil-bearing formation hydraulic fracturing / V.I. Dunayev [et al.] // Proceedings of the International Scientific-Practical Conference: in 3 vol. – Krasnodar, 2020. – P. 107–111.
12. Development of a vertical fracture under hydraulic action on an oil-bearing reservoir / V.I. Dunayev [et al.] // Construction of oil and gas wells on land and at sea. – 2021. – № 3 (339). – P. 39–41.
13. Trofimenko D.D., Savenok O.V., Arutyunyan A.S. Application of hydraulic fracturing in low-permeability reservoirs of the Tasovskoye field and a way to improve its efficiency // Engineer-oilman. – 2019. – № 4 (49). – P. 5–15.
14. Technique and technology to restore the productivity of well No. 1273 of the Urengoyevskoye field by sidetracking / E.A. Kholopov [et al.] // Science. Technique. Technologies (Polytechnic Bulletin). – 2020. – № 2. – P. 248–266.
15. Shiyani S.I., Skiba A.S. Technology of reservoir pressure maintenance system regulation in the Abino-Ukrainian field // Science. Technique. Tekhnologii (Polytechnicheskii Vestnik). – 2020. – № 2. – P. 279–288.
16. Shiyani S.I., Muntian V.S. Prospects for the development of the North-Tarasovskoye oil field with the use of energy- and resource-saving technologies // Science. Technique. Tekhnologii (Polytechnicheskii Vestnik). – 2020. – № 2. – P. 289–299.
17. Shiyani S.I., Omelchenko N.N. Re-engineering options for re-construction of production facilities of the system of gathering, transportation and treatment of oil, gas and water of the Ivanovskoye field // Engineer-oilman. – 2020. – № 3. – P. 34–42.
18. Shiyani S.I., Ganzhuk V.A. Analysis of the effectiveness of hydraulic fracturing in the wells of Vatino oil field // Materials of the International Scientific-Practical Conference dedicated to the 75th anniversary of Victory in the Great Patriotic War «Science. New Generation. Success». – Krasnodar : «Publishing House – South», 2020. – P. 253–259.