

УДК 553.982.2

**Ш.Ш. Заурбеков**<sup>1</sup>, e-mail: sher\_57@mail.ru; **М.Ш. Минцаев**<sup>1</sup>, e-mail: ranas@rambler.ru; **М.М. Лабазанов**<sup>1</sup>, e-mail: geologs@mail.ru; **А.А. Шаипов**<sup>1</sup>, e-mail: a.shaipov@gmail.com; **А.А. Батукаев**<sup>1</sup>, e-mail: night.craftsman@yandex.ru

<sup>1</sup> Грозненский государственный нефтяной технический университет им. акад. М.Д. Миллионщикова (Грозный, Чеченская Республика, Россия)

## Повышение эффективности освоения скважин нефтяных месторождений Терско-Сунженской нефтегазоносной области

Прирост запасов, связанный с освоением простаивающих в бездействии скважин, осуществляется крайне медленно. В связи с этим весьма актуальной является задача улучшения эффективности геолого-разведочных работ с целью повышения темпов прироста запасов и увеличения объемов добычи нефти и газа. Особая роль в выполнении этих задач возлагается на поддержание уровня добычи углеводородного сырья в старых нефтегазодобывающих районах, к которым относится Терско-Сунженская нефтегазоносная область.

В эксплуатационных скважинах действующих месторождений вследствие более сильной закупорки порового пространства отдельных пропластков приток нефти или газа осуществляется не по всей мощности пласта, а по отдельным участкам, что снижает не только производительность скважин, но и коэффициент нефтеотдачи месторождений. Если учесть, что глубины бурения скважин в ближайшие годы должны увеличиться до 7000 м, то при прочих равных условиях число неосвоенных или длительно осваиваемых скважин вследствие появления непроницаемых пропластков в них должно увеличиться, т.к. при бурении на большие глубины по технологии бурения увеличивается плотность бурового раствора и увеличиваются значения горных давлений.

Предупреждение указанных осложнений зависит не только от технической перевооруженности, но и от организации работ и применяемых методов освоения скважин. Выбор методов освоения скважин и параметров их работы во многих случаях обосновывается не на должном уровне из-за низкой квалификации работников и возможностей организации, занимающейся разработкой месторождений.

В связи с этим нами предложена новая в некоторых принципах методика освоения скважин, которая позволит сократить сроки освоения и количество неосвоенных скважин. Она заключается в усовершенствовании метода переменных давлений путем значительного снижения забойных давлений.

**Ключевые слова:** нефть, залежь, давление, коллектор, бурение, дебит, скважина, мощность, нефтегазоносность, плотность, глинистость.

.....

**Sh.Sh. Zaurbekov**<sup>1</sup>, e-mail: sher\_57@mail.ru; **M.Sh. MintsaeV**<sup>1</sup>, e-mail: ranas@rambler.ru; **M.M. Labazanov**<sup>1</sup>, e-mail: geologs@mail.ru; **A.A. Shaipov**<sup>1</sup>, e-mail: a.shaipov@gmail.com; **A.A. Batukaev**<sup>1</sup>, e-mail: night.craftsman@yandex.ru

<sup>1</sup> Grozny State Oil Technical University after Academician M.D. Millionshchikov (Grozny, Chechen Republic, Russia)

## Tersko-Sunzhenskaya oil-and-gas bearing area oil fields well development efficiency improvement

Reserves increment associated with idle wells exploration is performed very slowly. Consequently, the urgent objective is to improve the geological exploration works efficiency in order to increase the reserves growth rate and increase the oil and gas production. The special role in these objectives performance is given to maintenance of the level of hydrocarbon production in old oil producing areas the Tersko-Sunzhenskaya oil-and-gas bearing area belongs to.

Due to separate interlayers pore space stronger occlusion at the production wells in existing fields the gas or oil influx is not performed over the whole reservoir capacity, but over the separate areas, and it not only reduces the well productive capacity, but the oil fields oil production ratio as well. Considering that wells drilling depth should be increased up to 7000 m in coming years, then under other conditions the number of undeveloped or long tested wells should be increased due to the impermeable layer occurrence, as while drilling for bigger depths by drilling technology the drilling fluid density is increased and the formation pressure values are increased.

These complications prevention depends both on technical refurbishment and the works arrangement and methods used for wells development. The choice of wells development methods and their operation parameters in many cases is not grounded on the proper level due to the unskilled workers and opportunities of the organization that performs the field development.

In this regard we have proposed the wells development method that is new in some principles, and it will shorten the development time and the amount of no completion wells. It consists in the changeable pressure method improvement by bottom-hole pressure significant reduction.

**Keywords:** oil, deposits, pressure, header, drilling, production rate, well, capacity, oil-and-gas potential, density, clayiness.

Большинство нефтяных месторождений Терско-Сунженской нефтегазоносной области находится на заключительной стадии разработки, что объясняется выработкой богатейших залежей нефти на ряде площадей (рис. 1). Наиболее благоприятными и обеспечивающими существующий уровень добычи углеводородного сырья являются мезозойские отложения. Основные запасы связаны с регионально продуктивными карбонатными отложениями верхнего мела. Залежи распространены по всему вскрытому разрезу в диапазоне глубин от 2000 до 5800 м, главным об-

разом в центральной части прогиба, и содержатся в мощном (300–500 м) карбонатном коллекторе трещинного типа. Большинство их приурочено к высокоамплитудным (до 1500 м) линейным антиклинальным (3–4х20–50 км), брахиантиклинальным и реже куполовидным структурам Сунженской, Терской и Притеречной зон поднятий. В последние годы в верхнемеловых отложениях открыты залежи, приуроченные к складкам-спутникам севернее Терской антиклинальной зоны. В эксплуатации находится газоконденсатная залежь (месторождение Беноей)

на южном борту прогиба в пределах Черногорской моноклинали. Нефтяные залежи относятся к типу пластовых сводовых, которые ввиду большой мощности коллектора и значительной высоты залежей приобретают массивный характер. Залежи обладают высокими дебитами (от 30–50 до 100–200 т/сут.) [1–6]. Как известно, процесс освоения скважины начинается со спуска насосно-компрессорных труб (НКТ) и замены находящегося в скважине глинистого раствора на воду, а затем на нефть. Не исключено, что при замене

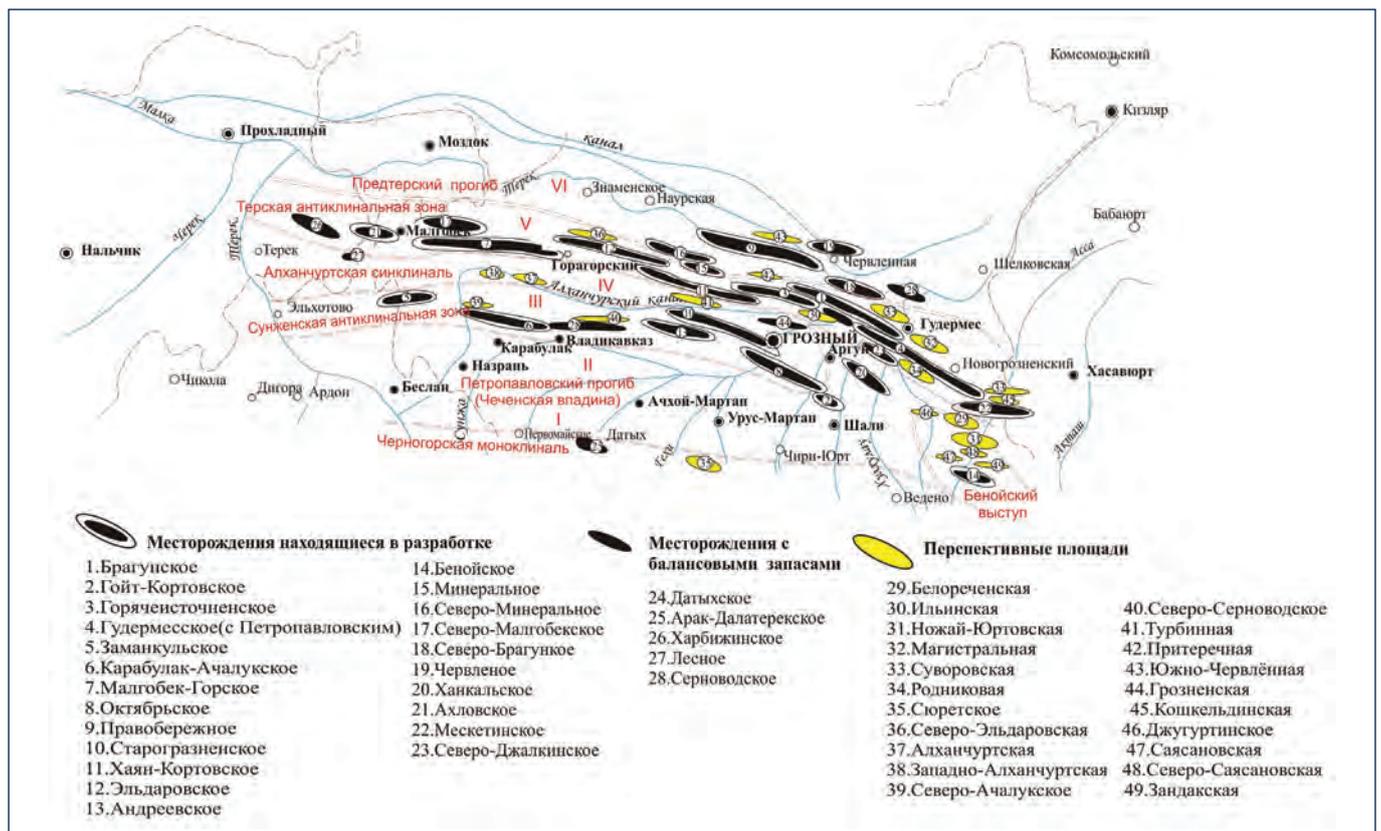


Рис. 1. Обзорная схема нефтяных месторождений Терско-Сунженской нефтегазоносной области

Fig. 1. Tersko-Sunzhenskaya oil-and-gas bearing area oil fields review scheme

Ссылка для цитирования (for references):

Завбеков Ш.Ш., Минцаев М.Ш., Лабазанов М.М., Шаипов А.А., Батукаев А.А. Повышение эффективности освоения скважин нефтяных месторождений Терско-Сунженской нефтегазоносной области // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2015. № 11. С. 64–67.

Zaurbekov Sh.Sh., Mintsayev M.Sh., Labazanov M.M., Shaipov A.A., Batukaev A.A. Tersko-Sunzhenskaya oil-and-gas bearing area oil fields well development efficiency improvement. (In Russ.). *Territorija «NEFTEGAZ» = Oil and Gas Territory*, 2015, No. 11. P. 64–67.

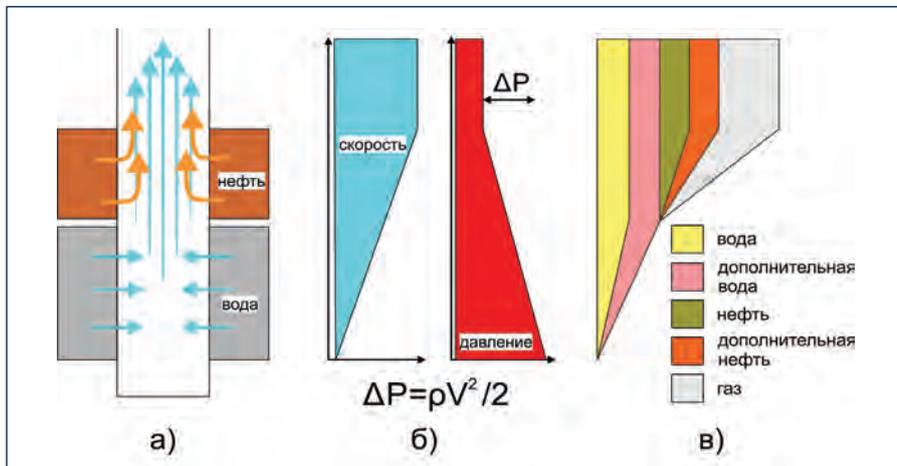


Рис. 2. Схема дренирования призабойной зоны пласта  
Fig. 2. Bottom-hole area drainage pattern

на воду или нефть скважина начнет фонтанировать, то есть будет освоена. Это объясняется тем, что пластовое давление Грозненских месторождений равно 1–1,5 гидростатического давления, и поэтому можно предположить, что при наличии нефти в скважине, то есть при перепаде давления, равном 0,15–0,65 гидростатического давления, возможен приток пластовой жидкости ввиду возможной небольшой закупорки призабойной зоны и перфорационных каналов при правильном подборе бурового раствора [1, 3, 5] (рис. 2).

В случае отсутствия фонтанирования после замены воды на нефть в скважине определяется степень сообщаемости скважины с пластом путем определения приемистости скважины при различных давлениях на устье. Выбор давления прокачки нефти в скважину основывается на том, что забойное давление должно быть выше пластового на 0,3 гидростатического давления. С учетом удельного веса нефти, равного 0,82, давление на устье должно быть в пределах 0,45 Н/10 – 0,95 Н/10 (Н – глубина скважины в метрах). Исходя из этого, скважины глубиной 4000 м испытываются на приемистость при давлениях на устье 180–380 кгс/см<sup>2</sup> и глубиной 5000 м – 225–475 кгс/см<sup>2</sup>. Очевидно, что эксплуатационные колонны должны быть опрессованы при давлении на устье: для скважин глубиной 4000 м – не менее 400 кгс/см<sup>2</sup> и для скважин глубиной 5000 м – не менее 500 кгс/см<sup>2</sup>. На основании данных о приемистости

выбирается наиболее рациональный метод освоения скважины.

Так, при наличии приемистости используется метод переменных давлений (МПД), и в случае относительно большой карбонатности коллекторов целесообразно сочетать его с глинокислотной и солянокислотной обработкой призабойной зоны пласта. В случае отсутствия приемистости скважина осваивается методом снижения забойного давления. Следует отметить, что имеются данные, когда при отсутствии приемистости скважина была освоена МПД, что можно объяснить действием упругих колебательных процессов. На практике недостатками применения МПД являются использование воды в нефтяных скважинах при вызове притока, из-за чего происходит неполный вынос закупоривающих частиц на поверхность, а также недостаточное количество циклов изменений давлений и значение создаваемого давления.

Использование воды при МПД наряду с очищением призабойной зоны от твердых и жидких загрязняющих частиц приводит одновременно к разбуха-

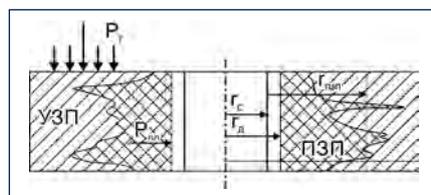


Рис. 3. Схема распределения давлений в пласте

Fig. 3. Reservoir pressure distribution diagram

нию глинистых частиц и к образованию эмульсий, которые создают значительные сопротивления движению нефти из пласта в скважину, вследствие чего данный метод может не дать положительного результата.

Неполный вынос закупоривающих частиц на поверхность при МПД объясняется тем, что башмак насосно-компрессорных труб устанавливается выше верхних отверстий фильтра (интервала перфорации), а также тем, что после разрядки тут же приступают к созданию давления путем закрытия выкидного отвода. Вследствие этого вынесенные из призабойной зоны при разрядке закупоривающие частицы при повторном создании давления прокачиваются в призабойную зону скважины и закупоривают ее. Если учесть, что при МПД давление создается при закрытой выкидной линии прокачкой нефти в затрубное пространство, а разрядка – путем открытия выкидной линии по лифтовым трубам (НКТ), то при башмаке НКТ, спущенном ниже нижних отверстий фильтра, есть возможность предотвратить прокачку закупоривающих частиц в призабойную зону скважины. Это можно осуществить, если закрывать выкидную линию для создания давления не сразу после разрядки, а вслед за циркуляцией нефти с выносом закупоривающих частиц на поверхность или, как показала практика, при условии подъема жидкости на 300–350 м вверх от башмака НКТ.

Процесс применения МПД происходит при неустановившемся движении жидкости, и поэтому забойные давления определяются не только давлением столба жидкости и давлением на устье скважины, но также действием сил трения, сил инерции и упругих колебаний жидкости и труб. Определение этих показателей требует проведения специальных экспериментов.

Очищение фильтрационных каналов и призабойной зоны скважины в процессе применения МПД представим следующим приближенным уравнением:

$$P_{31} - P_{32} \geq \mu_0 \cdot P_r$$

где  $P_{31}$  – давление жидкости в призабойной зоне скважины в конце процесса

создания давления;  $P_{з2}$  – давление на забое скважины в процессе разрядки;  $\mu_0$  – коэффициент трения;  $P_r$  – вертикальное горное давление.

Принимаем, что

$$P_{з1} = \gamma_{ж} H/10 + P_y \text{ и } P_{з2} = \gamma_{ж} H/10.$$

$$\text{Тогда } P_y \geq \mu_0 \cdot P_r,$$

где  $\gamma_{ж}$  – плотность жидкости;  $P_y$  – давление на устье скважины.

Поскольку в призабойную зону скважины прокачивается нефть, то, исходя из этого, примем  $\mu_0 = 0,25$ , и тогда  $P_y \geq 0,62 H/10$ .

Разрядка происходит постепенно, что снижает перепад давления, действующий на закупоренную часть. Причем очевидно, что чем быстрее осуществляется разрядка, тем больше перепад давления действует на закупоренную породу (рис. 3).

Исходя из существующих возможностей эксплуатационных колонн, считаем целесообразным рекомендовать следующее максимальное значение устьевого

давления при МПД, определяемое зависимостью  $P_y = H/10$ .

Это давление достигается постепенно, поэтапно, следующим образом:

$$1\text{-й этап} - 50 \text{ кгс/см}^2 \geq P_y \geq 0$$

$$2\text{-й этап} - 100 \text{ кгс/см}^2 \geq P_y \geq 0$$

$$3\text{-й этап} - 150 \text{ кгс/см}^2 \geq P_y \geq 0$$

и т.д., увеличивая на каждом следующем этапе давление на устье на 50 кгс/см<sup>2</sup>.

Это длится до тех пор, пока наблюдается вынос закупоривающих частиц или при отсутствии видимого выноса продолжается увеличиваться приемистость, определяемая после тщательной промывки скважины.

При отсутствии приемистости скважины ее освоение осуществляется методом снижения забойного давления, значение которого определяется следующей зависимостью:

$$P_{заб} = P_{пл} - \mu_0 \cdot P_r,$$

где  $P_{пл}$  – давление пластовой жидкости. С целью определения предельного значения  $P_{заб}$ , исходя из имеющихся данных

практики, примем  $\mu_0 = 0,5$  и  $P_{пл} = 1,5 H/10$ . Тогда  $P_{заб} = 0,25 H/10$ .

Предельное значение  $P_{заб}$  достигается при помощи компрессора путем снижения уровня на глубину 0,75 H от устья скважины или путем аэрации с доведением удельного веса смеси нефти и воздуха в скважине до значения, равного 0,25.

Предлагаемое усовершенствование МПД путем значительного снижения забойных давлений является более действенным средством воздействия на призабойную зону скважины. Поэтому применение МПД на Грозненских месторождениях позволит сократить до минимума число неосвоенных скважин, выходящих из бурения и капитального ремонта, что непосредственно скажется на увеличении добычи нефти и повышении коэффициента нефтеотдачи пластов. На наш взгляд, предлагаемая методика даст хорошие результаты при освоении скважин, находящихся в консервации и длительном бездействии, и в случае безрезультатного освоения (неполучения притока).

#### Литература:

1. Заурбеков Ш.Ш., Минцаев М.Ш., Черкасов С.В., Лабазанов М.М., Шаипов А.А., Дамзаев З.М-Э. Перспективы нефтегазоносности и дальнейшие направления ГРП в пределах Терско-Сунженской нефтегазоносной области. М., 2015.
2. Лабазанов М.М. Структурные и литолого-фациальные критерии нефтегазоносности глубокопогруженных отложений верхней юры Терско-Сунженской нефтегазоносной области: Дисс. ... канд. геол.-мин. наук. Ставрополь, 2011. 145 с.
3. Лабазанов М.М., Шаптукаев А.П., Ахмадов Х.А. Внедрение новых технологий и оптимизация добычи нефти и газа на месторождениях Чеченской Республики // Материалы Всероссийской научно-практической конференции «Современные проблемы геологии, географии и геоэкологии». Грозный, 2013. С. 102–106.
4. Отчет о научно-исследовательской и опытно-конструкторской работе по Договору № 02.G25.31.0056 и государственному заданию Минобразования РФ № 13.1738.2014/К7.
5. Орел В.Е., Распов Ю.В., Скрипкин А.П. и др. Геология и нефтегазоносность Предкавказья. М.: ГЕОС, 2001. 299 с.
6. Шаипов А.А. Критерии нефтегазоносности подсольевых верхнеюрских отложений Терско-Сунженской зоны дислокаций: Дисс. ... канд. геол.-мин. наук. Ставрополь, 2007. 129 с.

#### References:

1. Zaurbekov Sh.Sh., Mintsayev M.Sh., Cherkasov S.V., Labazanov M.M., Shaipov A.A., Damzayev Z.M-E. *Perspektivy neftegazonosnosti i dal'nejshie napravlenija GRR v predelah Tersko-Sunzhenskoj neftegazonosnoj oblasti* [Oil-and-gas potential and further geological exploration works directions within Tersko-Sunzhenskaya oil-and-gas bearing area]. Moscow, 2015.
2. Labazanov M.M. *Strukturnye i litologo-facial'nye kriterii neftegazonosnosti glubokopogruzhennyh otlozhenij verhnij jury Tersko-Sunzhenskoj neftegazonosnoj oblasti: Diss. kand. geol.-min. nauk* [Structural and lithologic-and-facies criteria for oil-and-gas potential of Tersko-Sunzhenskaya oil-and-gas bearing area malm deep-sunk deposits: Thesis work of the Candidate of Science (Geology and Mineral Resources)]. Stavropol, 2011. 145 pp.
3. Labazanov M.M., Shaptukayev A.P., Akhmadov Kh.A. *Vnedrenie novyh tehnologij i optimizacija dobychi nefiti i gaza na mestorozhdenijah Chечenskoj Respubliki* [The introduction of new technologies and optimization of oil and gas production at Chechen Republic fields]. *Materialy Vserossijskoj nauchno-prakticheskoy konferencii «Sovremennye problemy geologii, geografii i geojekologii» = Materials of All-Russian research-to-practice conference «Modern geology, geography and geo-ecology problems»*. Grozny, 2013. P. 102–106.
4. Report on the research and development works under the Contract No. 02.G25.31.0056 and the Ministry of Education of the Russian Federation state task No. 13.1738.2014/K7 (In Russ.).
5. Orel V.Ye., Raspopov Yu.V., Skripkin A.P. and etc. *Geologija i neftegazonosnost' Predkavkaz'ja* [Fore-Caucasus geology and oil-and-gas potential]. Moscow, GEOS, 2001. 299 pp.
6. Shaipov A.A. *Kriterii neftegazonosnosti podsolveykh verhnjurskih otlozhenij Tersko-Sunzhenskoj zony dislokacij: Diss. kand. geol.-min. nauk* [Tersko-Sunzhenskaya disturbed belt pre-salt upper Jurassic deposits oil-and-gas potential criteria: Thesis work of the Candidate of Science (Geology and Mineral Resources) Stavropol], 2007. 129 pp.