



**Ирмухамат ХАЛИСМАТОВ,**

Профессор, ТашиГТУ им. Ислама Каримова  
E-mail: Ig'muxammad.Xalismatov.tdtu@gmail.com

**Равшан ЗАКИРОВ,**

Профессор, ТашиГТУ им. Ислама Каримова  
**Бекзод АБДУРАХМАНОВ,**  
Доцент ТашиГТУ им. Ислама Каримова

Профессор ТДТУ А.Закиров на основе отзывов

### EFFECTIVE WELL DRILLING AND IDENTIFICATION OF POTENTIAL CASING COLLAPSE ZONES (AT THE KOKDUMALAK FIELD)

#### Annotation

The article focuses on changes in the stress-strain state of both reservoir layers and overlying cap rocks, using the Kokdumalak field as an example. Zones of column deformation, causes, and brine manifestations were studied. The method of well operation during brine occurrences is discussed. Recommendations and preventive measures are provided.

**Keywords:** oil, gas, RAPO, column crushing, well construction, factors, pressures, cap rocks, thickness, salt, anhydrite, operation, well, cement, casing.

### QUDUQLARNI SAMARALI BURG'ULASH VA USTUNLARNING EZILUV ZONALARINI ANIQLASH (KO'KDUMALOQ KONI MISOLIDA)

#### Annotatsiya

Ushbu maqola Ko'kdumaloq koni misolida kollektor-qatlamlar va ualarning ustidagi qoplama jinslarning kuchlanish-deformatsiya holatining o'zgarishiga bag'ishlangan. Ustunlarning ezilish zonalari, sabablari va sho'r suv ko'rinishlari o'r ganilgan. Sho'r suv paydo bo'lganda quduqlardan foydalanish usuli ko'rib chiqilgan. Tavsiya xarakteridagi chora-tadbirlar keltirilgan.

**Kalit so'zlar:** neft, gaz, sho'r suv, ustunlarning ezilishi, quduqlar konstruksiyasi, omillar, bosimlar, qoplamlar, qatlam, tuz, angidrit, ekspluatatsiya, quduq, sement, ustun.

### ЭФФЕКТИВНАЯ ПРОВОДКА СКВАЖИН И ОПРЕДЕЛЕНИЯ ВОЗМОЖНЫХ ЗОН СМЯТИЯ КОЛОНН (НА МЕСТОРОЖДЕНИЕ КОКДУМАЛАК)

#### Аннотация

Статья посвящена изменения напряженно-деформированного состояния, как пластов-коллекторов, так вышележащих пород-покрышек на примере месторождения Кокдумалак. Изучены зоны смятия колонн, причины и рапопроявления. Способ эксплуатации скважин при проявлении рапы. Приведены мероприятия рекомендательного характера.

**Ключевые слова:** нефть, газ, рапо, смятие колонн, конструкция скважин, факторы, давления, покрышки, толща, соль, ангидрит, эксплуатация, скважина, цемент, колонна.

**Введение.** Общеизвестно, что длительная разработка месторождений углеводородов приводит к нарушению равновесных условий в недрах и может вызвать значительные изменения напряженно-деформированного состояния, как пластов – коллекторов, так вышележащих пород-покрышек.

Согласно теории упругости (Р.А.Эминов, А.М.Мутталимов и др., 1990) любое изменение давления газа в пласте – коллекторе приводит к изменению эффективного напряжения в пласте, в результате чего происходит деформация горных пород.

Гидростатическое сжатие пласта при отборе флюида приводит к деформациям удлинения и опускания тех участков земной поверхности, которые расположены в зоне отбора флюида.

Согласно работе (О.Д.Гусейн-Заде, М.А.Агдамский, И.Р.Нариманов, 2001г) авторы на основе анализа разработки нефтегазовых месторождений Ашхеронского полуострова выявили следующие моменты:

1. Чем больше слой земной поверхности над самым верхним разрабатываемым горизонтом, тем больше горное давление и, следовательно, оседание земной поверхности месторождения.

2. При прочих равных условиях, наибольшие оседания земной поверхности месторождений будут наблюдаться на тех участках, где на единицу разрабатываемой площади приходится наибольшее значение суммы эффективных нефтенасыщенных толщин горизонтов.

В работе (Ю.А.Кашников, С.В.Гладышев и др., 2002г) изложены методики и результаты лабораторных исследований по изучению реакции модельной среды на создание в ней области декомпрессии, возникающей в природном массиве при нефтегазодобычи. Повышение давления в области декомпенсации может достигать больших значений.

В работе (М.С.Гайсин, 2008г) рассмотрен геомеханический анализ деформирования и разрушения конструктивных элементов скважин ОАО «Сургутнефтегаз». Авторы отмечают, что в процессе цементирования в

интервале каверн происходит неполное заполнение тампонажным раствором. Как следствие, у эксплуатационной колонны появляется незначительная стрела прогиба, которой, однако, достаточно для возникновения в месте максимального искривления ствола разгерметизации резьбового соединения или образования трещин.

В работе (А.Х.Нутманов 2010г) для оценки абсолютной величины оседания земной поверхности в процессе разработки месторождений углеводородов предлагается использовать формулу Савченко В.В.и Фоменко И.А., по которой были выполнены расчеты проседания земной поверхности на месторождение Зеварды.

**Методика исследования зон смятия колонн.** На месторождении Кокдумалак, вскрывших соленосную толщу в 50% фонда скважин

(68 скважин) отмечается смятие колонн.

Для выявления причин смятия колонн были проанализированы основные факторы, которые могут повлиять на смятие, такие как: место расположение скважины; срок работы скважины; суммарная добыча жидкости и углеводородов; количество проведенных капитальных ремонтов скважин; возможное место смятия колонн

Интервалы глубин, где отмечается смятие колонн, приходится на соленосную толщу.

По местоположению практически все скважины, в которых отмечено смятие колонн, расположены в центральной части залежи, в зоне, где толщина нижнего ангидрита наименьшая в пределах 10-15м.

В этой части залежи создается «арочный» эффект, где возникают наибольшие напряжения, способствующие проявлениям деформационных процессов.

В этой зоне происходит проседание нижних ангидритов из-за интенсивного отбора и снижения пластового давления.

Место смятия колонн находится в интервале пластических пород в соленосной толще в районе нижней части верхних солей средних ангидритов.

В этой зоне отмечается переслаивание средних ангидритов, солей, а также отмечается разуплотнение солей, обладающих большими пластическими свойствами.

Скважины, в которых произошло смятие колонн, находятся в центральной части залежи, то есть в зоне наименьших толщин нижнего ангидрита, покрывающих продуктивную толщу.

Здесь создается эффект «арки», который и вызывает проседание нижнего ангидрита и уплотнение продуктивной толщи.

Как видно на рисунках, в зоне наименьших толщин нижних ангидритов, находятся наибольшие эффективные толщины продуктивных коллекторов, что способствует наиболее активному проседанию продуктивной толщи и происходит наибольшее количество смятия колонн.

В краевой части залежи, где эффективные толщины уменьшаются, а увеличивается толщина нижнего ангидрита, смятие колонн происходит значительно меньше.

На основе выполненного анализа скважин со смятием колонн были выделены такие параметры как длительность работы скважин, суммарное количество отобранных флюидов и количество выполненных капитальных ремонтов.

Уменьшению срока службы скважин, кроме указанных причин способствуют низкое качество цементажа, особенно в зоне пластичных пород (в нашем случае соленосная толща) и образование коррозии обсадных колонн, которая также приурочена к соленосной толще.

Низкое качества цементажа и возникающая коррозия в этих зонах уменьшает прочностные характеристики металла, в результате этого именно в этих зонах происходит смятие колонн.

На основе выполненных исследований можно отметить, что смятие колонн - это закономерный процесс, который происходит при разработке нефтегазовых и газоконденсатных месторождениях

#### **Способ эксплуатации скважин при проявлении рапы.**

При эксплуатации нефтегазоконденсатных скважин, особенно с закачкой газа через газонагнетательные и закачкой воды через водонагнетательные скважины, в процессе отбора нефти и газа происходит как продвижение водонефтяного контакта, так и газонефтяного контакта. Кроме того, за счет выработки залежи происходят деформационные процессы, в результате чего образуются смятия колонн и проявления рапы, которая, заполняя трубное и затрубное пространство, кристаллизируется и приводит к выходу скважины из эксплуатации.

Для повторного ввода скважины в эксплуатацию предлагается следующее.

Посредством гибкого шланга в трубное пространство подается вода и вымывается кристаллизованная соль из трубного пространства до интервала перфорации, и скважина запускается в эксплуатацию.

Способ осуществляется следующим образом.

В рисунке 1, на фиг. 1 показана схема работы скважины по существующей методике, где в скважину (1) в затрубное пространство (2) подается газ (3), который через газлифтный клапан (4) подается в трубное пространство (5) и поднимает жидкость (6), поступающую из пласта (7) через интервал перфорации (8) на поверхность.

При поступлении рапы (9) (фиг.2) из места нарушения (10) обсадной колонны (11) в затрубное пространство (2) и трубное пространство (5), соль (12) кристаллизируется и не позволяет проводить эксплуатацию скважины, как правило, такую скважину ликвидируют.

На фиг. 3 показаны мероприятия для ввода скважины в эксплуатацию по предлагаемому изобретению.

Для ввода скважины в эксплуатацию через трубное пространство (5) на устье скважины через гибкий шланг (на фигуре не показан) подается вода, которая размывает кристаллизованную соль и затем, в виде водного раствора выносится на поверхность. Затем в скважину опускают НКТ (13) меньшего диаметра, и скважина запускается в эксплуатацию.

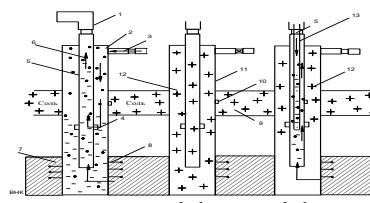


Рис. 1 Способ эксплуатации скважин при проявлении рапы

Таким образом, использование предлагаемого способа позволяет скважину, простоявшую из-за рапопроявления, возвратить в эксплуатационный фонд.

#### Способ разработки нефтегазоконденсатной залежи

Длительная разработка месторождений углеводородов приводит к нарушению равновесных условий в недрах и может вызвать значительные изменения напряженно-деформированного состояния как пластов-коллекторов, так и покрышек залежи. В числе явлений, наиболее хорошо изученных, находятся случаи аномальных деформаций (обычно просадок) земной поверхности на территории длительно разрабатываемых нефтяных и газовых месторождений, связанные с добычей нефти и газа и снижением пластового давления. При этом происходит смятие колонн, а интервалы глубин, где отмечается смятие колонн, приходятся на соленосную толщу.

В результате смятия колонн скважина выходит из строя, уменьшается добыча. Боковая врезка в таких скважинах осложнена из-за малого диаметра эксплуатационной колонны.

Для этого в скважинах со смятием колонн перед нарезкой боковых стволов проводят цементометрию скважин, до интервала смятия колонн выделяют участки сцепления цементного камня эксплуатационной колонны с технической колонной. В месте преимущественного отсутствия сцепления цемента с колоннами, начиная с интервала смятия колонн, срезают эксплуатационную колонну и извлекают ее из скважины. В технической колонне вырезают окно и осуществляют боковую врезку в скважине, причем, после срезания эксплуатационной колонны, в затрубное пространство прокачивают агенты для очистки и уменьшения связи межтрубного пространства. Перед подъемом эксплуатационной колонны осуществляют встрихивание эксплуатационной колонны.

Способ осуществляется следующим образом. Разрабатываемую залежь разбивают по зонам, определяют начальные и текущие запасы и коэффициент отбора. Проводят исследования скважин и определяют зоны прорыва свободного газа и зоны обводнения. Проводят геофизические исследования, определяют положение ГНК и ВНК и оценивают текущие запасы как по залежи в целом, так и по зонам залежи. Ставят геолого-геофизические профили в различных направлениях, проходящих через интенсивно обводняемую скважину или скважину, работающую с высоким газовым фактором. По результатам построения профилей и данных геофизических исследований выявляют зоны наименьшего обводнения и зоны наименьшего газового фактора, и наибольших остаточных запасов.

В выделенных зонах, где имеются остаточные запасы, выявляют скважины со смятием колонн. Определяют глубину смятия колонн и в интервале смятия колонн до устья определяют качество цементажа между технической и эксплуатационной колоннами. Затем выполняют срезание эксплуатационной колонны, желательно на глубине, близкой к интервалу смятия колонн.

Затем в межколонное пространство закачивают агенты, расслабляющие сцепление между колоннами, и производят встрихивание колонны (детонирующий шнур или другие механические устройства).

Эксплуатационную колонну поднимают, а в техническую колонну опускают фрезу и выполняют отверстие в направлении наибольших остаточных запасов. Диаметр технической колонны позволит выполнить несколько врезок в различных направлениях и на различной глубине.

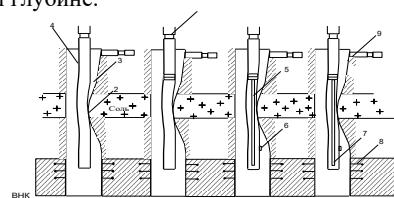


Рис.2. Способ разработки нефтегазоконденсатной залежи

Глубину и наклон нарезки скважины осуществляют в зависимости от толщины продуктивного пласта и удаленности его от скважины. Перфорацию в скважине осуществляют в нефтегазонасыщенную часть пласта.

Использование предлагаемого способа позволит повысить нефтегазо-конденсатоотдачу пласта и сократить расходы на бурение новых скважин.

#### Заключение

1. Установлено, что зоны наиболее вероятного рапопроявления характеризуются:

- наличием в соленосном разрезе рапоносных пластов, содержащих значительное количество глинистого материала;
- наличием положительных соляных структур с интенсивной внутрисоле-вой дисгармоничной складчатостью;
- повышенными значениями коэффициентов аномальности пластовых и поровых давлений ( $K_a > 1,5$ ), а также потенциалов рапы;
- присутствием в рапоносных пластах включений и прослоев калийно-магниевых солей.

2. Для увеличения срока службы скважин предлагаются следующие мероприятия:

- усиление эксплуатационной колонны в зонах пластичных солей.

- для предотвращения образования коррозии необходимо при цементаже скважин вводить в состав изолирующего материала антикоррозионные вещества, предотвращающие образование коррозии металла.

- регулярно проводить электромагнитные исследования в действующих скважинах для обнаружения напряженных участков и принимать меры для предотвращения деформационных процессов.

3. Для уменьшения растягивающих усилий в интервалах пластических солей перед спуском колонны на трубы между соединительными муфтами дополнительно насаживают съемные муфты, и в цементный раствор добавляют ингибитор коррозии, что также позволяет предотвратить смятие колонн и увеличить срок службы скважины.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Панченко Г.Г. О методике исследования рапопроявляющих объектов //Докл. на Всесоюз. совещ. по рапе. - Ташкент, апрель 1985.
2. Крылов В.И., Лебедев Е.А., Хуршудов В.А. Предупреждение и ликвидация поглощений промывочной жидкости в скважине при повышенных забойных температурах и аномально высоких пластовых давлениях. -М.: ВНИИОЭНГ, 1972. - С. 8-18.
3. Гриценко И.А., Майоров И.К., Гребенников Н.П. Исследование механических свойств каменной соли и бишофита / Бурение глубоких скважин на Приволжской моноклиниали и в Прикаспийской впадине//Труды Волгоград НИПИнефть, вып. 20. Нижне-Волжское книжное изд., 1973. С. 39-43.
4. Л.А.Анисимов (ООО «ВолгоградНИПИморнефть»), Ушивцева (ИТЦООО «Газпромдобыча» Астрахань) Рапоносные линзы в соляных породах Западного Прикаспия: Распространение, строение, состав /Геология и разработка месторождений. М. 2003.
5. В. С. Жуков; Ю. О. Кузьмин; Г. А. Полоудин: «Оценка процессов проседания земной поверхности при разработке газовых месторождений»; Разработка нефтяных и газовых месторождений № 7 2002 г.
6. Р. А. Эминов; А. М. Мутталимов; Н. А. Мегеррамов; В. Г. Ахмедов:
7. «О степени влияния различных факторов на оседания земной поверхности нефтегазоносных месторождений Апшеренского п-ова»; «Ж. «Азербайджанское нефтяное хозяйство» № 8, 1990 г.
8. О. Д. Гусейн-Заде; М. А. Агдамский; И. Р. Нариманов: «Влияние современных движений земной коры на искривление и слом эксплуатационных колонн при разработке нефтегазовых месторождений»; «Азербайджанское нефтяное хозяйство» № 3 2001 г.
9. Ю.А.Кашников; С.В.Гладышев; С.Г.Ашимхин; Г.Б. Проводников: «Геомеханический анализ деформирования и разрушения конструктивных элементов скважин»; ОАО «Сургутнефтегаз» «Бурение скважин» 11.2002 г. г. Москва.