SOCAR Proceedings

Well driling

journal home page: http://proceedings.socar.az

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПУТЁМ СТРОИТЕЛЬСТВА МНОГОЗАБОЙНЫХ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

О. В. Савенок[1], Н. Х. Жарикова[1], А. Е. Верисокин[2], М. Хадид[3], И. Н. Морозова*[2]

[1]*Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург, Россия*

[2]*Северо-Кавказский федеральный университет, Ставрополь, Россия*

[3]*Университет Аль-Баас, Дамаск, Сирия*

Increasing the efficiency of the development of hard-to-recovery oil and gas condensate field reserves by constructing multilateral horizontal wells

O. V. Savenok[1], N. Kh. Zharikova[1], A. E. Verisokin[2], Mahmoud Hadid[3], I. N. Morozova*[2]

[1]*Saint Petersburg Mining University, Saint Petersburg, Russia*

[2]*North Caucasus Federal University, Stavropol, Russia*

[3]*Al-Baath University, Damascus, Syria*

ABSTRACT

At present, a significant number of Russian fields have hard-to-recover hydrocarbon reserves. The share of hard-to-recover reserves in our country accounts for more than 65% (or 12 billion tons) of oil and gas reserves on the balance sheet (in categories $A+B+C_1$). To develop hard-to-recover re-serves successfully, it is necessary to nurture technical and technological potential because the cur-rent technological base of the Russian Federation does not meet the growing demand. The industry requires the development of new approaches concerning exploration, drilling and enhanced oil re-covery. New technologies will make it possible to start develop-ing unique deposits in new regions. That is why the task of implementing new effective technological solutions, which will allow hard-to-recover and low-margin hydrocarbon reserves development, is relevant today. One of the ad-vanced technological solutions is drilling multilateral horizontal wells. That can significantly increase the flow rates.

Keywords: hard-to-recover reserves; development stimulation; development of low-permeability reservoirs; multilateral wells; multibranch wells; optimal length of the horizontal rathole; Fishbone well.

© 2023 «OilGasScientificResearchProject» Institute. All rights reserved.

В связи с истощением традиционных запасов в последние годы процесс добычи углеводородов становится сложнее. В то же время активно растёт доля трудноизвлекаемых запасов (далее ТРИЗ), разработка которых является всё более перспективным направлением. Ограничением, препятствующим активному освоению ТРИЗ, остаётся малое количество высокотехнологического оборудования и отсутствие инфраструктуры, именно поэтому вопросы, связанные с совершенствованием технологий добычи трудноизвлекаемых запасов, являются актуальными.

На сегодняшний день значительное количество месторождений России располагает трудноизвлекаемыми запасами углеводородов. На долю ТРИЗ в нашей стране приходится более 65% (или 12 млрд. тонн) запасов нефти и газа, находящихся на балансе (по категориям $A+B+C_1$). Доля же рентабельных запасов ТРИЗ – 24%. С каждым годом эти показатели стремительно растут: так, за почти 60 лет доля запасов ТРИЗ увеличилась на 550% (рис. 1). Столь высокая доля запасов ТРИЗ связана, в первую очередь, с истощением традиционных запасов нефти. Сегодня существенная часть эксплуатируемых месторождений находится на стадии снижения добычи из-за высокой обводнённости. В отличие от более ранних времён, когда основной прирост запасов был связан с открытием новых месторождений, сейчас основной прирост запасов в России происходит за счёт доразведки уже существующих месторождений и внедрения современных технологий разработки. Всё это позволяет увеличить коэффициент извлечения нефти (КИН) и повысить рентабельность разработки.

В общем объёме добычи нефти доля ТРИЗ в России лишь начинает возрастать, но более низкими темпами по сравнению с их содержанием в запасах. В США уже сегодня примерно 2/3 нефти добываются из сланцевых пород – они тоже относятся к трудноизвлекаемым запасам. По данным «Газпром нефти», в 2018 году ТРИЗ составили 7.8% от всей добычи. На сегодняшний день этот показатель достигает уже 12% (около 59 млн. тонн), а

**E-mail:* irina.morozova.ncfu@mail.ru

http://dx.doi.org/10.5510/OGP20230400915

по прогнозам Минэнерго к 2035 году доля ТРИЗ в общей добыче нефти составит уже 17%.

Таким образом, при нынешнем состоянии минерально-сырьевой базы России сохранить высокий темп добычи нефти без вовлечения в разработку ТРИЗ практически невозможно. Именно поэтому перед нефтяными компаниями сегодня так остро стоит вопрос совершенствования технологий разработки месторождений «трудной» нефти.

Понятие ТРИЗ

В российской нормативно-правовой базе и научной литературе такое понятие как ТРИЗ не имеет однозначного определения. Ровно так же, как нет и единой классификации трудноизвлекаемых запасов [1]. Связано это с тем, что при современном уровне развития технологий постоянно увеличиваются возможности по разработке таких запасов, добыча которых некоторое время назад считалась нерентабельной. Поэтому установленные и закреплённые сегодня нормы могут нуждаться в их корректировании или в полном пересмотре уже через несколько лет, когда уровень технологий и техники сможет обеспечивать рентабельную добычу этих запасов [2].

Термин «трудноизвлекаемые запасы нефти» впервые появился в 70-х годах прошлого столетия. Изначально под этим термином подразумевались запасы, разработка которых существующими технологиями является неэффективной с позиции низкого коэффициента нефтеотдачи, а также с позиции рентабельности. Похожая трактовка и по сей день используется при определении налоговых льгот на добычу запасов, относящихся к ТРИЗ [3].

В соответствии с приказом Минприроды РФ, который вступил в силу в 1998 году – «Трудноизвлекаемыми запасами следует считать запасы, экономически эффективная (рентабельная) разработка которых может осуществляться только с применением методов и технологий, требующих повышенных капиталовложений и эксплуатационных затрат по сравнению с традиционно используемыми способами».

Таким образом, к трудноизвлекаемым можно отнести запасы нефти, добыча которой требует повышенных инвестиций, так как необходимы усовершенствования техники и технологий при формировании системы разработки залежей. Это и нетрадиционная нефть, для которой пока нет рентабельных технологий добычи, и трудноизвлекаемая, которая находится в сложных для добычи условиях.

В широком смысле к трудноизвлекаемым относятся запасы нефти с неблагоприятными географическими (климатические зоны, неразвитая инфраструктура, сложности логистики), геологическими условиями залегания (низкопроницаемые коллекторы, остаточные запасы выработанных месторождений, подгазовые залежи и т.д.) или имеющие аномальные физико-химические свойства (высокая плотность, вязкость и высокое содержание твёрдых парафинов, смол, асфальтенов и т.д.).

На сегодняшний день 67% трудноизвлекаемых запасов нефти сосредоточены в баженовской и тюменской свитах, а также ачимовской толще:

- баженовская свита – группа нефтематеринских горных пород, выявленная на территории около 1 млн. кв. км в Западной Сибири. Свита залегает на глубинах 2-3 км, имеет небольшую толщину и уникальное геологическое строение. По прогнозным оценкам объём геологических запасов углеводородов в баженовской свите достигает 18-60 млрд. тонн. Эффективных технологий работы с баженовской свитой на сегодня не существует [4];
- тюменская свита, которая обладает существенной долей запасов нефти на территории ХМАО-Югры, приурочена к юрским отложениям. Всего из объектов средней юры с начала разработки добыто 388.9 млн. тонн. Более 90% годовой и накопленной добычи обеспечено за счёт 22 объектов по таким месторождениям, как Восточно-Сургутское, Западно-Сургутское, Русскинское, Фёдоровское, Талинская площадь Красноленинского месторождения;
- ресурсный потенциал ачимовской толщи Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна оценивается в 66 млрд. тонн нефтяного эквивалента, геологические запасы – в 10.4 млрд. тонн нефти, 4.4 трлн. м^3 газа и 1.4 млрд. тонн газового конденсата. Причём уровень вовлечения имеющегося потенциала в разработку не превышает 1% от начальных запасов.

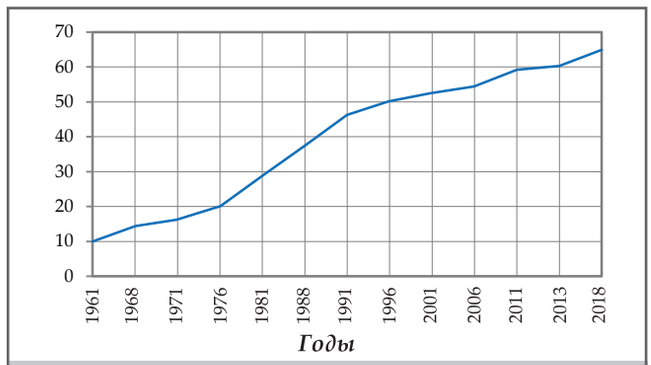


Рис. 1. Динамика роста доли ТРИЗ от запасов нефти в России с 1961 по 2018 гг. (по данным ОАО «ВНИИнефть»)

Региональное распределение трудноизвлекаемых запасов по округам РФ представлено на рисунке 2.

Добыча трудноизвлекаемых запасов нефти является очень тяжёлым и ресурсоёмким процессом, поэтому разработка таких месторождений имеет ряд особенностей:

- повышенные затраты материальных, финансовых и трудовых ресурсов;

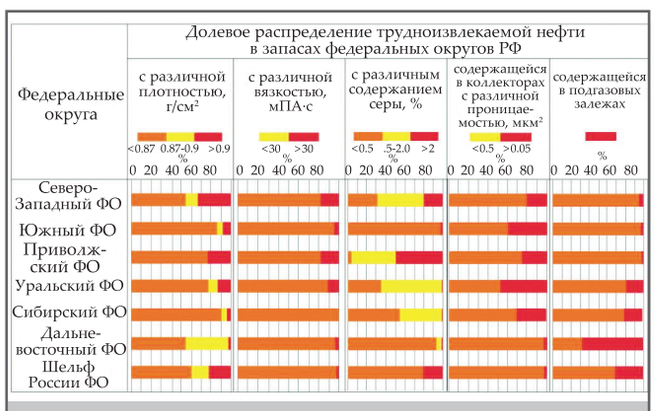


Рис. 2. Долевое распределение ТРИЗ в запасах федеральных округов РФ

- специализированное несерийное оборудование;
- необходимость разрабатывать и применять нетрадиционные технологии;
- дефицитные реагенты и материалы.

Классификация ТРИЗ

В широком смысле классификация трудноизвлекаемых запасов нефти основывается на определении предельных физико-химических параметров флюида, а также геолого-физических характеристик вмещающих коллекторов, которые являются причиной затруднённой разработки запасов нефти. Также одним из критериев отнесение запасов к трудноизвлекаемым может служить физическая удалённость месторождений. В этом случае трудности добычи заключаются в дополнительных расходах на логистику и строительство инфраструктуры, необходимой для функционирования месторождения.

Учитывая, что в нашей стране до сих пор нет единого законодательно закреплённого определения трудноизвлекаемых запасов, соответственно нет и чёткой классификации ТРИЗ. Вследствие чего на сегодняшний день наблюдаются разночтения в размерах параметров, определяющих отнесение запасов нефти к трудноизвлекаемым.

Так, например, согласно трудам учёных Э.М.Халимова и Н.Н.Лисовского, аномально вязкой нефтью считается нефть с вязкостью в пластовых условиях более 30 сПз, тогда как Налоговый Кодекс к аномально вязким нефтям относит нефть с вязкостью более 200 сПз. К малопроницаемым коллекторам Халимов и Лисовский относят коллектора с проницаемостью менее 0.03 мкм^2, в Налоговом Кодексе критерий отнесения коллектора к малопроницаемому составляет 0.02 мкм^2. Технологически выработанными эксперты считают объекты с выработанностью более 0.7 начальных извлекаемых запасов (НИЗ), в то время как налоговый кодекс определяет это значение на уровне более 0.8 НИЗ. Таким образом, в зависимости от классификации наблюдается большое количество разночтений относительно параметров, определяющих ТРИЗ.

В последнее десятилетие неоднократно поднимался вопрос о создании единой классификации ТРИЗ. Непрерывное развитие техники и технологии, а также накопление опыта в области разработки ТРИЗ является одной из причин отсутствия единой унифицированной классификации. Это значит, что при утверждении какой-либо классификации ТРИЗ появится необходимость её периодически менять и актуализировать. Однако это имеет и негативные последствия: изменение диапазонов значений оценочных параметров нефтей искажает текущую структуру балансовых запасов нефти, вносит путаницу в устоявшиеся понятия, которые формировались на протяжении многих лет.

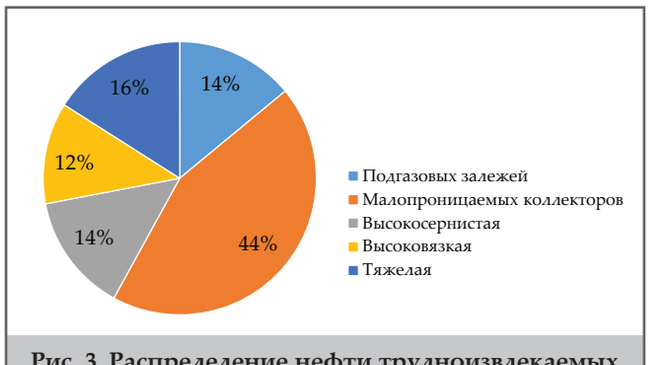


Рис. 3. Распределение нефти трудноизвлекаемых запасов в РФ на 01.01.2015 г

Ниже представлена таблица с основными физико-химическими свойствами, приведёнными в соответствии с новой классификацией запасов и ресурсов нефти и горючих газов (приказ Министерства природных ресурсов и экологии № 477 от 1 ноября 2013 года), характеристиками параметров залегания и иными факторами, при наличии которых запасы можно отнести к ТРИЗ.

Как правило, отмеченные в таблице 1 параметры встречаются не в одиночку, а являются совокупностью факторов или осложнений.

В таблице 2 приведён перечень наиболее распространённых проблем, связанных с разработкой определённого класса ТРИЗ, и возможных путей их решения.

На сегодняшний день наибольший интерес с точки зрения перспективности разработки представляют трудноизвлекаемые запасы, сосредоточенные в низкопроницаемых коллекторах. Почти половина от балансовых запасов ТРИЗ России относятся к именно низкопроницаемым коллекторам (рис. 3).

Существуют различные классификации коллекторов с низкой проницаемостью. Пример такой классификации приведён ниже:

- низкопроницаемые коллекторы – 0.001-0.0001 Дарси;
- сверх низкопроницаемые – 0,0001-0,00001 Дарси;
- экстра низкопроницаемые - < 0,00001 Дарси.

В соответствии с распоряжением Правительства РФ №700-р от 3 мая 2012 года выделяются 4 категории проектов по добыче трудноизвлекаемой нефти, определённые на основе показателей проницаемости коллекторов и вязкости нефти:

1. добыча нефти из коллекторов с низкой проницаемостью в интервале от 1.5 до 2 миллиДарси включительно (от $1.5{\cdot}10^{-3}$ мкм^2 до $2{\cdot}10^{-3}$ мкм^2 включительно);
2. добыча нефти из коллекторов с крайне низкой проницаемостью в интервале от 1 до 1.5 миллиДарси включительно (от $1{\cdot}10^{-3}$ мкм^2 до $1.5{\cdot}10^{-3}$ мкм^2 включительно);
3. добыча нефти из коллекторов с предельно низкой проницаемостью до 1 миллиДарси включительно (до $1{\cdot}10^{-3}$ мкм^2 включительно);
4. добыча сверхвязкой нефти с вязкостью нефти в пластовых условиях более 10000 мПа·с.

Методы стимулирования разработки ТРИЗ

Очевидно, что разработка трудноизвлекаемых запасов намного сложнее и дороже, чем разработка традиционных месторождений. Трудноизвлекаемые запасы обычно разрабатываются гораздо более медленными темпами и требуют более высоких производственных затрат, чем обычные запасы. Кроме того, эффективная разработка ТРИЗ требует использования передовых технологий и нового оборудования, а также налоговых льгот со стороны государства.

С этой целью для стимулирования недропользователей к разработке ТРИЗ государством придумана особая

Классификация трудноизвлекаемых запасов нефти [5] — **Таблица 1**

Показатель	Характеристика показателя	Примеры (месторождений, пластов, регионов)
Свойства флюида		
Аномальные свойства нефти	плотност > 0.92 г/см^3; вязкость > 30 сПз; содержание серы по массе > 3%; содержание смол по массе > 13 %; содержание парафинов по массе > 6%; содержание сероводорода по объёму > 5%; газонасыщенность > 500 или < 200 м^3/т	Ашальчинское и Карповское месторождения Татарстана; Лено-Вилюйский нефтегазовый бассейн; месторождения Верхнего Прикамья (высокая газонасыщенность); Арланское (низкая газонасыщенность); Байтуганское
Нетрадиционные запасы нефти	нефти горючих сланцевнефти битуминозных песков газогидраты	баженовская свита
Условия залегания		
Аномальные физические свойства пород-коллекторов	пористость < 8 %; проницаемость < 2 мД; высокая расчленённость; низкий уровень насыщенности нефтью	доманиковые слои Тимано-Печорского бассейна; баженовская свита Западной Сибири; хадумская свита Прикавказья
Сложное геологическое строение пород-коллекторов	варьирующие по площади водонефтяного (ВНК) и газонефтяного контактов (ГНК); наличие литологических замещений, и/или тектонических нарушений, и/или очень изменчивых толщин и коллекторских свойств продуктивных пластов, представленных в основном коллекторами с вторичной пустотностью	Приобское, Новопортовское
Пластовая температура	пластовая температура > 100 или < 20 °С; с низкой разницей между пластовой температурой и температурой застывания смол, парафинов и асфальтенов	Салымское месторождение
Большие глубинызалегания запасов	свыше 4500 м	месторождения Мексиканского залива
Наличие многолетнемёрзлых пород в разрезе		Заполярное месторождение
Запасы тонких нефтяных оторочек	мощность залежи нефти до 3-х метров	Новопортовское месторождение
Характеристики месторождения		
Низкие величины начальных извлекаемых запасов (НИЗ)	НИЗ < 5 млн. тонн	
Уровень выработанности месторождения	после 70 % от начальных апробированных государственной комиссией по запасам (ГКЗ) извлекаемых запасов нефти промышленных категорий	Салиховское месторождение
Малые размеры нефтяных площадей и участков	Единицы - первые десятки км^2	Посёлковое месторождение
Территориальное расположение		
Удалённость от развитой инфраструктуры	районный коэффициент 1-2	Республика Саха (Якутия)
Географические особенности	природно-климатические условия; расположение запасов на шельфе	Приразломное

Проблемы разработки распространённых ТРИЗ и возможные пути их решения **Таблица 2**

Тип ТРИЗ	Проблемы	Возможные решения
Низкопроницаемые коллектора	породы с низкой проницаемостью характеризуются низким фильтрационным потенциалом; нарушение закона Дарси, вследствие чего фильтрация приобретает нелинейный характер	применение специальных технологий и методов разработки (например, система горизонтальных скважин (ГС) с многократным гидравлическим разрывом пласта (ГРП)
Подгазовые зоны и нефтяные оторочки	неконтролируемые прорывы газа и воды, даже при низкой депрессии; снижение давления приводит к разгазированию нефти; низкая эффективность систем поддержания пластового давления (ППД) и неспособность удержать газовую шапку на своём первоначальном месте; низкий коэффициент извлечения нефти (КИН) (< 20 %)	создание технологий, позволяющих изолировать нефть от газа; разработка нефтяных оторочек на минимальных депрессиях
Выработанные залежи	высокая себестоимость нефти, связанная с большим количеством добываемой воды	снижение водопритоков; потокоотклоняющие и изоляционные технологии
Месторождения, удалённые от инфраструктуры	значительная доля затрат в начальный период освоения, связанная со строительством логистических объектов	подбор оптимальных стратегий освоения наряду с применением новых технологий
Высоковязкие нефти	низкая подвижность нефти в пласте; сложность подъёма на поверхность и дальнейшей транспортировки; необходимость применения дорогостоящих технологий [6]	различные термические методы увеличения нефтеотдачи (МУН); применение винтовых насосов

финансово-налоговая политика в части добычи трудноизвлекаемых запасов. На сегодняшний день в России и в некоторых других странах существует система льгот, которая стимулирует недропользователей к промышленному освоению запасов, относящихся к ТРИЗ. В России существуют следующие льготы для стимулирования разработки трудноизвлекаемых запасов:

- понижающий коэффициент к ставке НДПИ размером от 0 до 0.8 в зависимости от типа ТРИЗ;
- дополнительный понижающий коэффициент, аналогичный коэффициенту выработанности, размер которого определяется в зависимости от конкретных условий и может варьировать от залежи к залежи;
- налоговые каникулы по НДПИ;
- корректировка режима налога на дополнительный доход (НДД);
- льготы по экспортной пошлине.

В России для отнесения запасов к ТРИЗ проводится следующая процедура:

1. проведение экспертизы ГКЗ;
2. согласование с Министерством финансов Российской федерации (РФ);
3. утверждение Министерством природных ресурсов РФ.

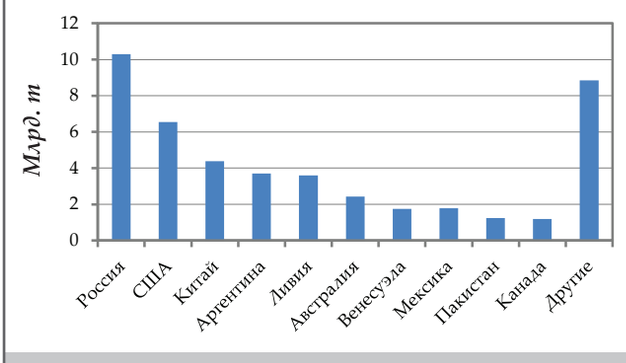


Рис. 4. Распределение запасов сланцевой нефти по странам

Концепции разработки низкопроницаемых коллекторов

В связи с истощением традиционных запасов нефти большой интерес стал проявляться к запасам, приуроченным к плотным низкопроницаемым коллекторам. Россия является лидером по запасам сланцевой нефти (рис. 4). Однако процесс добычи сланцевой нефти является относительно не развитым: связано это с тем, что добыча сланцевой нефти – довольно трудоёмкий и дорогостоящий процесс. Стоимость сланцевой нефти, добываемой с использованием имеющихся технологий, в среднем в 2 раза превышает стоимость добычи традиционным способом [7].

Прогнозы по добыче сланцевой нефти в России сильно разнятся. Согласно прогнозу ОПЕК, в среднесрочной перспективе (2025-2027 гг.) добыча ожидается на уровне 7-10 млн. тонн в год и до 12-15 млн. тонн в год в долгосрочной перспективе (2030-2035 гг.). ЛУКОЙЛ прогнозирует достижение уровня 32 млн. тонн/год к 2030 году и 40 млн. тонн/год к 2035 году. «Газпром нефть» планирует добывать 10 млн. тонн в год на баженовской свите к 2025 году.

Одним из основных регионов добычи нефти и газа в нашей стране является Западная Сибирь. Основное количество запасов нефти в данном регионе образовано в баженовской свите, в которой сконцентрирована большая часть горючих сланцев России. Разработка баженовской свиты является крайне важной задачей для нефтедобывающей промышленности:

- несмотря на высокий потенциал добычи из бажена, на сегодняшний день добыто только около 10 из 679.9 млн. тонн запасов баженовской свиты;

- согласно различным оценкам, запасы нефти из бажена могут значительно превышать запасы из других пластов в пределах Западной Сибири.

Баженовская свита представляет собой группу зрелых исходных пород, залегающих на площади около 1 млн. кв. км в Западной Сибири. Геологический потенциал формации изучается с 1960-х годов (всего было пробурено не менее 800 скважин). Баженовская свита достаточно неоднородна по своей мощности, составу и строению.

Методы увеличения нефтеотдачи низкопроницаемых коллекторов

В настоящее время лидерами в области добычи сланцевой нефти являются США и Канада. Технологии добычи сланцевой нефти основываются на применении технологий наклонно-направленного (горизонтального) бурения и заканчивания скважин с использованием систем многоступенчатого гидроразрыва пласта (МГРП) [8].

Наиболее часто встречающимися видами заканчивания являются:

- обсаженный ствол (при таком способе закачивания важно качество крепления ствола скважины для изоляции стадий ГРП и развития сложных трещин);
- открытый ствол (шариковый клапан) (такие системы используют пакер для изоляции и подвижный клапан для открытия/закрытия доступа к зонам, где планируется ГРП);
- колтюбинг (система позволяет проводить многостадийный ГРП, используя гибкие НКТ малого диаметра для изоляции отдельных стадий).

Разработка низкопроницаемых коллекторов является сложной задачей, которая решается путём подбора оптимальной системы решений, зависящей от индивидуальных геолого-технологических условий. Основным способом повышение нефтеотдачи низкопроницаемых коллекторов является проведение МГРП.

Технология гидроразрыва пласта, широко используемая во всём мире уже несколько десятилетий, предполагает нагнетание под высоким давлением жидкой смеси, в результате чего в пласте образуются трещины, по которым нефть может устремиться к забою скважины. Затем для поддержания этих трещин в открытом состоянии используется расклинивающий агент (проппант).

С развитием горизонтального бурения широкое распространение получила технология МГРП, предполагающая непосредственное создание трещин на нескольких участках скважины. Рост многостадийного гидроразрыва пласта увеличился благодаря технологии заканчивания, которая позволяет эффективно размещать трещины в определённых местах ствола скважины.

Последние тенденции в области изучения ГРП указывают на то, что в будущем будет проводиться более масштабная обработка трещин и увеличиваться длина горизонтальных стволов [9]. Более длинные боковые стволы теоретически дают лучшие экономические результаты, т.к. больший горизонтальный контакт с пластом приводит к увеличению предполагаемого предельного извлечения и более высоким начальным дебитам на каждый вертикальный ствол скважины [10]. На рисунке 5 приведён график, показывающий различия дебитов скважин в зависимости от длины трещин и их количества.

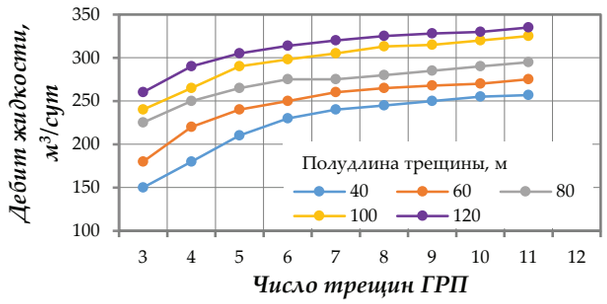


Рис. 5. Зависимость дебита жидкости от числа и длины трещин ГРП

Помимо МГРП, другим набирающим популярность методом является бурение многозабойных и многоствольных разветвлённых горизонтальных скважин (РГС) по технологии TAML (Technology Advancement for Multi-Laterals) [11]. Применение многозабойных скважин является одним из наиболее рентабельных решений для разработки низкопроницаемых коллекторов. По сравнению с технологией ГРП многозабойные скважины имеют существенное преимущество – отсутствует необходимость использовать флот ГРП и проводить дорогостоящие технологические операции. Эффективность многозабойных скважин связана с большей поверхностью фильтрации и большим объёмом дренирования по сравнению с обычными ГС [12].

Технология бурения многозабойных скважин по технологии TAML имеет преимущество, когда на разрабатываемом объекте существует риск преждевременного обводнения ввиду возможного возникновения связей за счёт трещин между несколькими продуктивными пластами. В таком случае технология ГРП не может быть применена. Также при разработке низкопроницаемых коллекторов особую роль играет проектирование системы поддержания пластового давления: при разработке низкопроницаемых коллекторов предполагается применять однорядные системы ППД с интенсивностью заводнения 1:1 для наиболее равномерного вытеснения запасов.

Применение многозабойных горизонтальных скважин для разработки низкопроницаемых коллекторов

С целью оптимизации процессов разработки и эксплуатации месторождений с низкопроницаемыми коллекторами нефтяные компании обращают всё большее внимание на применение многозабойных (МЗС) и субгоризонтальных скважин [13]. Зачастую применение МЗС является единственным эффективным способом разработки трудноизвлекаемых запасов, например, в случае разобщённых частей продуктивного пласта или низкопроницаемых коллекторов, которые не позволяют эффективно применять ГРП.

Применение многозабойных скважин особенно эффективно в условиях залежей, которые экономически неэффективно разрабатывать бурением отдельных скважин – например, месторождений, которые находятся на завершающей стадии эксплуатации. Многозабойные скважины позволяют ввести в разработку дополнительные объёмы углеводородов, тем самым повысить объём извлекаемой части запасов.

Эффективность применения многоствольных скважин

Эффективность применения МЗС связана, в первую очередь, с большей поверхностью фильтрации и объёмом дренирования пласта по сравнению с одноствольными вертикальными или горизонтальными скважинами [14].

В плотных низкопроницаемых пластах МЗС с горизонтальными стволами, вскрывающие систему трещин, будут отличаться повышенным дебитом за счёт увеличенных объёмов дренирования.

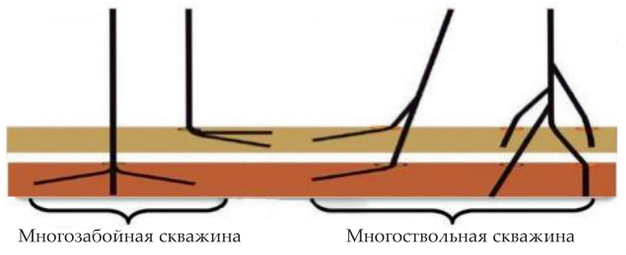


Рис. 6. Отличие МЗС и МСС

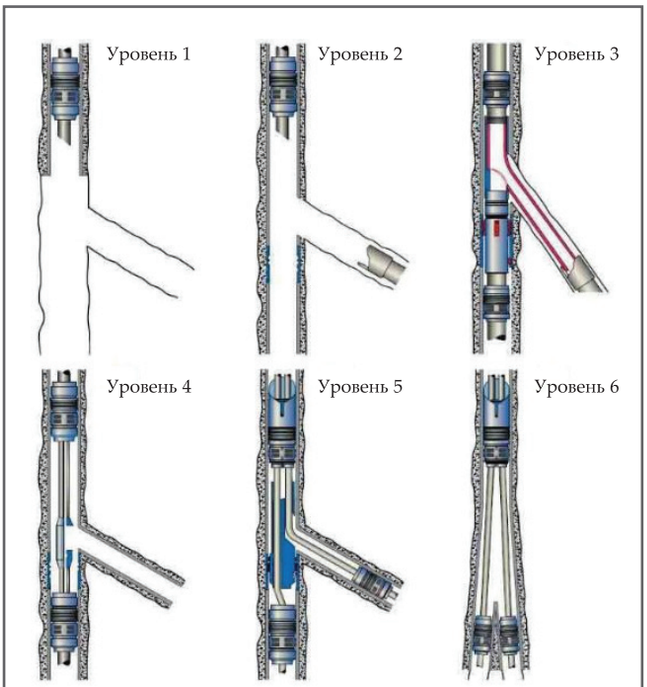


Рис. 7. Уровни сложности МЗС/МСС по классификации TAML

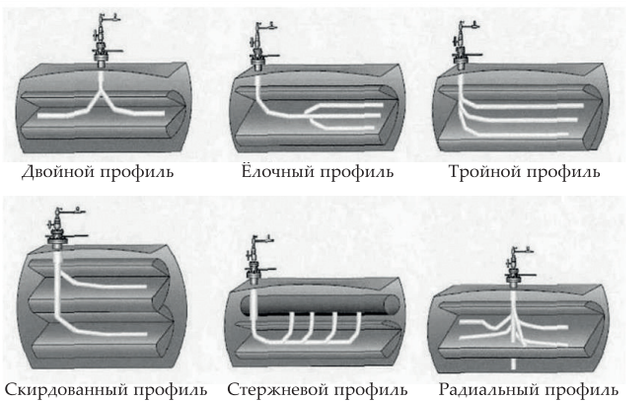


Рис. 8. Основные конфигурации МЗС

Главным преимуществом многозабойных горизонтальных скважин (МЗГС) является снижение фильтрационных сопротивлений за счёт наличия ответвлений от основного горизонтального ствола. Также к преимуществам относится увеличение дебита, коэффициента нефтеотдачи и коэффициента продуктивности пласта. Помимо вышеперечисленных факторов МЗГС позволяют увеличить вероятность вскрытия участков пласта с хорошими коллекторскими свойствами [15].

С точки зрения экономики и капитальных затрат многозабойные скважины также обладают существенным преимуществом, т.к. отсутствует необходимость бурения большого числа отдельных скважин. Вследствие этого бурение МЗС и МЗГС позволяет существенно сократить капитальные затраты на строительство скважин, что в конечном итоге положительно отразится на инвестиционной привлекательности проектов освоения участков недр [16].

Классификация и типы многоствольных и многозабойных скважин

Многоствольные и многозабойные скважины объединяются в единое понятие разветвлённая горизонтальная скважина (РГС). РГС – это скважина, состоящая из основного ствола и одного или нескольких дополнительных стволов, при этом если точка разветвления скважины находится вне одного продуктивного горизонта, то это многоствольная скважина (МСС), а если точка разветвления скважины находится в пределах одного продуктивного горизонта, то это многозабойная скважина (МЗС) (рис. 6).

Наиболее известной классификацией многоствольных и многозабойных скважин является система TAML, которая в зависимости от сложности строения скважин выделяет 6 различных конфигураций (рис. 7).

МЗС 1-го уровня состоит из открытого основного ствола и зарезанного и необсаженного бокового ствола. К минусам данной конструкции можно отнести нестабильность в условиях рыхлых пород.

МЗС 2-го уровня состоит из обсаженного и зацементированного основного ствола и необсаженного, незацементированного бокового ствола. Существует также вариация бокового ствола с посадкой на забой хвостовика.

МЗС 3-го уровня представляет собой обсаженный основной ствол и обсаженный, но незацементированный боковой ствол. На сегодняшний день 3-й уровень МЗС является самым распространённым видом.

МЗС 4-го уровня представляет собой обсаженный и зацементированный основной и боковой ствол. МЗС 4-го уровня могут иметь более двух боковых стволов, предусмотрен безлимитный заход в боковой или материнский стволы.

МЗС 5-го уровня имеет схожую конструкцию с 4-м уровнем, однако отличается наличием гидравлической изоляции при помощи внутрискважинного оборудования [17].

В МЗС 6-го уровня гидравлическая изоляция осуществляется с помощью обсадной колонны. В МЗС 6-го уровня осуществляется крепление и гидравлическая изоляция всех стволов посредствам обсадной колонны, а также предусмотрены различные варианты заканчивания скважины.

Помимо классификации TAML, выделяющей различные уровни сложности конструкций, существует классификация МЗС на основе профилей скважин. На рисунке 8

изображены различные типы МЗС, отличающиеся расположением и ориентацией боковых стволов в продуктивном пласте в зависимости от условий залегания запасов. Например, для разработки неглубоко залегающих залежей с низким пластовым давлением или содержащих тяжёлые нефти в одном интервале бурятся несколько ответвлений от основного ствола. В слоистых коллекторах наиболее эффективны горизонтальные скважины, расположенные по вертикали. Для разработки пластов, обладающих низкой проницаемостью и естественной трещиноватостью, бурятся расходящиеся в противоположные стороны стволы. Преимущество такой конструкции заключается в пересечении большего числа трещин.

На сегодняшний день одной из самых передовых и эффективных технологий строительства многозабойных скважин является технология Fishbone (в переводе с английского – «Рыбья кость»), которая представляет собой многозабойную скважину с особой траекторией: от одного горизонтального ствола, подобно скелету рыбы, отходят многочисленные ответвления (рис. 9). Данная технология является альтернативой использования технологии гидравлического разрыва пласта. В сравнении с традиционной горизонтальной скважиной, скважина Fishbone позволяет значительно увеличить охват нефтенасыщенных участков за счёт большого количества ответвлений.

Основной задачей технологии Fishbone является точная и контролируемая интенсификация производительности скважины за счёт объединения ствола скважины и коллектора большим количеством ответвлений. Основная задача ответвлений – увеличение коэффициента производительности и добычи за счёт увеличения коэффициента вскрытия коллектора. Согласно геологическим условиям, каждое ответвление скважины должно располагаться на определённом расстоянии для обеспечения безопасной эксплуатации. Расстояние между двумя срезками боковых стволов составляет от 80 до 150 метров, но может меняться от конкретных геологических условий залежи.

Основными преимуществами технологии Fishbone являются:

- высокий коэффициент охвата;
- существенное сокращение расходов на бурение из-за отсутствия необходимости строительства отдельных скважин для каждого горизонтального ствола;
- значительное увеличение охвата нефтенасыщенных участков пласта в сравнении с обычной горизонтальной скважиной;
- увеличение эффективности ГРП.
- Бурение скважин по технологии Fishbone оправдано в случае разработки:
- расчленённых нефтеносных пластов при наличии газо- или водонефтяного контакта, не позволяющего проводить работы ГРП;
- при низких фильтрационно-емкостных свойствах пород (ФЭС).

Технология выполнения ЗБС и ЗБГС

Операция забуривания нескольких забоев является технологически сложной и подразумевает большое количество рисков, которые необходимо нивелировать. Главный критерий забуривания боковых стволов – повышение коэффициента продуктивности скважины и обеспечение максимальной выработки запасов. Для достижения вышеперечисленных критериев применяются различные современные технологии, например, телеметрические забойные системы MDW (измерение во время бурения) и LDW (каротаж во время бурения), которые могут в режиме реального времени отслеживать изменение зенитного угла и азимута ствола скважины [19].

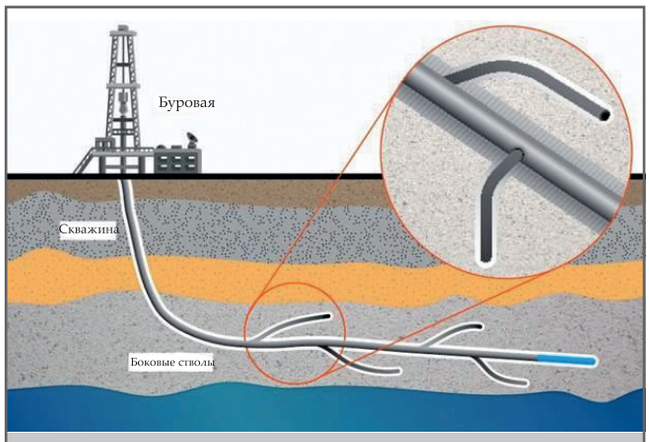


Рис. 9. Схематическое изображение конструкции типа Fishbone

Наиболее распространённым оборудованием для забуривания боковых стволов на большинстве месторождений РФ остаются винтовые забойные двигатели. Однако они значительно уступают по параметрам качества и скорости бурения более инновационным установкам РУС. Проблема заключается в том, что установок РУС в России насчитываются всего около 100 единиц и все западного производства. В связи со сложившейся экономической ситуацией и уходом с российского нефтесервисного рынка западных компаний наиболее остро стоит вопрос о запуске в серию собственных установок РУС, которые уже несколько лет находятся на стадии испытаний.

При проведении операции забуривания боковых стволов придерживаются следующих шагов:

- в первую очередь необходимо исследовать и выбрать место будущего вскрытия окна в колонне (подготовительный этап);
- второй этап подразумевает непосредственно вырезание окна на выбранном участке колонны;
- третий этап подразумевает проведение зарезки бокового ствола и его бурение до необходимой длины;
- на заключающем этапе осуществляется заканчивание скважины путём спуска эксплуатационной колонны или хвостовика.

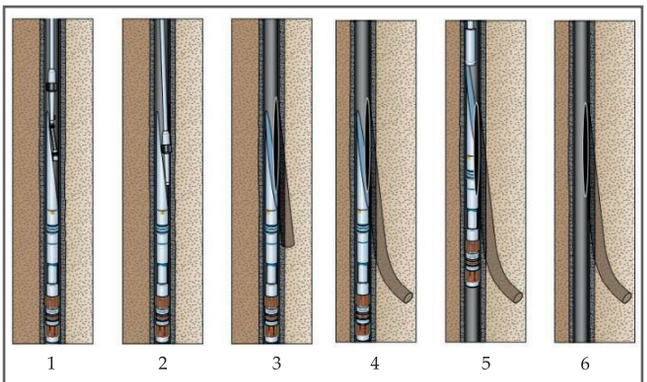
При подготовке скважины к ЗБС необходимо поднять насосно-компрессорные трубы и внутрискважинное оборудование, а также осуществить монтаж оборудования для проведения капитального ремонта скважины (КРС) и проведения каротажа для исследования состояния обсадной колонны.

Дальше проводится вырезка окна специальными фрезерами, которые опираются на уипсток. После вырезки окна осуществляется бурение прямо из обсадной колонны. Далее необходимо срезать шпильку, которая соединяет уипсток с фрезером. Затем необходимо осуществить вращение колонны бурильных труб. После того, как фре-

зер врезается в стенку колонны, с помощью специального долота в колонне вырезается окно. Затем с помощью фрезера конической формы диаметр окна расширяется [20].

Перед бурением бокового ствола в скважину осуществляют спуск каротажных приборов и инклинометров для уточнения ориентации обсадной колонны и объекта в пространстве. В случае неудовлетворительного качества обсадной колонны перед фрезерованием осуществляется цементирование выбранного интервала. Старый цемент удаляют при помощи специального оборудования – расширителя (рис. 10).

При бурении боковых горизонтальных стволов (БГС) горизонтальный участок S располагается в продуктивном пласте. В зависимости от условий залегания участок S может быть либо криволинейным, либо прямолинейным. На рисунке 11 представлен вариант профиля бокового ствола и бокового горизонтального ствола на продуктивные отложения.



1 – спуск и ориентирование извлекаемого уипстока;
2 – срезание удерживающей шпильки, вырезание окна фрезером, его последующее расширение и выравнивание его кромок;
3 – начало забуривания ответвления;
4, 5 и 6 – извлечение уипстока для освобождения доступа к нижележащим пластам

Рис. 10. Вырезание окна

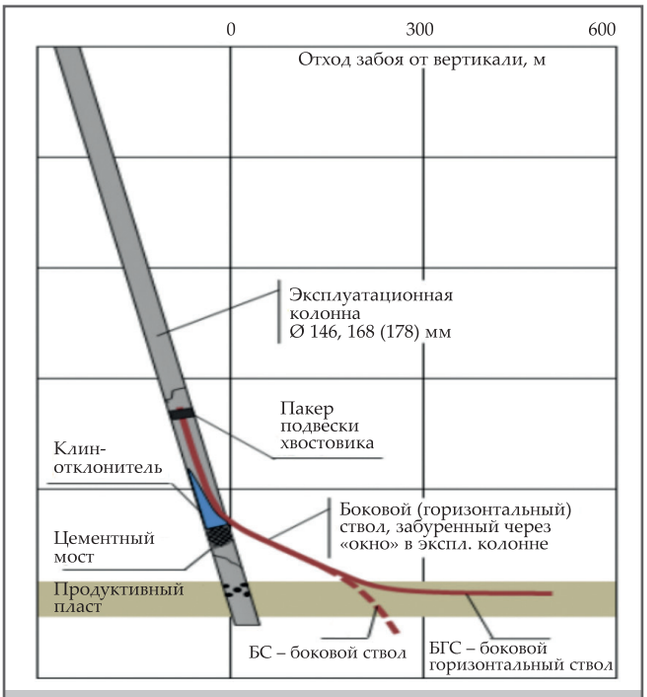


Рис. 11. Схема профиля бокового ствола

Траектория бурения боковых стволов может иметь радиус искривления до 50 м, однако это требует применения высокотехнологичных установок РУС. Как правило, радиус искривления боковых стволов проектируется со средним радиусом кривизны в 70-190 м. В этом случае возможно осуществлять забуривание бокового ствола при помощи стандартного оборудования.

Выбор скважины-кандидата

Главным критерием забуривания боковых стволов многозабойных скважин являются остаточные запасы – от их наличия зависит количество боковых стволов, их параметры и ориентация в пространстве.

При проведении зарезки боковых стволов многозабойной скважины (МЗС) основными факторами выбора скважины-кандидата являются геологические, технологические, технические и экономические:

1. Геологические:
- эффективная толщина нефтенасыщенной зоны должна быть больше 2.5 м;
- наличие непроницаемого экрана между водо- и нефтенасыщенными коллекторами;
- для уменьшения риска прорыва воды ствол скважины должен находиться как можно более на дальнем расстоянии от водонефтяного контакта (ВНК);
- естественная проницаемость пласта;
- наличие неоднородностей продуктивных пластов.

2. Технологические:
- расположение запасов;
- параметры коллектора (площадь, нефтенасыщенность, пористость и проницаемость);
- степень выработки запасов по площади и разрезу;
- текущие параметры разработки объекта (дебиты скважин на перспективных участках, пластовое и забойное давление).

3. Технические:
- герметичность эксплуатационной колонны и цементного камня за колонной;
- параметры горизонтального ствола (от длины и диаметра горизонтального ствола зависит площадь фильтрации добываемой жидкости и степень охвата объекта);
- наличие зон осложнений в интервале забуривания и бурения БГС.

4. Экономические:
- минимальные затраты на бурение;
- ожидаемый эффект и рентабельность проведения технологической операции;
- срок окупаемости проекта

На основании анализа проектных документов сделан вывод о том, что на действующем фонде скважин имеется успешный опыт строительства горизонтальных скважин. В качестве способа повышения эффективности разработки объекта $Ю_{2-6}$ выбрана технология строительства многозабойной горизонтальной скважины Fishbone, как наиболее инновационная и оптимальная конструкция.

В районе добывающей горизонтальной скважины № 9687G сосредоточены невыработанные запасы ТРИЗ. Скважина удовлетворяет граничным критериям применимости технологии зарезки бокового горизонтального ствола, её параметры приведены ниже (табл. 3).

Информация по основному горизонтальному стволу скважины — **Таблица 3**

Тип ствола	Боковой с горизонтальным окончанием
Назначение скважины	добывающая
Проектный горизонт	$Ю_{2\text{-}6}$
Интервал технологического «окна», м	1933-1936
Проектная глубина основного горизонтального ствола, м	2010
Проектная длина горизонтального ствола от «окна», м	1000
Глубина кровли пласта $Ю_{2\text{-}6}$ по вертикали, м	1910
Диаметр / толщина стенки колонны, мм	177.8 / 9.19

Строительство горизонтальных ответвлений по технологии Fishbone позволит вовлечь продуктивные зоны с содержащимися в них трудноизвлекаемыми запасами, что повысит эффективность разработки данного объекта.

Применение данной технологии повысит эффективность эксплуатации как самой скважины, так и рассматриваемого объекта в целом. Учитывая эффективную нефтенасыщенную толщину и проницаемость выбранной зоны, осуществление данного геолого-технического мероприятия позволит вовлечь в разработку трудноизвлекаемые запасы, что благоприятно повлияет на эффективность её разработки.

Таким образом, в ходе соотношения граничных критериев применимости технологии и имеющихся перспективных скважин для проведения бурения горизонтального бокового ствола была выбрана скважина № 9687G.

Расчёт оптимальной длины бокового горизонтального ствола

Для расчёта продуктивности боковых горизонтальных стволов используются различные методики. Для расчёта притока флюида к скважине существует большое количество разных методик и моделей, которые учитывают форму площади дренирования скважины: методы Борисова, Gigger и Джоши [21].

Для выбора оптимальной методологии расчёт дебита горизонтального ответвления скважины, полученной в результате зарезки бокового горизонтального ствола на выбранной горизонтальной скважине, произведён по трём методикам – Борисова, Джоши и Gigger (расчёт произведён в зависимости от длины горизонтального участка ствола). Далее выбран наиболее точный метод. На основании расчёта предложена оптимальная длина для боковых горизонтальных ответвлений скважины. В таблице 4 приведены исходные данные для расчёта.

1. Дебит горизонтальной скважины рассчитываем по формуле Борисова:

$$Q = \frac{2\cdot\pi\cdot k\cdot h}{\mu}\cdot\frac{P_{пл}-P_{заб}}{\ln\left(\frac{4\cdot R_к}{L}\right)+\frac{h}{L}\cdot\ln\left(\frac{h}{2\cdot\pi\cdot r_{скв}}\right)} \qquad (1)$$

где L – длина горизонтального участка ствола скважины, м.

Расчёт дебита произведён при значении длины горизонтального участка скважины L=300 м (в том числе для методов Джоши и Gigger). Значения дебитов при других значениях L выполнены с помощью средств табличного калькулятора MS Excel.

$$Q = \frac{2\cdot 3.14\cdot 4.8\cdot 10^{-13}\cdot 19.1}{0.0244}\times$$
$$\times\frac{(16.01-13.90)\cdot 10^6}{\ln\left(\frac{4\cdot 400}{300}\right)+\frac{19.1}{300}\cdot\ln\left(\frac{19.1}{2\cdot 3.14\cdot 0.0786}\right)} =$$
$$= 0.001713\ м^3/с = 147.98\ м^3/сут. = 133.474\ тонн/сут.$$

2. Дебит горизонтальной скважины по формуле Джоши для неоднородного пласта, учитывающей коэффициент анизотропии проницаемости, рассчитывается по формуле:

$$Q = \frac{k\cdot h\cdot\left(P_{пл}-P_{заб}\right)}{\mu\cdot\left(\ln\left[\frac{a+\sqrt{a^2-\left(\frac{L}{2}\right)^2}}{\frac{L}{2}}\right]+\frac{h\cdot\beta}{L}\cdot\ln\left(\frac{h\cdot\beta}{r_{скв}\cdot(\beta+1)}\right)\right)} \qquad (2)$$

где β – коэффициент анизотропии; a – главная полуось эллипса дренирования в горизонтальной плоскости (рис. 12):

$$a = \frac{L}{2}\cdot\sqrt{0.5+\left[0.25+\left(\frac{2\cdot R_к}{|L/2}\right)^4\right]^{0.5}} \qquad (3)$$

$$a = \frac{300}{2}\cdot\sqrt{0.5+\left[0.25+\left(\frac{2\cdot 400}{|300/2}\right)^4\right]^{0.5}} = 414.30\ м$$

Исходные данные для расчёта — **Таблица 4**

Длина горизонтального ствола L, м	(50÷500), l=50
Радиус контура питания $R_к$, м	500
Радиус скважины $r_{скв}$, м	0.0786
Эффективная толщина h, м	19.1
Проницаемость k, мкм²	0.48
Пластовое давление $P_{пл}$, МПа	16.01
Забойное давление $P_{заб}$, МПа	13.9
Вязкость μ, мПа·с	24.4
Коэффициент анизотропии β, доли ед.	0.5
Обводнённость B, %	74
Плотность ρ, кг/м³	850
Глубина скважины по вертикали $L_в$, м	2010

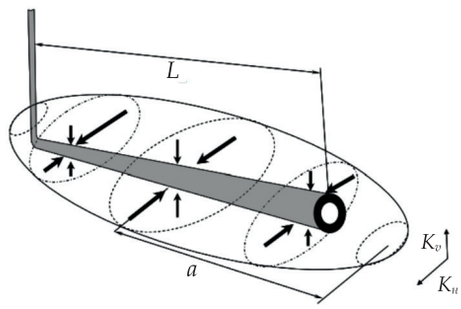


Рис. 12. Приток флюида к горизонтальному стволу скважины и зона её дренирования

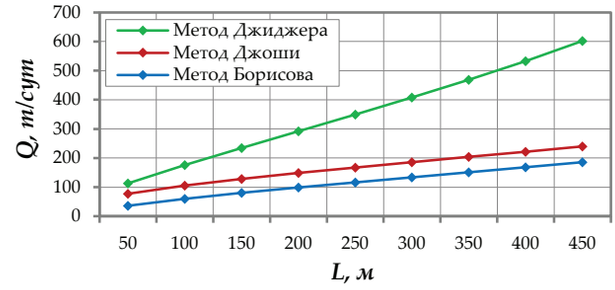


Рис. 13. Зависимость дебита бокового горизонтального ответвления ствола скважины от длины горизонтального участка ствола скважины

$$Q=\frac{4.8\cdot10^{-13}\cdot19.1\cdot\left(16.01-13.90\right)\cdot10^{6}}{0.0244\cdot\left(\ln\left[\frac{414.30+\sqrt{414.30^{2}-\left(\frac{300}{2}\right)^{2}}}{\frac{300}{2}}\right]+\right.}\rightarrow$$

$$\rightarrow\left.\frac{}{+\frac{19.1\cdot0.5}{300}\cdot\ln\left(\frac{19.1\cdot0.5}{0.0786\cdot\left(0.5+1\right)}\right)}\right)=$$

$$=6.72\cdot10^{-4}\ \text{м}^3/\text{с}=58.03\ \text{м}^3/\text{сут.}=52.34\ \text{тонн/сут.}$$

3. Дебит горизонтальной скважины рассчитывается по формуле Gigger:

$$Q=\frac{2\cdot\pi\cdot k\cdot h}{\mu}\cdot\frac{P_{пл}-P_{заб}}{\ln\left(\frac{1+\sqrt{1-\left(\frac{L}{2\cdot R_к}\right)^{2}}}{\frac{L}{2\cdot R_к}}\right)+\frac{h}{L}\cdot\ln\left(\frac{h}{2\cdot\pi\cdot r_{скв}}\right)}\qquad(4)$$

$$Q=\frac{2\cdot3.14\cdot4.8\cdot10^{-13}\cdot19.1}{0.0244}\times$$

$$\times\frac{\left(16.01-13.90\right)\cdot10^{6}}{\ln\left(\frac{1+\sqrt{1-\left(\frac{300}{2\cdot400}\right)^{2}}}{\frac{300}{2\cdot400}}\right)+\frac{19,1}{300}\cdot\ln\left(\frac{19.1}{2\cdot3.14\cdot0.0786}\right)}=$$

$$=28.45\cdot10^{-4}\ \text{м}^3/\text{с}=245.81\ \text{м}^3/\text{сут.}=221.72\ \text{тонн/сут.}$$

В таблице 5 представлены значения дебитов горизонтальных скважин для каждого из методов, рассчитанные в табличном калькуляторе MS Excel в зависимости от длины горизонтального участка ствола скважины.

На рисунке 13 представлен график зависимости дебитов горизонтальных скважин от длины горизонтального участка ствола скважин.

Поскольку средний фактический дебит одной горизонтальной скважины объекта $Ю_{2\text{-}6}$ приблизительно равен 50 тонн/сут., а рассчитанные значения по методу Джоши наиболее приближены к фактическому показателю, то из этого следует вывод, что метод расчёта дебита горизонтальной скважины по Джоши является наиболее точным и подходящим. Дальнейшие расчёты будут производиться по данным расчёта этого метода.

На рисунке 14 представлена зависимость дебита горизонтального ответвления скважины от длины горизонтального участка ствола скважины, рассчитанного по методике Джоши.

Определение дополнительной добычи от проведения зарезки бокового ствола производится по формуле:

$$\Delta Q_n=\Delta q_н\cdot K_{эксп}\cdot T\qquad(5)$$

где $\Delta q_н$ – прирост дебита вследствие применения мероприятия (равен разности между изменённым и первоначальным дебитами скважины; в данном случае для каждого года будет рассчитываться среднегодовой дебит по скважине); $K_{эксп}$ – коэффициент эксплуатации скважины (принимается равным 0.98); T – период эксплуатации скважины (для каждого года равен 365 суткам); n – текущий год.

Таблица 5

Значения дебитов горизонтального ответвления в зависимости от длины ствола

$L_{гор}$	Q, м³/с			Q, м³/сут.			Q, тонн/сут.		
	Борисов	Джоши	Gigger	Борисов	Джоши	Gigger	Борисов	Джоши	Gigger
50	0.00046	0.00054	0.00045	39.6062	46.5247	38.8256	35.7248	41.9653	35.0207
100	0.00077	0.00059	0.00090	66.4789	51.0083	77.9835	59.9639	46.0095	70.3412
150	0.00103	0.00062	0.00136	89.0104	53.6242	117.8263	80.2874	48.3691	106.279
200	0.00127	0.00064	0.00184	109.4904	55.4709	158.7483	98.7603	50.0348	143.1911
250	0.00149	0.00066	0.00233	128.9517	56.8884	201.2154	116.3144	51.3133	181.4963
300	0.00171	0.00067	0.00285	147.9756	58.0297	245.8056	133.4741	52.3427	221.7166
350	0.00193	0.00068	0.00339	166.9416	58.9778	293.2714	150.5813	53.1979	264.5308
400	0.00215	0.00069	0.00399	186.1285	59.7832	344.6406	167.8879	53.9244	310.8658
450	0.00238	0.00071	0.00465	205.7622	60.4789	401.3917	185.5975	54.5519	362.0553

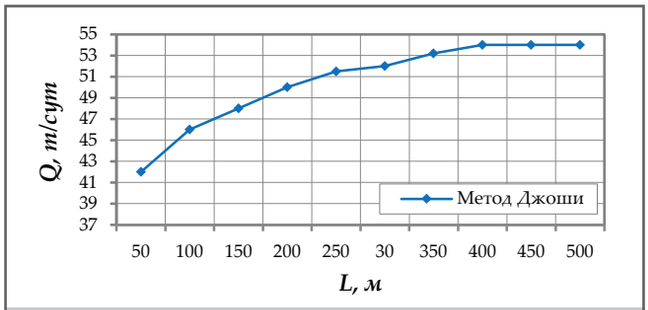


Рис. 14. Зависимость дебита бокового горизонтального ответвления скважины, рассчитанного по методике Джоши, от длины горизонтального участка ствола скважины

Таблица 6
Зависимость прироста добычи ΔQ (тонн/сут.) от длины бокового горизонтального ствола

$L_{гор}$	2023	2024	2025	2026	2027
50	41.97	39.87	37.08	33.37	31.70
100	46.01	43.71	40.65	36.58	34.76
150	48.37	45.95	42.73	38.46	36.54
200	50.03	47.53	44.21	39.79	37.80
250	51.31	48.75	45.34	40.80	38.76
300	52.34	49.73	46.24	41.62	39.54
350	53.20	50.54	47.00	42.30	40.19
400	53.92	51.23	47.64	42.88	40.73

В таблице 6 представлено значение технологического эффекта от проведённого геолого-технического мероприятия в виде прироста дебита.

Исходя из графика и расчёта прироста дебита, наиболее оптимальным значением длины бокового ствола принимается значение $L_{гор}$=350 м.

Эффективность строительства скважины Fishbone

Для разработки объекта $Ю_{2\text{-}6}$ рассматриваемого нефтегазоконденсатного месторождения предусматривается строительство многозабойной горизонтальной скважины по технологии Fishbone. Для осуществления данных мероприятий будет выполнена зарезка боковых горизонтальных стволов. За основу горизонтального ствола берётся уже имеющаяся горизонтальная скважина № 9687G. Конструкция скважины подразумевает наличие 6 боковых горизонтальных стволов длиной 350 м каждый, размещённых с интервалом в 150-200 м.

Прирост дебита многозабойной горизонтальной скважины Fishbone по сравнению с горизонтальной скважиной № 9687G составит:

$$\Delta Q = Q_{350} \cdot n \qquad (6)$$

где Q_{350} – дебит бокового ствола горизонтальной скважины при длине ствола 350 м; n – количество боковых горизонтальных ответвлений от основного ствола.

$$\Delta Q = 53.2 \cdot 6 = 319.2 \text{ тонн/сут.}$$

Таким образом, общий прирост дебита от строительства многозабойной горизонтальной скважины Fishbone в сравнении с горизонтальной скважиной длиной 1000 м составит 319.2 тонн/сут.

Моделирование

ПО tNavigator является высокопроизводительным программным комплексом для создания и расчёта моделей нефтегазовых месторождений от интерпретации сейсмических данных до поверхностной сети сбора продукции. Данный гидродинамический симулятор позволяет создавать геологические и динамические модели нефтегазовых месторождений, моделировать PVT свойства, строить поверхностную сеть, выполнять расчёт модели, а также анализ неопределённостей в рамках единого интерфейса.

В рамках исследований на ПО tNavigator построена модель горизонтальной скважины № 9687G и проектируемой многозабойной горизонтальной скважины по технологии Fishbone. В качестве базовой выбрана модель трёхмерной фильтрации углеводородной смеси. Погрешность в расчётных значениях в ПО tNavigator относительно приведённых выше расчётов составила порядка 30%. На рисунке 15 показан боковой профиль горизонтальной скважины № 9687G и тернарная диаграмма насыщенности пласта $Ю_{2\text{-}6}$; на рисунке 16 – разработка объекта $Ю_{2\text{-}6}$ сеткой скважин Fishbone.

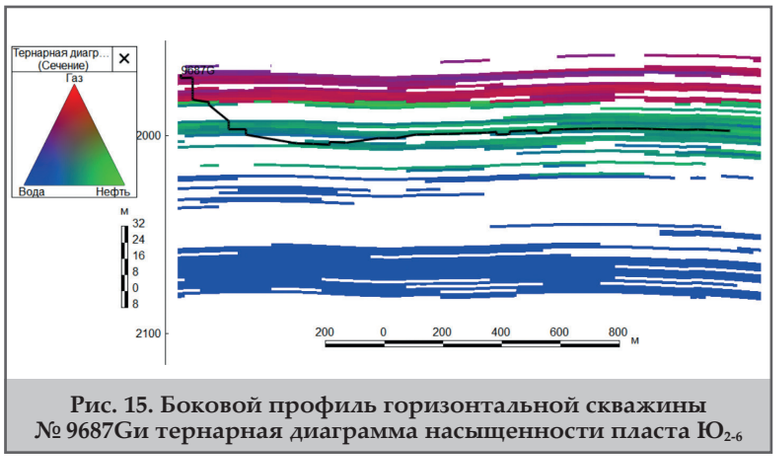


Рис. 15. Боковой профиль горизонтальной скважины № 9687Gи тернарная диаграмма насыщенности пласта $Ю_{2\text{-}6}$

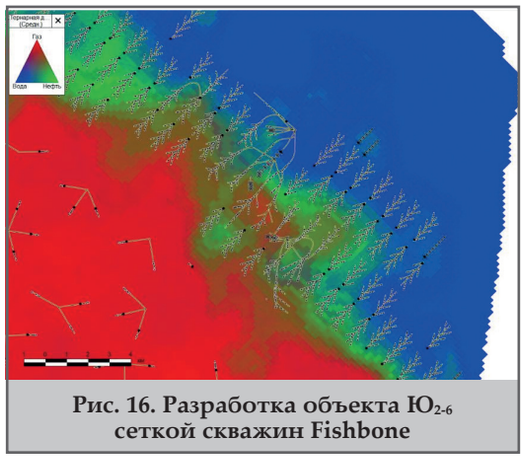


Рис. 16. Разработка объекта $Ю_{2\text{-}6}$ сеткой скважин Fishbone

Заключение

Добыча трудноизвлекаемых запасов нефти – глобальная задача современной нефтедобывающей промышленности, при решении которой применяются аналитические, научные и инженерные подходы, позволяющие выделить наиболее эффективный метод увеличения нефтеотдачи для конкретной скважины.

На сегодняшний день около 60 % всех отечественных запасов относятся к трудноизвлекаемым, которые представляют собой огромный потенциал для нефтяной отрасли. И участвовать в разработке ТРИЗ необходимо не только нефтяным компаниям, но и государству, поддерживая предприятия налоговыми послаблениями и вкладывая деньги в разработку технологий.

Многозабойные скважины являются одним из известных инструментов вовлечения в разработку трудноизвлекаемых запасов. Эффективность многозабойных скважин связана с большей поверхностью фильтрации и большим объёмом дренирования пласта по сравнению с одноствольными скважинами, что, в свою очередь, позволяет значительно увеличить дебиты. Наибольший эффект от применения многозабойных горизонтальных скважин достигается при учёте профиля и ориентации боковых ответвлений при проектировании системы разработки месторождения.

В ходе работы нами подтверждена технологическая и экономическая эффективность строительства многозабойной горизонтальной скважины путём применения технологии Fishbone с целью повышения эффективности разработки трудноизвлекаемых запасов нефтегазоконденсатного месторождения. Строительство многозабойных горизонтальных скважин позволяет кратно увеличить дренирование расчленённого низкопроницаемого пласта и существенно повысить коэффициент извлечения нефти, вовлекая в разработку краевые запасы без бурения дополнительных скважин.

Литература

1. Litvinenko, V. S., Dvoynikov, M. V., Trushko, V. L. (2022). Elaboration of a con-ceptual solution for the development of the Arctic shelf from seasonally flooded coastal areas. *International Journal of Mining Science and Technology*, 32(1), 113-119.

2. Mardashov, D. V., Rogachev, M. K., Zeigman, Y. V., Mukhametshin, V. V. (2021). Well killing technology before workover operation in complicated conditions. *Energies*, 14(3), 654.

3. Saychenko, L. A., Tananykhin, D. S., Ashena, R. (2021). Prevention of scale in the downhole equipment and productive reservoir during the oil well operation. *Journal of Applied Engineering Science*, 19(2), 363-368.

4. Wei, Z., Dai, X., Wang, X., et al. (2021). Multi-criteria decision making approaches to select appropriate enhanced oil recovery techniques in petroleum industries. *Energy Reports*, 7, 2751-2758.

5. Yang, G., Liu, T., Zhu, H., et al. (2022). Heat control effect of phase change microcapsules upon cement slurry applied to hydrate-bearing sediment. *Energies*, 15(12), 4197.

6. Иктисанов, В. А. (2020). Описание установившегося притока жидкости к скважинам различной конфигурации и различным частичным вскрытием. *Записки Горного института*, 243, 305-312.

7. Кондратенко, А. С. (2020). Технологические аспекты проходки обсаженных скважин с циклично-поточным транспортированием керна. *Записки Горного института*, 246, 610-616.

8. Мардашов, Д. В., Бондаренко, А. В., Раупов, И. Р. (2022). Методика расчёта технологических параметров закачки в нефтяную скважину неньютоновских жидкостей при подземном ремонте. *Записки Горного института*, 258, 881-894.

9. Хузин, Р. Р., Андреев, В. Е., Мухаметшин, В. В. и др. (2021). Влияние гидравлического сжатия пласта на фильтрационно-емкостные свойства пластов-коллекторов. *Записки Горного института*, 251, 688-697.

10. Рожков, А. Е. (2018). Расчёт продуктивности многозабойной горизонтальной скважины с боковыми горизонтальными стволами. *Научный форум. Сибирь*, 4(2), 17-18.

11. Карпушова, Ю. Е. (2021, Январь). Анализ технологии бурения многозабой-ных скважин на примере Ванкорского месторождения. Материалы XII международной научно-практической конференции «Фундаментальные и прикладные научные исследования: актуальные вопросы, достижения и инновации». *Пенза: Издательство «Наука и Просвещение»*.

12. Насыбуллин, А. В., Войкин, В. Ф. (2015). Дебит многозабойной горизонтальной скважины в пяти- и семиточечном элементах. *Нефтяная провинция*, 3(3), 65-75.

13. Фокеева, Л. Х. (2006). Определение оптимальной траектории и длин стволов многоствольных горизонтальных скважин с учётом особенностей коллектора. *Нефтегазовое дело*, 2.

14. Зарипов, Р. Р., Морозов, Ю. Т., Мухаметшин, А. А. (2012). Обоснование и разработка нового оборудования для забуривания дополнительных стволов многоствольных скважин. *Записки Горного института*, 195, 53-56.

15. Двойников, М. В., Колев, Ж. М., Водорезов, Д. Д., Ошибков, А. В. (2014). Модель работы многозабойной скважины с различными типами конструкции забоев при стационарном режиме. *Нефтяное хозяйство*, 11, 130-133.

16. Двойников, М. В. (2018). Проектирование траектории скважин для эффективного бурения роторными управляемыми системами. *Записки Горного института*, 231, 254-262.

17. Круглов, Д. С., Телков, В. П. (2018). Оценка релевантности методик расчёта дебита горизонтальной скважины с многозонным гидравлическим разрывом пласта при помощи гидродинамического моделирования. *Булатовские чтения-2018*, 2(1), 200-206.

18. Мостовой, В. А., Савенок, О. В. (2019). Технология бурения горизонтальных скважин с помощью телесистемы на Северо-Уренгойском нефтегазоконденсатном месторождении. *Наука, техника, технологии*, 1, 316-333.

19. Исмайлов, Ф. С., Велиев, М. Н. (2011). Приток жидкости к горизонтальным и многозабойным скважинам в трёхмерной области. *Нефтепромысловое дело*, 9, 13-18.

20. Кашапов, Л. Э., Тараканов, А. К. (2018). Подбор оптимальной длины горизонтальной скважины с помощью статистического моделирования на основе показателей разработки. *Булатовские чтения-2018*, 2(1), 186-193.

21. Лушпеев, В. А., Кочетков, Л. М., Бастриков, С. Н. (2016). Способ определения дебитов стволов многоствольных скважин. *Территория «Нефтегаз»*, 5, 56-61.

References

1. Litvinenko, V. S., Dvoynikov, M. V., Trushko, V. L. (2022). Elaboration of a con-ceptual solution for the development of the Arctic shelf from seasonally flooded coastal areas. *International Journal of Mining Science and Technology*, 32(1), 113-119.

2. Mardashov, D. V., Rogachev, M. K., Zeigman, Y. V., Mukhametshin, V. V. (2021). Well killing technology before workover operation in complicated conditions. *Energies*, 14(3), 654.

3. Saychenko, L. A., Tananykhin, D. S., Ashena, R. (2021). Prevention of scale in the downhole equipment and productive reservoir during the oil well operation. *Journal of Applied Engineering Science*, 19(2), 363-368.

4. Wei, Z., Dai, X., Wang, X., et al. (2021). Multi-criteria decision making approaches to select appropriate enhanced oil recovery techniques in petroleum industries. *Energy Reports*, 7, 2751-2758.

5. Yang, G., Liu, T., Zhu, H., et al. (2022). Heat control effect of phase change microcapsules upon cement slurry applied to hydrate-bearing sediment. *Energies*, 15(12), 4197.

6. Iktissanov, V. A. (2020). Description of steady inflow of fluid to wells with different configurations and various partial drilling-in. *Journal of Mining Institute*, 243, 305-312.

7. Kondratenko, A. S. (2020). Technological aspects of cased wells construction with cyclical-flow transportation of rock. *Journal of Mining Institute*, 246, 610-616.

8. Mardashov, D. V., Bondarenko ,A.V ., Raupov, I. R. (2022). Technique for calculating technological parameters of non-Newtonian liquids injection into oil well during workover. *Journal of Mining Institute*, 258, 881-894.

9. Khuzin, R. R., Andreev, V. E., Mukhametshin, V. V., et al. (2021). Influence of hydraulic compression on porosity and permeability properties of reservoirs. *Journal of Mining Institute*, 251, 688-697.

10. Rozhkov, A. E. (2018). Calculation of multilateral horizontal well productivity with lateral horizontal wells. *Scientific Forum. Siberia*, 4(2), 17-18.

11. Karpushova, Y. E. (2021, January). Analysis of drilling technology of multilateral wells on the example of Vankor field. In: XII International Scientific-Practical Conference «Fundamental and applied scientific research: topical issues, achievements and innovations». *Penza: Nauka i Enlightenment Publishing House*.

12. Nasybullin, A. V., Voikin, V. F. (2015). Production rate of multilateral horizontal well for fiveand seven-spot injection systems. *Neftyanaya Provintsiya*, 3(3), 65-75.

13. Fokeeva, L. H. (2006). Determination of optimal trajectory and lengths of multilateral horizontal wellbores taking into account reservoir features. *Neftegazovoe Delo*, 2.

14. Zaripov, R. R., Morozov, Yu. T., Mukhametshin, A. A. (2012). Explanation and development of new equipment for drilling rat holes in multilateral wells. *Journal of Mining Institute*, 195, 53-56.

15. Dvoinikov, M. V., Kolev, G. M., Vodorezov, D. D., Oshibkov, A. V. (2014). Numerical model of multilateral well performance during steady flow regime considering different types of completion. *Oil Industry*, 11, 130-133.

16. Dvoinikov, M. V. (2018). Designing of well trajectory for efficient drilling by rotary controlled systems. *Journal of Mining Institute*, 231, 254-262.

17. Kruglov, D. S., Telkov, V. P. (2018). Estimation of the adequacy of methods for calculating the production rate of a horizontal well with multizone hydraulic fracturing of a formation using hydrodynamic modeling. *Readings name of A. I. Bulatov-2018*, 2(1), 200-206.

18. Mostovoy, V. A., Savenok, O. V. (2019). The technology of drilling horizontal wells by means of a tele-system on the Severo-Urengoyskoye oil-gas and condensate field. *Science. Engineering. Technology*, 1, 316-333.

19. Ismailov, F. S., Veliev, M. N. (2011). Liquid inflow towards horizontal and multi bottom holes in three-dimensional area. *Oilfield Engineering*, 9, 13-18.

20. Kashapov, L. E., Tarakanov, A. K. (2018). Selection of optimum length of the hor-izontal well by means of statistical modeling on the basis of development indica-tors. *Readings name of A. I. Bulatov-2018*, 2(1), 186-193.

21. Lushpeev, V. A., Kochetkov, L. M., Bastrikov, S. N. (2016). Method of accounting for product multilateral wells. *Territory «Neftegaz»*, 5, 56-61.

Повышение эффективности разработки трудноизвлекаемых запасов нефтегазоконденсатного месторождения путём строительства многозабойных горизонтальных скважин

О. В. Савенок[1], Н. Х. Жарикова[1], А. Е. Верисокин[2], М. Хадид[3], И. Н. Морозова[2]
[1]Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург, Russia
[2]Северо-Кавказский федеральный университет, Ставрополь, Россия
[3]Университет Аль-Баас, Дамаск, Сирия

Реферат

На сегодняшний день значительное количество месторождений России располагает трудноизвлекаемыми запасами углеводородов. На долю ТРИЗ в нашей стране приходится более 65% (или 12 млрд. тонн) запасов нефти и газа, находящихся на балансе (по категори-ям $A+B+C_1$). Для успешного освоения трудноизвлекаемых запасов необходимо развивать технический и технологический потенциал, так как сегодняшняя технологическая база РФ недостаточно отвечает растущему спросу. Отрасль требует разработки новых подходов и решений в части разведки, бурения и повышения нефтеотдачи. Развитие технологий позво-лит приступить к освоению уникальных месторождений в новых регионах. Именно поэто-му задача разработки и внедрения новых эффективных технологических решений, которые позволят вовлечь в разработку трудноизвлекаемые и низкорентабельные запасы углеводородов, на сегодняшний день является актуальной. Одним из передовых технологических решений, позволяющих повысить эффективность разработки трудноизвлекаемых запасов, является бурение многозабойных горизонтальных скважин, эффективность которых связана с большей поверхностью фильтрации и большим объёмом дренирования пласта по сравне-нию с одноствольными скважинами. Это позволит значительно увеличить дебиты.

Ключевые слова: трудноизвлекаемые запасы; стимуляция разработки; разработка никопроницаемых коллекторов; многоствольные скважины; многозабойные скважины; оптимальная длина бокового горизонтального ствола; Fishbone скважина.

Çoxdibli üfüqi quyuların tikintisi yolu ilə neft-qaz-kondensat yatağının çətinçıxarılabilən ehtiyatlarının işlənmə səmərəliliyinin artırılması

O. V. Savenok[1], N. X. Jarikova[1], A. Y. Verisokin[2], M. Xadid[3], İ. N. Morozova[2]
[1]Sankt-Peterburq Mədən Universiteti, Sankt-Peterburq, Rusiya
[2]Şimali Qafqaz Federal Universiteti, Stavropol, Rusiya
[3]Əl-Baas Universiteti, Dəməşq, Suriya

Xülasə

Bu günə qədər Rusiyanın əhəmiyyətli sayda yataqları çətinçıxarılabilən karbohidrogen ehtiyatlarına malikdir. Ölkəmizdəki ÇÇKE balansda olan neft və qaz ehtiyatlarının 65 %-dən çoxunu (və ya 12 milyard ton) təşkil edir ($A+B+C_1$ kateqoriyalarına görə). Çətinçıxarılabilən ehtiyatların uğurla mənimsənilməsi üçün texniki və texnoloji potensialı inkişaf etdirmək lazımdır, çünki Rusiya Federasiyasının bu günkü texnoloji bazası artan tələbata kifayət qədər cavab vermir. Sənaye kəşfiyyat, qazma və neft hasilatının artırılması baxımından yeni yanaşma və həllərin işlənməsini tələb edir. Texnologiyaların inkişafı yeni bölgələrdə unikal yataqların mənimsənilməsinə başlamağa imkan verəcəkdir. Buna görə çətinçıxarılabilən və aşağı səmərəli karbohidrogen ehtiyatlarının işlənməyə cəlb olunmasına imkan verəcək yeni effektiv texnoloji həllərin hazırlanması və tətbiqi vəzifəsi bu gün aktualdır. Çətinçıxarılabilən ehtiyatların işlənməsinin səmərəliliyini artıra biləcək qabaqcıl texnoloji həllərdən biri, səmərəliliyi tək lüləli quyularla müqayisədə daha böyük süzülmə səthi və böyük drenaj həcmi ilə əlaqəli olan çox lüləli üfüqi quyuların qazılmasıdır. Bu, debitlərin əhəmiyyətli dərəcədə artmasına imkan verəcəkdir.

Açar sözlər: çətinçıxarılabilən ehtiyatlar; işləmənin stimulyasiyası; aşağı keçiricikli kollektorların işlənməsi; çox lüləli quyular; çoxdibli quyular; yan üfüqü lülənin optimal uzunluğu; Fishbone quyu.