

Развитие технологии газодинамического разрыва пласта (опробование на промышленных объектах с терригенным типом коллектора на месторождении Восточной Сибири)

Круглов Я.А.¹, Тюкавкина О.В.²

¹Институт геологии и разработки горючих ископаемых, Россия, Москва;

²Российский государственный геологоразведочный университет им. Серго Орджоникидзе, Москва, Россия
kruglov.yakov@yandex.ru

Аннотация

Приведено краткое теоретическое обоснование процесса газодинамического разрыва пласта в скважинах. Приведены критерии применимости названной технологии в различных типах скважин, с учетом конструкции скважин, обводненности, геологических параметров пласта.

Представлены результаты проведения обработок призабойной зоны пласта методом ГДРП на терригенных пластах Восточной Сибири — В10 хамакинского горизонта, В5 ботубинского горизонта. В качестве развития технологии описаны результаты опытных работ по комплексированию технологий ГДРП и закачки в пласт органических растворителей в скважинах с горизонтальным окончанием. По результатам опытных работ отмечено увеличение продуктивности скважины в 3,5 раза. Также в статье описана целесообразность увеличения габаритов зарядов длительного горения (применение ЗГД-105) для увеличения баллистической силы и объемов выделяемых газов при горении зарядов, что позволяет достигать увеличения приростов от ГТМ в среднем на 4,7 т/сут по сравнению со стандартными зарядами (ЗГД-87).

Материалы и методы

Изучены материалы из открытых литературных источников о технологиях термогазохимического воздействия, газодинамического разрыва пласта. Определены критерии применимости технологии газодинамического разрыва пласта в соответствии с конструкцией скважин. Проведены лабораторные исследования скорости растворения АСПО в зависимости от температуры растворителя. Выполнена аналитическая работа по определению эффективности

от проведения ГТМ на 99 скважинах. Консолидированы результаты опытных работ по модификации технологии газодинамического разрыва пласта на четырех скважинах.

Ключевые слова

газодинамический разрыв пласта, коэффициент продуктивности, геолого-технические мероприятия, прирост дебита, конструкция скважины.

Для цитирования

Круглов Я.А., Тюкавкина О.В. Развитие технологии газодинамического разрыва пласта (опробование на промышленных объектах с терригенным типом коллектора на месторождении Восточной Сибири) // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 8. С. 87–93.
DOI: 10.24412/2076-6785-2024-8-87-93

Поступила в редакцию: 21.11.2024

OIL PRODUCTION

UDC 622.276.65 | Original Paper

Development of gas-dynamic fracturing technology (testing at production sites with a terrigenous reservoir type)

Kruglov Y.A., Tyukavkina O.V.

¹Institute of Geology and Development of Fuel Reserves, Russia, Moscow;

²Russian State Geological University named after Sergo Ordzhonikidze, Moscow, Russia
kruglov.yakov@yandex.ru

Abstract.

A brief theoretical justification of the process of gas-dynamic fracturing of the formation in wells is given in the article. The article presents criteria for the applicability of the named technology in various types of wells, taking into account the well design, water cut, and geological parameters of the formation.

The article presents the results of bottomhole formation zone treatments using the gas-dynamic fracturing method in terrigenous formations of Eastern Siberia – B10 Khamakinsky horizon, B5 Botuobinsky horizon. The improvement of the technology is the integration of gas-dynamic fracturing of the formation and injection of organic solvents into the horizontal part of the formation. A 3.5-fold increase in well productivity was noted based on the results of experimental work. In order to increase the ballistic force and volumes of gases released during combustion of charges, the feasibility of increasing the dimensions of long-burning charges (use of ZGD-105) is described, which allows achieving an increase in the growth of geological and technical activities by an average of 4.7 tons/day in comparison with standard charges (use of ZGD-87).

Materials and methods

Materials from open literature sources on technologies of thermogas-chemical stimulation and gas-dynamic fracturing were studied. The criteria for the applicability of gas-dynamic fracturing technology in accordance with the well design are determined. Laboratory studies of the dissolution rate of paraffin were carried out depending on the temperature of the solvent. Analytical work was carried out to determine

the effectiveness of geological and technical measures at 99 wells. The results of experimental work on modifying the gas-dynamic fracturing technology at four wells were consolidated.

Keywords

gas dynamic rupture, well productivity coefficient, geological and technical activities, increasing well flow rate, well construction.

For citation

Kruglov Y.A., Tyukavkina O.V. Development of gas-dynamic fracturing technology (testing at production sites with a terrigenous reservoir type) Exposition Oil Gas, 2024, issue 8, P. 87–93. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2024-87-93

Received: 21.11.2024

Введение

Ухудшение структуры запасов нефти, сформировавшееся за последние два десятилетия в РФ, привело к необходимости поиска новых подходов к разработке месторождений и применению альтернативных технологий в части геолого-технических мероприятий (ГТМ) т.к. реализация традиционных принципов может сделать эксплуатацию месторождения нерентабельной. Решение о проведении гидроразрыва пласта (ГРП) или забуривания боковых стволов (ЗБС) является ответственным, от которого зависит экономическая составляющая разработки месторождения углеводородов, т.к. стоимость технологий высокая и требует значительных расходов материально-технических ресурсов. В некоторых случаях, когда ГРП, ЗБС проводить с экономической точки зрения рискованно, а технологический эффект в дополнительной добыче нефти и газа для предприятия необходим, возможно применение альтернативных подходов к стимуляции пласта. Особенно это актуально для месторождений, удаленных от инфраструктуры (при бурении разведочных и поисковых скважин).

Одними из наиболее эффективных методов интенсификации притока и очистки призабойной зоны скважин от асфальто-смолистых и парафинистых отложений (АСПО) являются тепловые методы. В конце прошлого столетия широко применялись тепловые методы, основанные на сжигании твердых порохов в стволе скважины, типа термогазохимического воздействия (ТГХВ). При ТГХВ происходит химическое воздействие газовой фазы продуктов горения на скелет породы

и пластовую жидкость. Газообразные продукты горения порохов в основном состоят из хлористого водорода HCl и углекислого газа CO₂. Проникая в поры пород, хлористый водород при наличии воды образует соляную кислоту, концентрация которой может достигать 1...5 %. Основным недостатком методов типа ТГХВ является разрушающее воздействие на скважину. В 1996 году группой российских специалистов - нефтяников и разработчиков твердого топлива было начато применение конверсионного ракетного твердого топлива с использованием замедлителей горения новой конструкции, исключивших ударное механическое воздействие на обсадную колонну и цементный камень скважины [1–5]. При этом были созданы комплексные технологии газодинамического разрыва пласта (ГДРП).

Технология газодинамического разрыва пласта, особенно в комбинации с прострелочно-взрывными работами и ОПЗ химическими составами, может принести как оптимальный технологический эффект, так и улучшить экономические показатели проекта. Воздействие обеспечивает создание в прискважинной зоне обрабатываемого пласта трещин и полостей, очистку призабойной зоны от кольматации. Возможно комплексирование технологии ГДРП с реперфорацией пласта и различными обработками призабойной зоны пласта жидкими химическими составами (растворители, кислоты, ПАВ).

Описание решения

В качестве инструмента при проведении работ по ГДРП используются пороховые

генераторы давления. При реализации газодинамического метода интенсификации притока на призабойную зону скважины воздействует комплекс факторов, основную роль при этом играют повышенные давление и температура, создаваемые расширяющимися пороховыми газами в процессе экзотермической реакции детонации и горения зарядов; одновременно с этим происходят химические преобразования, оказывающие положительное влияние на состояние призабойной зоны пласта. Воздействие обеспечивает создание в прискважинной зоне обрабатываемого пласта трещин и полостей, очистку призабойной зоны от кольматации. Возможно комплексирование технологии ГДРП с реперфорацией пласта и различными обработками призабойной зоны пласта жидкими химическими составами (растворители, кислоты, ПАВ) (рис.1).

Цикл ГДРП состоит из двух основных этапов: Первый этап обработки заключается в следующем: импульсное давление создается нижними зарядами, срабатывающими от детонирующего шнура, и характеризуется высокой скоростью нарастания давления (102–105 МПа/с). При этом в скважине создается импульс избыточного давления, величина которого достигает полного горного давления и превышает его, в результате чего в прискважинной зоне пласта образуется сеть остаточных трещин (рис. 2).

Важно отметить, что благодаря кратковременному воздействию, равному долям секунды, высокие значения давления не оказывают негативного влияния на целостность эксплуатационной колонны. На втором этапе

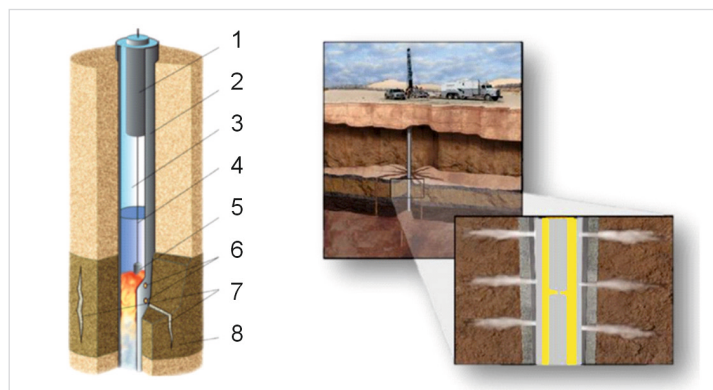


Рис. 1. Принципиальная схема проведения ГДРП на геофизическом кабеле: 1 – НКТ; 2 – обсадная колонна; 3 – жидкость глушения; 4 – геофизический кабель; 5 – воспламенитель; 6 – перфорационные отверстия; 7 – трещины ГДРП; 8 – призабойная зона пласта
Fig. 1. Schematic diagram of gas-dynamic fracturing of a formation using a geophysical cable: 1 – tubing; 2 – casing; 3 – kill fluid; 4 – geophysical cable; 5 – igniter; 6 – perforation holes; 7 – fracture cracks; 8 – wellbore zone

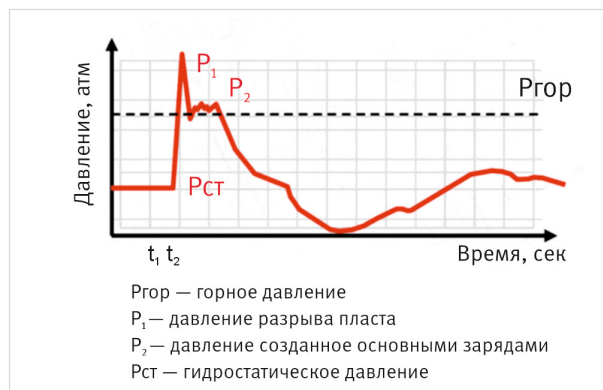


Рис. 2. Процесс развития давления в процессе ГДРП
Fig. 2. The process of pressure development in the process of gas-dynamic fracturing

при срабатывании основных зарядов с более долгим горением происходит развитие образованных трещин вглубь пласта под воздействием второго импульса давления. Комбинированное действие генератора позволяет целенаправленно регулировать динамику нагружения горных пород и эффективно осуществлять разрыв высокоплотных малопроницаемых пластов со сложной структурой. Немаловажное значение при обработке призабойной зоны пласта (ПЗП) имеет тепловой фактор. При горении пороховых генераторов температура на фронте горения достигает 2000–3000 °С. Однако максимальная температура на стенке эксплуатационной колонны составляет 300–350 °С, что связано с высокой теплопроводностью колонны и быстрым распространением нагретых газов вглубь пласта — при работе генератора образуется газовый пузырь, осуществляющий прогрев ПЗП. Во время движения происходит активное воздействие высокой температуры на смолы и асфальтосмолопарафиновые отложения. После окончания горения расплавленные отложения вытесняются пластовым флюидом в ствол скважины, проницаемость призабойной зоны пласта значительно увеличивается. При этом газы, двигаясь с большой скоростью под большим давлением, способствуют увеличению размеров трещин за счет следующих факторов: размыв стенок трещин и поровых каналов; разрушение сплошности поверхности трещин знакопеременными пульсирующими нагрузками. На месторождениях Восточной Сибири в пределах Непско-Ботубинской Антеклизы (НБА) величина прогрева ПЗП достигает 10–12 °С в течении 24–36 часов после окончания воздействия, что подтверждается результатами промыслово-геофизических исследований.

Также, при сжигании зарядов в процессе химической реакции происходит выделение кислотообразующих газов в продуктах горения, что приводит к образованию соляной и плавиковой кислот. Результатом становится воздействие агрессивных продуктов горения пороховых зарядов на пласт, вследствие чего происходит растворение некоторых минералов, глинистых фракций, находящихся в скелете горной породы, которые выносятся в ствол скважины в процессе освоения.

Теоретические аспекты ГДРП рассмотрены в [6, 7]; в работе [8] на основе указанных источников и уравнений газовой динамики физики взрыва [9] получены физические обоснованные сравнительно простые аппроксимации, позволяющие рассчитывать параметры динамики газового пузыря.

В связи с высокой температурой горения заряда, намного превышающей псевдокритическую, можно считать, что в начальный момент времени $t = 0$ давление $P_r(0)$ газового пузыря (ГП) будет описываться формулой:

$$P_r(0) = \left(\frac{r_c}{r_z}\right)^2 \frac{\rho_{ТВ} P_{атм}}{\rho_r}, \quad (1)$$

где: r_z и r_c — радиусы зарядов и скважины, $\rho_{ТВ}$ и ρ_r — плотности заряда в твердой и газовой фазах.

Важнейшей характеристикой горения является адиабатическая температура горения $T_{гор}$; для зарядов ГДРП можно принять $T_{гор} = 2500$ °С [10].

В момент начала ГДРП происходит интенсивное перемешивание газа и скважинной жидкости, начальная температура продуктов горения будет описываться формулой:

$$T_r(0) = \frac{1}{2} \left(T_{гор} \left(\frac{r_c}{r_z}\right)^2 + T_{скж} \right), \quad (2)$$

где $T_{скж}$ — температура скважинной жидкости.

Увеличение температуры ГП влечет за собой повышение давления; для учета температурного эффекта давление пороховых газов $P_r(0)$ рассчитывается по формуле:

$$P_r(0) = \left(\frac{r_c}{r_z}\right)^2 \frac{\rho_{ТВ} P_{атм}}{\rho_r} \left(\frac{T_r(0)}{T_{20}}\right)^{\alpha-1}, \quad (3)$$

где показатель адиабаты $\alpha = 1.4$ [9].

При этом предполагается мгновенное формирование ГП при поршневом вытеснении жидкости глушения. ГП принимает форму цилиндра радиуса r_c и высотой, определяемой статическим давлением столба скважинной жидкости. Аналогичные допущения приняты в работе [7].

С технической точки зрения проведение ГДРП возможно выполнять как отдельным мероприятием — газодинамической обработкой пласта без дополнительных воздействий, так и комплексным мероприятием — одновременно с перфорацией пласта, после перфорации пласта, в комплексе с ОПЗ различными химическими составами. Спуск пороховых генераторов осуществляется на геофизическом кабеле, на технологических трубах. После проведения ГДРП рекомендуется выполнить ГИС-контроль в объеме методов: профиль притока из пласта, оценка технического состояния эксплуатационной колонны. Проведение ГДРП рекомендовано на скважинах с отсутствием приемистости через колонну НКТ, на нефтяных скважинах с отсутствием дебита по причине коагуляции ПЗП.

Критерии применения

Технология ГДРП применяется на фонде нагнетательных, добывающих нефтяных и газовых скважин в соответствии с типовыми конструкциями скважин, представленными на рисунке 3.

Проведение ГДРП возможно в процессе освоения при вторичном вскрытии пластов, на скважинах с ухудшением состояния ПЗП, увеличением скин-фактора в процессе длительной эксплуатации, на поисково-разведочных скважинах. Возможно проведение работ на нагнетательных скважинах с отсутствием приемистости через колонну НКТ. В случаях, когда ГДРП планируется на скважинах в процессе длительной эксплуатации согласно рекомендована предварительная реперфорация пласта с целью улучшения гидродинамического связи с ПЗП и увеличения эффективности будущей газодинамической обработки.

Критерии применения ГДРП для наклонно-направленных скважин:

- максимальный угол наклона — не более 60°;
- температура в интервале обработки — не более 170°;
- наличие ЗКЦ, дефектов ЭК — не допускается;
- литология — не ограничена. Коэффициент проницаемости — не более 500 мД, коэффициент глинистости предпочтительно не более 20 %;

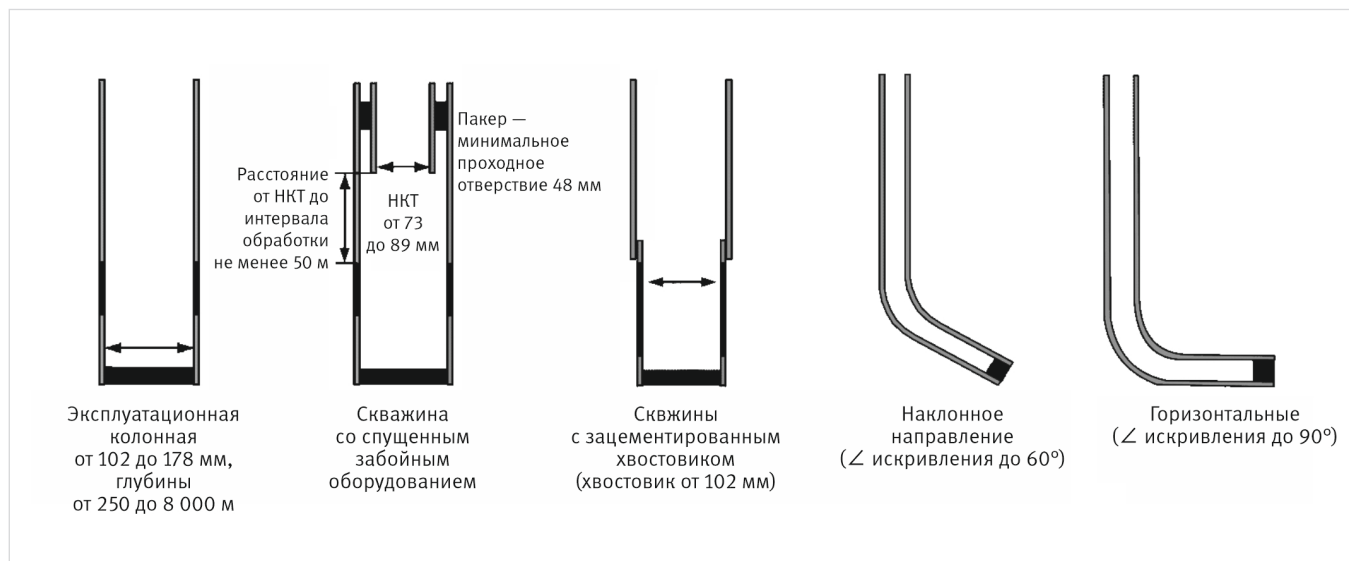


Рис. 3. Типовые конструкции скважин, на которых возможно проведение ГДРП
Fig. 3. Typical well designs where gas-dynamic fracturing of the formation is possible

Табл. 1. Результаты исследований растворяющей способности АСПО в дизельной фракции
 Tab. 1. Results of studies of the dissolving capacity of ASPO in the diesel fraction

Температура эксперимента, °С	Масса АСПО до опыта, г	Масса ДФ, г	Масса АСПО после опыта, г	Масса ДФ, перешедшей в АСПО, г	Масса АСПО, перешедших в ДФ, г	Концентрация АСПО в ДФ, г/г	Средняя концентрация АСПО в ДФ, г/г
13	0,52	0,25	0,47	0,030	0,2	0,091	0,100
13	0,51	0,50	0,43	0,028	0,11	0,110	
13	0,51	1,00	0,39	0,025	0,097	0,097	
23	0,50	0,25	0,40	0,060	0,211	0,211	0,216
23	0,50	0,50	0,34	0,055	0,236	0,236	
23	0,50	1,00	0,26	0,040	0,208	0,208	

- глубина обрабатываемого интервала – не менее 500 м;
- добывающие скважины со снижением продуктивности и с наличием предполагаемой кольматации ПЗП;
- обводненность продукции не выше 80 %;
- снижение пластового давления относительно начального не более 50 %;
- диаметр эксплуатационной колонны в интервале обработки: 102–178 мм;
- наличие пакера без цементного моста ниже интервала обработки – не допускается;
- высота цементного моста ниже интервала обработки (при наличии) – не менее 10 м;
- минимальное расстояние до цементного моста – не менее 3 м;
- расстояние до ближайшего водоносного пласта – не менее 5 м.

Критерии применения ГДРП для горизонтальных скважин:

- температура в интервале обработки – не более 170 градусов;
- наличие ЗКЦ, дефектов ЭК в интервале работ – не допускается;
- литология – не ограничена. Коэффициент проницаемости – не более 500 мД, коэффициент глинистости – не более 20 %;
- максимальная длина горизонтального участка – без ограничений, глубина залегания пласта по вертикали – без ограничений;
- добывающие скважины предпочтительны со снижением продуктивности, с наличием предполагаемой кольматации ПЗП;
- снижение пластового давления относительно начального – не более 50 %;
- диаметр эксплуатационной колонны в интервале обработки: 102–178 мм;
- наличие пакера без цементного моста ниже интервала обработки – не допускается;
- высота цементного моста ниже интервала обработки – не менее 10 м;
- минимальное расстояние до цементного моста – не менее 3 м;
- расстояние до ближайшего водоносного пласта – не менее 5 м.

Результаты применения на месторождениях Восточной Сибири на наклонно-направленных скважинах

С 2017 года на месторождениях Восточной Сибири крупной нефтяной компанией РФ выполнена 81 обработка на вновь вводимых скважинах и 18 обработок на эксплуатационном фонде скважин со средним сроком окупаемости

данного вида геолого-технического мероприятия (ГТМ) 114 сут. и приростом 11,5 т/сут. Работы проводились на терригенные пласты (пласты В10 хамакинского горизонта, В5 бутубинского горизонта), которые характеризуются рядом особенностей:

- гидрофобность коллектора;
- вторичное минералообразование (ангидритизация);
- битуминизация породы – заполнение порбитумом;
- наличие кварцевого регенерационного цемента.

Наличие в поровом пространстве битума ухудшает фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) коллектора, снижая его первичную проницаемость. Усугубляет ситуацию выпадение в процессе эксплуатации АСПО при изменении термобарических условий в ПЗП, влекущее значительное увеличение скин-фактора, снижение продуктивности скважин, ухудшение гидродинамической связи с пластом в результате кольматации капиллярных каналов коллектора. Также первоначальное значение пластового давления ниже гидростатического, что приводит к значительным поглощениям полисолевых буровых растворов на водной основе при первичном вскрытии продуктивного пласта. Проникновение фильтрата бурового раствора вглубь пласта приводит к кольматации флюидопроводящих каналов и тем самым ухудшает ФЕС. Контакт водной фазы технологических жидкостей с ангидритом (CaSO_4), содержащимся в составе горной породы в виде включений, приводит к набуханию последнего, образуя дигидрат сульфата кальция – гипс ($\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$). Вместе с тем при взаимодействии водных растворов с нефтью при высоких давлениях образуются природные водонефтяные эмульсии, ухудшающие приточные характеристики скважин.

Также в процессе эксплуатации при изменении термобарических условий на забое скважины происходит выпадение солей – галита и гипса. При этом солеотложения происходят в ПЗП, на подземном оборудовании и на всем пути следования пластового флюида в систему нефтесбора.

Развитие технологии ГДРП

Одним из эффективных методов борьбы с битумами и АСПО, которые могут образовываться не только в поровом пространстве ПЗП, но и на поверхности нефтепромыслового оборудования, является обработка загрязненных поверхностей углеводородными растворителями (УВР). УВР применяются как

в виде однокомпонентных реагентов (стабильный бензин, дизельное топливо, газовый конденсат и т.п.), так и в составе различных композиций (растворитель + ПАВ, растворитель + кислота и т.п.). Учитывая наличие к терригенным коллекторам пластов В10, В5 окисленного битума и АСПО, проведение работ УВР для увеличения проницаемости ПЗП целесообразно. В качестве растворителя рассматривались несколько различных органических растворителей (атмосферный газойль, бензин, дизельная фракция), в итоге, с учетом наиболее оптимальных растворяющих свойств, широкого температурного диапазона применения и простоты получения на производстве выбрана для ОНР дизельная фракция (ДФ).

Дополнительной задачей исследовательских работ стала количественная оценка растворяющей способности АСПО дизельной фракцией. Оценка была выполнена при двух различных температурах: базовый замер проводился при пластовой температуре 13 °С, вторая температура была принята равной 23 °С, что на 10 °С выше пластовой. В ходе эксперимента предварительно термостатированные тремя разными соотношениями навески парафина и ДФ помещались в пробирку и выдерживались при температуре испытания в течение 60 минут, после чего нерастворившийся парафин отфильтровывался и взвешивался. Для каждой температуры были определены средняя концентрация АСПО в дизельной фракции и стандартное отклонение. Эксперимент показал хорошую сходимость результатов в обеих сериях испытаний. Результаты исследований представлены в таблице 1.

В 2020 году с целью получения более высоких приростов дебита в пяти скважинах действующего фонда на месторождении терригенных коллекторов Восточной Сибири проведено испытание модифицированной технологии ГДРП, скомплексированной с закачкой в пласт органических растворителей. Данная технология основана на комплексном синергетическом эффекте, образующемся в результате предварительной очистки ПЗП углеводородным растворителем и последующем проведении ГДРП. Повышение температуры в ПЗП посредством прогрева порохвыми генераторами приводит к более полной очистке ПЗП от битумной составляющей породы и АСПО.

В результате анализа выполненных обработок на наклонно-направленном фонде скважин установлено, что эффективность модифицированной технологии ГДРП на 30 %

превышает показатели стандартной технологии ГДРП.

По техническим причинам применение ГДРП до 2020 года было возможно лишь на наклонно-направленных скважинах, в то время как снижение качества притока, вызванное кольматацией ПЗП, характерно и для горизонтальных скважин. По этой причине было принято решение об испытании модернизированной технологии ГДРП, позволяющей проводить обработки на скважинах с горизонтальным стволом.

В качестве кандидата под обработку была выбрана многозабойная скважина месторождения Восточной Сибири с удлинением и ответвлением горизонтальной части ствола с фильтровой частью, представленной нецементируемыми хвостовиками диаметром 114,3 мм. Ввиду особенностей конструкции скважины все технологические операции на скважине возможны исключительно в ответвлении, так как участок удлинения скважины перекрыт фильтрами (рис. 4).

Выбор скважины обусловлен значительными извлекаемыми запасами нефти при явном несоответствии режима работы скважины с коллекторскими свойствами пласта по данным окончательного каротажа.

Скважина эксплуатировалась с 2018 года, за период эксплуатации дебит жидкости, как и продуктивность, снизились в 3,5 раза по причине кольматации фильтровой части колонны и ПЗП.

Капитальный ремонт скважины для интенсификации притока по модифицированной технологии ГДРП был проведен в период в IV квартале 2021 года силами бригады капитального ремонта скважин.

С целью предварительной очистки ПЗП от АСПО была выполнена закачка 100 м³ дизельной фракции со следующими параметрами: начальное давление закачки — 0 кгс/см², конечное давление закачки — 40 кгс/см², расход жидкости — 180 л/мин. Скважина была оставлена на реагирование дизельной фракции в течение 24 ч.

После закачки дизельной фракции был реализован ГДРП трех интервалов горизонтального участка, приуроченных к наиболее продуктивным частям разреза (рис. 6).

Количество этапов обработки (спусков сборки генератора давления) определялось в зависимости от протяженности продуктивной части пласта, вскрытой горизонтальным окончанием, и соответствовало количеству обрабатываемых интервалов.

На насосно-компрессорных или технологических трубах производился спуск испытываемой компоновки с зарядами в планируемый для обработки интервал. Компоновка представляла собой сборку из шести специализированных перфорированных корпусов длиной три метра каждый с размещенными в них зарядами двух типов: воспламенительных и основных. В качестве воспламенительного применялся один заряд минимального

типоразмера, 36 основных (по шесть зарядов на одну секцию), передача горения между секциями производилась при помощи промежуточных зарядов, установленных в муфтовых соединениях (рис. 7). Таким образом на каждую сборку приходилось 36 основных зарядов, при этом часть из них были представлены так называемыми активными зарядами, отличающимися методом инициации, а соотношение активных и основных зарядов определяло силу первичного воздействия расширяющегося газа.

После спуска производилась инициация горения зарядов посредством прокачки резинового шара в колонну труб насосным агрегатом. Иницирующим устройством служила гидромеханическая взрывная головка с механическим детонационным устройством. При срабатывании взрывной головки импульс передавался на воспламенительный заряд, который, в свою очередь, посредством детонирующего шнура и промежуточных зарядов инициировал горение основных зарядов, создавая избыточное давление и обеспечивая прогрев ПЗП. После обработки компоновка была извлечена с комиссионным осмотром компонентов генератора давления на предмет полного срабатывания.

Сборки компоновки на первом и втором этапах были идентичными: 9 активных и 27 основных зарядов. На третьем спуске распределение количества активных и основных зарядов в сборке было скорректировано:

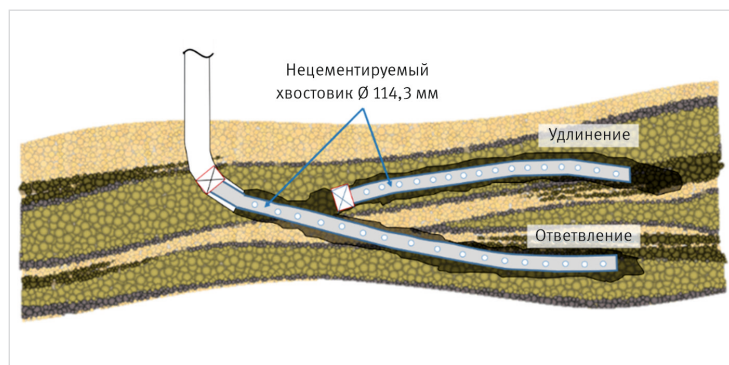


Рис. 4. Конструкция горизонтального участка скважины-кандидата для проведения опытных работ по комплексному воздействию
Fig. 4. Design of a horizontal section of a candidate well for conducting experimental work on complex impact

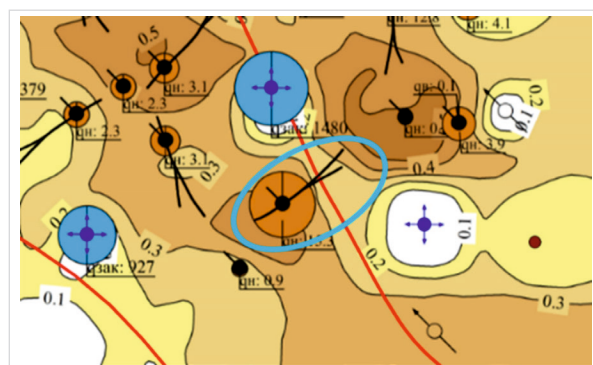


Рис. 5. Фрагмент карты плотности подвижных извлекаемых запасов нефти
Fig. 5. Fragment of the density map of mobile recoverable oil reserves

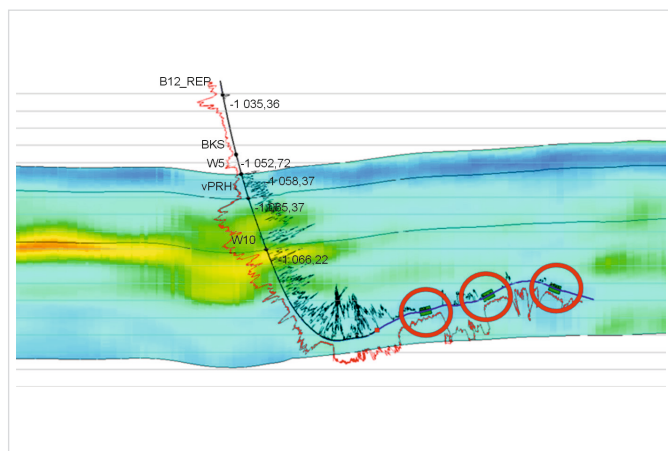


Рис. 6. Планируемые интервалы ГДРП на сейсмическом разрезе вдоль горизонтального ствола скважины
Fig. 6. Planned intervals of gas-dynamic fracturing of the formation on a seismic section along a horizontal wellbore

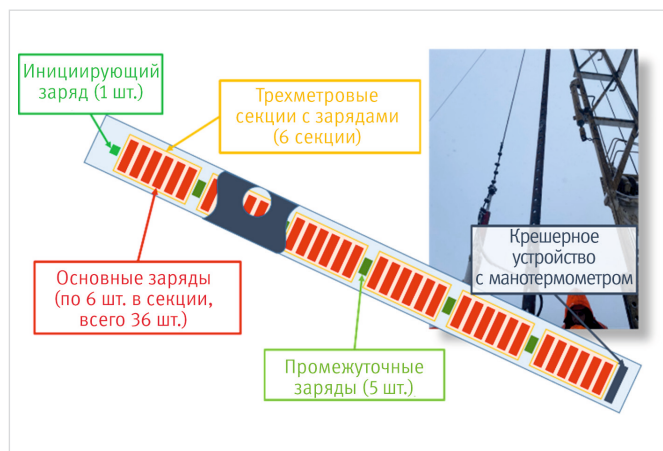


Рис. 7. Схема сборки зарядов ГДРП в опытной горизонтальной скважине
Fig. 7. Scheme of assembly of charges for gas-dynamic fracturing of the formation in an experimental horizontal well

Табл. 2. Основные параметры ГДРП, выполненного в горизонтальной скважине месторождения с терригенным типом коллектора Восточной Сибири

Tab. 2. Main parameters of gas-dynamic fracturing of the formation performed in a horizontal well of a field with a terrigenous reservoir type in Eastern Siberia

Номер этапа	Количество зарядов в сборке		Типоразмер зарядов		Длина детонирующего шнура, м	Уровень жидкости перед спуском (от устья), м	Глубина установки, м	Высота крешерного столбика, мм		Максимальное давление при обработке, кгс/см ²
	активные	основные	активные	основные				№1	№2	
1	9	27	ЗГД-50	ЗГД-50	4,5	260	2 312,3	7,69	7,53	607
2	9	27	ЗГД-50	ЗГД-50	4,5	–	2 188,3	6,79	6,39	1 023
3	11	25	ЗГД-50	ЗГД-50	5,5	292	2 072,0	6,84	6,97	855

11 активных и 25 основных зарядов. Параметры обработок представлены в таблице 2.

Три этапа ГДРП прошли в штатном безаварийном режиме. Применяемая компоновка характеризовалась простотой сборки, надежностью и мобильностью при доставке сборки на устье скважины. Монтаж компоновки не требовал дополнительного специализированного оборудования или инструмента.

После ГДРП было выполнено освоение скважины криогенным комплексом с последующим снятием параметров для регистрации кривой восстановления уровня (КВУ). По результатам КВУ зафиксировано увеличение продуктивности скважины в 3,5 раза с 1,2 м³/сут.·атм до 4,2 м³/сут.·атм.

На заключительном этапе ремонта в скважину было спущено подземное глубиннонасосное оборудование, скважина запущена в работу в постоянном режиме эксплуатации. Работы охарактеризованы как успешные: в результате комплексного воздействия удалось добиться восстановления добычных возможностей скважины. Срок окупаемости составил 145 сут.

Учитывая успешность выполненных работ, ОПР по испытанию технологии комплексного воздействия, включающего газодинамическую обработку пласта и закачку органического растворителя продолжены в 2022 году на трех скважинах. По результатам ОПР также получены промышленно значимые приросты дебита нефти (от 5 до 17 т/сут., сроки окупаемости — от 37 до 265 сут.).

Таким образом, модифицированная комплексная технология показала свою эффективность на скважинах, приуроченных к терригенным коллекторам Восточной Сибири, войдя в перечень применяемых к тиражированию технологий.

Также к рамкам совершенствования технологий и процессов ГДРП на месторождении Восточной Сибири с терригенным типом коллектора в 2019–2022 гг. испытаны заряды длительного горения увеличенного габарита, несущие большую массу вещества теплоносителя — заряды ЗГД-105. Сравнение велось со стандартными зарядами ЗГД-87. Заряды ЗГД-105 характеризуются увеличенным диаметром относительно зарядов ЗГД-87, также обладают увеличенной баллистической силой и объемом выделяемых газов при горении, что должно положительно сказываться на тепловом и механическом факторах, являющихся важнейшими при работе твердотопливных систем,

Табл. 3. Сравнение технологических эффектов по результатам ГДРП с применением зарядов длительного горения ЗГД-87 и ЗГД-105

Tab. 3. Comparison of technological effects based on the results of gas-dynamic fracturing using long-burning charges ZGD-87 and ZGD-105

№ п/п	Наименование показателя	ΔQн (после обр-тки), т/сут.	ΔQн (тек.), т/сут.	ΔQн (после обр-тки), %	ΔQн (тек.), %
1	Средний прирост дебита по нефти от ГДРП по станд. технологии (ЗГД-87), т/сут., %	16,0	15,5	286	293
2	Средний прирост ГДРП с применением ЗГД-105, т/сут., %	20,7	17,2	398	301
3	Разница приростов, т/сут., %	4,7	1,7	112	7

что обеспечивает более продолжительное горение и, как следствие, более глубокую термическую обработку ПЗП, что особенно актуально в условиях терригенных отложений венда, характеризующихся низкими пластовыми температурами.

По результатам опытных работ средний прирост дебита по нефти по скважинам после ГДРП с применением зарядов увеличенного типоразмера ЗГД-105 оказался на 4,7 т/сут. выше аналогичного показателя, полученного после ГДРП применяемыми зарядами (ЗГД-87), при этом средние значения текущих приростов сопоставимы: текущий прирост от технологии с применением зарядов ЗГД-105 составляет 17,2 т/сут., от технологии с применением стандартных зарядов (ЗГД 87) — 15,5 т/сут.

Итоги

Перспективным мероприятием по направлению ГТМ нефтяных и газовых скважин является применение технологии ГДРП, являющейся альтернативой дорогостоящим технологиям проведения ЗБС, ГРП в случаях, когда имеются риски недостижения запланированных значений NPV. Суть технологии ГДРП заключается в спуске в скважину генераторов давления, иницирующих повышение создание в прискважинной зоне обрабатываемого пласта трещин и полостей, очистку ПЗП от кольматации путем повышения давления и температуры в скважине. Технология ГДРП применяется на фоне нагнетательных, добывающих нефтяных и газовых скважин, в т.ч. на скважинах с горизонтальным окончанием, многозбойных скважинах (МЗС), многоствольных скважинах (МСС) в соответствии с критериями, представленными в настоящей статье.

Выводы

Технология ГДРП наиболее эффективно себя показала в качестве метода интенсификации добычи на сложнопостроенных терригенных объектах Восточной Сибири, характеризующиеся низкими пластовыми температурами (пласты В10 хамакинского горизонта, В5 ботубинского горизонта) в связи с тем, что термическое воздействие вкупе с созданием искусственной трещиноватости положительно сказывается на улучшении состояния ПЗП: прогрев ПЗП приводит к растворению АСПО, битумов, высвобождаясь в процессе ГДРП газы взаимодействуют с минералами породы, очищая ПЗП.

ОПР по испытанию комплексной технологии (ГДРП совместно с закачкой органического растворителя) в горизонтальном участке скважины выполнены без осложнений и характеризуются более высокой успешностью по сравнению со стандартной технологией ГДРП: продуктивность скважины увеличилась в 3,5 раза, срок окупаемости ремонта составил 145 сут. Реализация комплексной технологии позволяет интенсифицировать выработку запасов нефти из терригенных отложений хамакинского и ботубинского горизонтов и повышать технико-экономические показатели разработки месторождений Восточной Сибири с терригенным типом коллектора.

Опытные работы по применению зарядов увеличенного типоразмера ЗГД-105 в качестве основных при проведении ГДРП показали более высокую технологическую эффективность по сравнению с применяемой технологией (ЗГД-87) в части приростов запускных дебитов по причине более глубокого термического воздействия на ПЗП.

Литература

1. Ишмурзин А.А. Нефтегазопромысловое оборудование. Уфа: Уфимский гос. нефтяной технический ун-т, 2008, 540 с.
2. Аглиуллин М.М., Абдуллин М.М., Фазылов Р.Г. Техника и технология интенсификации нефтяных скважин комплексным термобаровоздействием // Каротажник. 1997. № 38. С. 112–113.
3. Еникеев М.Д., Фусс В.А., Андреев В.К. и др. Обработка скважин термобаровоздействием на месторождениях Пермской области // Нефтяное хозяйство, № 4. 1999. С. 73–75.
4. Аглиуллин М.М., Абдуллин В.М., Шувалов А.В., Плотников И.Г. и др. Новые термобарохимические технологии обработки призабойной зоны пластов // НТВ Каротажник. 2002. № 92.
5. Родионов И. Интенсификация добычи нефти на месторождениях ОАО «ЛУКОЙЛ» // Нефть и капитал. 2002. № 5.
6. Балдин А.В., Панчу М.М., Рябов С.С. и др. Основные уравнения процесса обработки прискважинной зоны пласта пороховыми газогенерирующими устройствами // Нефтепромысловое дело. 2004. №1. С. 16–20.
7. Серебряков М.Е. Внутренняя баллистика ствольных систем пороховых ракет. М.: Оборонгиз, 1962. 700 с.
8. Измайлова Г.Р., Гулимов А.В. Элементы математической модели термобарического воздействия на призабойную зону пласта нефтегазовой скважины // Нефтегазовое дело: электронный научный журнал. 2013. № 6. С. 159–179.
9. Шехтер Б.И. Баум Ф.А. Станюкович К.П. Физика взрыва. М.: Физматлит, 1959. 800 с.
10. Геофизические методы исследования скважин. Справочник геофизика. М.: Недра, 1983. 246 с.

ENGLISH

Results

A promising measure in the field of geological and technical measures of oil and gas wells is the use of gas-dynamic fracturing technology, which is an alternative to complex technology for sidetracking and hydraulic fracturing in cases where there are risks of not achieving the planned NPV measurements. The essence of the gas-dynamic fracturing technology is to lower pressure generators into the well, initiating an increase in the creation of cracks and cavities in the near-well zone of the treated formation, and cleaning the reservoir zone from clogging by increasing the pressure and temperature in the well. The gas-dynamic fracturing technology is used in injection and production oil and gas wells, incl. on wells with a horizontal end, multi-hole wells, multilateral wells in accordance with the criteria presented in this article.

Conclusions

The technology of gas-dynamic fracturing has proven itself most effectively as a method of intensifying production at complex terrigenous objects of Eastern Siberia, characterized by low formation temperatures (formations B10 of the Khamakinsky horizon, B5 of the Botuobinsky horizon). This is explained by the fact that thermal impact, coupled with

the creation of artificial fracturing, has a positive effect on improving the condition of the formation: heating the formation leads to the dissolution of paraffins and bitumen, and the gases released during the gas-dynamic fracturing process interact with the minerals of the rock, cleaning the formation.

Experimental work on testing the integrated technology (gas-dynamic fracturing together with injection of an organic solvent) in a horizontal section of a well was carried out without complications and was characterized by a higher success rate compared to the standard gas-dynamic fracturing technology: well productivity increased by 3,5 times, and the payback period for repairs was 145 days. The implementation of the integrated technology allows for the intensification of the production of oil reserves from the terrigenous deposits of the Khamakinsky and Botuobinsky horizons and the improvement of the technical and economic indicators for the development of Eastern Siberian fields with a terrigenous reservoir type.

Experimental work on the use of larger-sized ZGD-105 charges as the main ones during gas-dynamic fracturing showed higher technological efficiency compared to the technology used (ZGD-87) in terms of increases in starting flow rates due to a deeper thermal impact on the formation.

References

1. Ishmurzin A.A. Oil and gas field equipment. Ufa: Ufa State Petroleum Technological University, 2008, 540 p. (In Russ).
2. Agliullin M.M., Abdullin V.M., Fazylov R.G. Technique and technology for intensifying oil wells using complex thermal and barometric influence. Karotazhnik, 1998, Vol. 38. P. 112–113. (In Russ).
3. Enikeev M.D., Fuss V.A., Andreev V.K. et al. Treatment of wells by thermal and barometric influence in the fields of the Perm region. Oil industry, 1999, issue 4, P. 73–75. (In Russ).
4. Agliullin M.M., Abdullin V.M., Shuvalov A.V., Plotnikov I.G. et al. New thermobarochimical technologies for processing the bottomhole zone of formations. Karotazhnik, 2002, Vol. 92. (In Russ).
5. Rodionov I. Intensification of oil production at the fields of OAO LUKOIL. Oil and Capital, 2002, issue 5. (In Russ).
6. Baldin A.V., Panchu M.M., Ryabov S.S. et al. Basic equations of the process of processing the near-well zone of the formation with powder gas-generating devices. Oilfield business, 2004, issue 1, P. 16–20. (In Russ).
7. Serebryakov M.E. Internal ballistics of barrel systems of powder rockets. Moscow: Oborongiz, 1962, 700 p. (In Russ).
8. Izmailova G.R., Gulimov A.V. Elements of mathematical models of thermobaric treatment of the bottomhole formation zone oil and gas wells. Oil and Gas Business: electronic scientific journal, 2013, issue 6. P. 159–179. (In Russ).
9. Shekhter B.I. Baum F.A. Stanyukovich K.P. Physics of explosion. Moscow: Fizmatlit, 1959, 800 p. (In Russ).
10. Geophysical methods for studying wells. Geophysicist's Handbook. Moscow: Nedra, 1983, 246 p. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Круглов Яков Александрович, главный технолог, Управления геологии и разработки ИГИРГИ, Институт геологии и разработки горючих ископаемых, Россия, Москва
Для контактов: kruglov.yakov@yandex.ru

Kruglov Yakov Alexandrovich, chief technologist of the geology and development department of "IGIRGI" JSC; Institute of geology and development of fossil Fuels, Moscow, Russia
Corresponding author: kruglov.yakov@yandex.ru

Тюкавкина Ольга Валерьевна, д.т.н., профессор кафедры геологии и разведки месторождений углеводородов, Российский государственный геологоразведочный университет им. Серго Орджоникидзе, Москва, Россия

Tyukavkina Olga Valerievna, doctor of engineering sciences, professor of the department of geology and exploration of hydrocarbon deposits, Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting, Moscow, Russia