

# СПОСОБ ВСКРЫТИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ ПЛАСТОВ БЕЗ ПРОЯВЛЕНИЯ СКИН-ФАКТОРОВ И УЩЕРБА ПЛАСТОВОЙ СИСТЕМЕ

## OIL AND GAS FORMATIONS DRILLING TECHNIQUE THAT ELIMINATES SKIN FACTORS AND FORMATION DAMAGE

Ю.А. БАЛАКИРОВ, И.Б. БУРКИНСКИЙ, А.И. КУЧЕРУК, ООО «Юг-Нефтегаз»  
Yu.A. BALAKIROV, I.B. BURKINSKY, A.I. KUCHERUK, Yug-Neftgaz, LLC.

**И**звестны способы вскрытия нефтяных и газовых залежей, основанные на бурении скважин в различных горно-геологических условиях с проведением работ по спуску обсадной колонны, цементированию, перфорации, закачиванию реагентов.

Каждый из этих видов работ вносит свои негативы, которые впоследствии, в течение длительной эксплуатации скважины, приводят к уменьшению производительности скважины и коэффициента нефтеизвлечения, вплоть до остановки скважины.

Исправить такое положение в настоящее время практически не удастся, в связи с чем скважина прекращает функционировать с конечным коэффициентом нефтегазоотдачи, равным 0,4–0,5, не достигающим даже единицы.

В свою очередь, указанный низкий коэффициент нефтегазоотдачи ухудшает в целом рентабельность (или «по-рыночному» – доходность) процессов добычи нефти, газа и конденсата.

Указанные явления, конечно, можно было бы исправить, если полностью устранить ухудшающие показатели, так называемые скин-эффекты, в процессах вскрытия нефтяных и газовых пластов.

Это значит, что при бурении скважин надо устранить попадание в пластовую систему бурового раствора с обломками выбуренной породы, называемой шламом, а также фильтратов глинистого раствора с добавками химических реагентов. Попадая в пласт, фильтраты глинистого раствора, взаимодействуя с породой, упрочняют ее глинистую составляющую и под действием тепло-гидратационного воздействия превращают глину в аргиллит, который значительно хуже глины, поскольку обладает нулевой проницаемостью со всеми вытекающими отсюда негативными последствиями в процессах фильтрации нефти и газа в пластовой системе.

**S**cience knows oil and gas formation drilling methods based on the drilling of wells in various mining and geological conditions accompanied by casing running, cementing, perforation, pumping reagents.

Each of these operations has its disadvantages, which in the course of long well operation bring about reduced productivity and lower down oil recovery factor. Sometimes it can even lead to well shutdown.

Such situations can hardly be altered at the moment. As a result, the well operation stops with the rate of oil production failing to reach even 1 and ranging at the level of 0.4–0.5.

In its turn, low level of oil/gas recovery factor affects the general profitability of oil/gas/condensate production.

Yet, the situation could be different if one would be able to eliminate deteriorating conditions, the so-called skin effects, during oil and gas formations drilling.

It means that drilling should be made in a way, which allows to prevent drilling mud with parts of drilled rock or cuttings, as well as filtrates of clay solution with additives of chemicals, from penetration into formation. While getting into the formation, the filtrates of clay solution interact with the rock, enhance its clay contents and under heat and aquatic influence turn the clay into argillite. The latter is much worse than the clay, since it has zero permeability with all negative consequences that come with it during filtration of oil and gas in the formation system.

Cementing made for well casing also produces a negative impact on oil and gas



Процесс цементирования для крепления скважины также негативно сказывается на фильтрации нефти и газа, частички цементного раствора, проникая в пласт, ухудшают проницаемость и гидропроводность коллектора.

Чтобы устранить пагубное действие скин-факторов при первичном и вторичном вскрытии пластов, необходимо реализовать предложенный технологический сценарий, суть которого заключается в первоначальном бурении вертикального ствола до нефтегазонасыщенной зоны с последующими работами по цементажу, проведением перфорации и спуском готового целевого фильтра. Завершается заключительный цикл работ вызовом притока углеводородов стандартными методами воздействия соляной кислотой и нагнетанием в перфорационные отверстия суспензии с порошком магнезия.

Вызов и оптимизация притока флюидов производится известными стандартными способами, при этом в течение 10 дней осуществляется мониторинг с отбором нефти, газа, воды и механических примесей для анализа.

Наиболее близким аналогом к предложенной технологии является способ разобщения пластов в скважине (патент России № 2183265, МПК E21B43/32, E21B33/13, 10.06.2002), который включает бурение и спуск в скважину колонны обсадных труб для разобщения затрубного пространства от остальной части скважины и определения первоначальной отметки водонефтяного контакта (ВНК), создание песчано-глинистой пробки, крепление скважины эксплуатационной колонной и нагнетание водоизоляционного состава по всей необсаженной толщине пласта с последующим вскрытием нефтенасыщенной части пласта гидроджетной перфорацией.

Недостатками данного способа являются:

- необходимость создания и вымыва песчано-глинистой пробки, что ведет к дополнительным затратам;
- сложность нагнетания водоизоляционного состава из-за наличия на стенке скважины глинистой корки, которая предотвращает проникновение вещества в пласт;
- закупоривание части порового пространства при создании песчано-глинистой пробки.

Таким образом, данный способ также не гарантирует предотвращения ущерба пластовой системы при существующей технологии способов вскрытия нефтяных и газовых пластов.

Задачей настоящей технологии является создание способа вскрытия нефтяных и газовых пластов без ущерба проницаемости и гидропроводности пластовой системы благодаря проведению новых технологических операций и применению новых химических реагентов.

В качестве решения предложен способ вскрытия

filtration. While getting into formation, the particles of cement slurry deteriorate the permeability and flow capacity of a reservoir.

In order to eliminate the negative impact of skin factors during the first and the second formation drilling, it is necessary to implement the suggested technical scenario, which implies the initial drilling of a vertical wellbore down to the oil-bearing layer with further cementing, perforation and setting of ready-assembled slotted screen. The final stage of operations includes stimulation treatments using such standard techniques as acid treatments and injection of magnesium powder slurry into perforations.

Stimulation and optimization of fluid inflow is also performed by well-known standard methods. The process of well monitoring with sampling and analysis of oil, gas, water and mechanical inclusions is carried out during the first 10 days after stimulation treatment was performed.

The closest analogue of the proposed technology is the method of formation segregation (patent of Russia No. 2183265, МПК E21V43/32, E21V33/13, 10.06.2002), which includes drilling and casing string running in order to insulate the annular space from the rest of the well and define the initial mark of water-oil contact (WOC), as well as creation of sand-clay plug, lowering of production casing string and injection of waterproof compound along the entire uncased formation section with subsequent hydraulic jet perforation of the oil-bearing part of formation.

The disadvantages of the given method include:

- the necessity to create and wash out a sand-clay plug, which leads to additional expenses;
- complexity of waterproof compound injection due to the presence of clay cake on wellbore walls, which prevents the compound from penetration into formation;
- blocking of some pore volume during creation of sand-clay plug.

Thus, the proposed technology does not also ensure the prevention of formation damage under the existing technology of oil and gas formation drilling.

The objective of present technology is creation of oil and gas formations drilling technique, which will not impair the permeability and flow capacity of the formation system due to new technological operations and application of new chemical reagents.

нефтяных и газовых пластов, который включает бурение вертикальной скважины с необсаженным стволом, цементирование, перфорацию, спуск в зону нефтегазонасыщения готового щелевого фильтра, нагнетание водоизоляционного состава, вызов притока углеводородов, в котором, согласно предложенному способу, в качестве водоизоляционного состава нагнетают утяжеленную пену совместно с вязкой пластичной жидкостью на основе КМЦ и раствор соляной кислоты. При вызове притока углеводородов воздействуют соляной кислотой 15–18%-й концентрации, смешанной с порошком магния в количестве 5 м<sup>3</sup> суспензии на весь интервал перфорации, причем для утяжеленной пены используют универсальные водо- и нефтерастворимые ПАВ.

Желательно при получении нефти и газа оптимизировать работу фонтанного, газлифтного или насосного подъемника для сохранения целостности структуры призабойной зоны с использованием колтюбинговой установки.

На первом этапе вскрытия нефтяного и газового пласта без проявления скин-эффектов и повышения фильтрационных сопротивлений при движении углеводородов в пластовой системе проводят бурение временно необсаженного вертикального ствола до нефтенасыщенной зоны коллектора с последующими работами – цементированием и перфорацией в нефтенасыщенной зоне, а также нагнетанием в перфорационные отверстия суспензии со смесью порошка магния, после чего приступают к нагнетанию соляной кислоты 15–18%-й концентрации. Соляная кислота совокупно с магнием будет в значительной степени повышать пластовую температуру, расплавляя асфальто-смолистые, парафиновые и сольватные отложения с частичками выбуренной породы. Желательно при создании плотной утяжеленной пены использовать водо- и нефтерастворимые ПАВ.

В качестве примера обратимся к одной из разведочных скважин, пробуренных на месторождении Днепр-Донецкой впадины (ДДВ) с целью обнаружения углеводородов.

Глубина указанной скважины составила 3523 м, эксплуатационная колонна – 150 мм. Первоначально пробурили вертикальный ствол, состоящий из глинопесчаной алевритовой породы, без закрепления (цементаж); при достижении нефтенасыщенной зоны в необсаженном вертикальном стволе провели перфорационные работы.

Лучшего момента для организации стендово-лабораторных исследований, близких к реальным условиям, нельзя было придумать. По каротажной диаграмме выбрали интервал перфорации на глубинах 3523–3530 м с применением пулевой перфорации, так как этот вторичный метод вскрытия позволяет получить перфорационные отверстия, более или менее пригодные для заполнения их суспензией с порошком магния.

As a solution to the problem, there is method of oil and gas formations drilling, which includes drilling of uncased vertical well, cementing, perforation, setting of ready-assembled slotted screen within oil-bearing zone, injection of waterproof compound, stimulation treatments that, according to the suggested method, are based on the injection of weighted foam together with CMC-based viscous plastic fluid and solution of hydrochloric acid. While stimulating the inflow of hydrocarbons one should use 15–18% solution of hydrochloric acid mixed with magnesium powder in the amount of 5 m<sup>3</sup> per the entire perforation interval. Universal water and oil permeable surfactants are used to produce weighted foam.

The O&G recovery needs optimization of the flow, gas or pump lift with the help of coiled tubing unit in order to preserve the integrity of bottomhole formation zone structure.

During the first stage of oil and gas formations drilling technique, which eliminates skin effects and increase of hydrocarbons flow coefficients, it is necessary to perform drilling of temporarily uncased vertical wellbore down to the oil-bearing zone of the collector with subsequent cementing and perforation in the oil-bearing zone, as well as injection of magnesium powder slurry into perforations. After that, a 15–18% solution of hydrochloric acid is pumped down. The combined action of magnesium and hydrochloric acid involves significant increase of formation temperature, which melts asphalt, resin, paraffin and solvation deposits together with particles of drilled rock. It is advisable to use water and oil permeable surfactants for production of weighted foam.

For example, let's consider one of exploration wells drilled in search of hydrocarbons at the field of Dnepr-Donetsk Depression (DDD).

The depth of the above-mentioned well was 3,523 meters (11,560 ft); the diameter of the production string was 150 mm (5-7/8 in.). Primarily, an uncased (non-cemented) vertical wellbore consisting of sand-clay silt rock was drilled. When the wellbore reached oil-bearing zone a set of perforations were made.

One could hardly think of a better moment for organization of laboratory bench investigations in near-real conditions. On the basis of well logging information it was decided to make gun perforations at the depth between 3,523 and 3,530 meters (11,558 and 11,581 ft). Gun perforation method was used because it allows to create perforations, which are more or less applicable for filling them with magnesium powder slurry.



Провели геофизические и гидродинамические исследования для количественного определения скин-факторов при первичном и вторичном вскрытии пласта до воздействия соляной кислоты; скин-фактор при первичном вскрытии до кислотного воздействия составил +212 единиц, после кислотного воздействия 5 м<sup>3</sup> соляной кислоты 15%-й концентрации составил – 24 единицы, что является свидетельством того, что при вторичном вскрытии пласт не был засорен привнесенными веществами.

Полученная оценка скин-фактора при проведении близких к реальным условиям экспериментов позволяет утверждать, что предложенный способ применим и в производственных условиях.

В заключение хочется предложить производственным предприятиям чаще использовать колтюбинговые установки для проведения подобного рода работ, а в данном случае гибкую трубу колтюбинговой установки нужно было использовать обязательно.

Технологический регламент проведения буровых работ для достижения гидродинамически совершенной скважины без наличия скин-факторов и фильтрационных сопротивлений при движении флюидов до призабойной зоны скважины:

1. Производится бурение вертикальной скважины по принятой технологии до нефтегазонасыщенного пласта.
2. До крепления скважины в спуске обсадной колонны и цементирования снимается каротажная характеристика.
3. По каротажной диаграмме определяется нефтегазонасыщенная зона и устанавливаются интервалы перфорации.
4. Производится спуск эксплуатационной колонны до глубины интервала перфорации с последующим цементированием и производится перфорация.
5. В зону интервала перфорации спускается щелевой фильтр с продольными сквозными прорезами без последующего цементирования.
6. На глубину в зону интервала перфорации нагнетается трехфазная пена, состоящая из КМЦ-500 (КМЦ-600) с порошком магния в количестве 800 кг; степень аэрации подбирается на месте из расчета получения стабильной пены.
7. Нагнетается соляная кислота 18–20%-й концентрации. Реакция кислоты в пластовой системе составляет 5–8 часов.
8. Приступают к вызову притока флюидов по стандартной схеме, принятой в нефтепромысловом управлении.
9. В процессе выполнения работ необходимо установить строгий и непрерывный мониторинг за поведением давления в буфере и кольцевом пространстве с готовностью к запуску скважинного преентора. ☉

After that, geophysical and production logging operations were performed in order to receive a quantitative definition of skin factors during the initial and secondary formation drilling prior to hydrochloric acid treatments. Skin factor during the initial formation drilling amounted to +212 units, while after treatment of formation with 15% solution of hydrochloric acid (5 m<sup>3</sup>) it was -24 units. This is evidence of the fact that during the secondary drilling of formation the latter was not blocked with introduced substances.

The values of skin factors obtained in near-real conditions allow to conclude that the suggested technique can be applied in working conditions as well.

As a conclusion, I would recommend companies to use CT units more often for such operations. In the above-mentioned case the use of coiled tubing was inevitable.

Operating procedure for drilling process that allows to create hydrodynamically perfect well without skin factors and increased flow coefficients of hydrocarbons during their movement to bottomhole formation zone:

1. A vertical well is drilled (according to the standard technology) down to the oil/gas-bearing formation.
2. Well logging is performed before well casing and cementing.
3. On the basis of obtained information the position of oil-bearing zone is determined and perforation intervals are assigned.
4. Production string is lowered to the depth of perforation interval with further cementing and perforation.
5. Slotted screens with longitudinal end-to-end slots are set within perforation interval without further cementing.
6. Three-phase foam consisting of CMC-500 (CMC-600) with 800 kg (1,764 lbs) of magnesium powder is injected into well at the depth of perforation interval. The degree of aeration is calculated onsite so as to achieve stable foam.
7. 18–20% solution of hydrochloric acid is then injected. The response of the acid in a formation system is 5–8 hours.
8. The inflow of fluids is stimulated according to a standard scheme.
9. It is necessary to perform rigorous and continuous monitoring of the pressure in the buffer and annular space during the whole above-mentioned process with a readiness to close blowout preventer in case of emergency. ☉