DOI 10.21672/2077-6322-2021-82-3-027-032

ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ РИСКИ ПРИ ВСКРЫТИИ ТРЕЩИНОВАТЫХ, КАВЕРНОЗНЫХ И ВЫСОКОПОРИСТЫХ ПОРОД

***Ушивцева Любовь Франковна*,** кандидат геолого-минералогических наук, доцент, Астраханский государственный университет, Российская Федерация, 414000, г. Астрахань, пл. Шаумяна 1, ushivceval@mail.ru

Геологические условия (наличие высокопористых, трещиноватых и кавернозных горных пород в разрезе) и технологические параметры оказывают значительное влияние на возникновение различных осложнений в процессе строительства скважин. К наиболее часто возникающим осложнениям, которые фиксируются практически во всех нефтегазоносных провинциях, относятся поглощения промывочной жидкости (циркулирующего бурового раствора).

В процессе вскрытия горных пород, слагающих разрез, нарушается их равновесие. Как известно, устойчивость горных пород зависит от их прочностных характеристик, изменения во времени под действием различных факторов: тектонических движений, вторичных процессов (выщелачивания, доломитизации, кальцитизации), вскрытия горными выработками.

Геоэкологические риски возникают при наличии в геологическом разрезе трещиноватых, кавернозных и высокопористых пластов, зон тектонической трещиноватости, разрывных нарушений, траппов (Восточная Сибирь). Эти риски выражаются в поглощениях промывочной жидкости, применяемой при строительстве скважин; обвалах пород, водонефтегазопроявлениях, открытых фонтанах.

Для предотвращения указанных осложнений, необходим правильный подбор рецептуры применяемых промывочных жидкостей, обработка их различными химическими реагентами. Из технологических факторов обусловливающих геологические риски, можно отметить высокую плотность циркулирующего и цементного растворов, скорость их прокачки, реологические свойства, спуско-подъемные операции, нарушения технологического режима и другие.

Ликвидация поглощений ведется путем кольматации интервалов осложнений твёрдыми частицами (кольматантами), специальными инертными наполнителями, тампонажными смесями, снижением плотности раствора, установкой цементных мостов, которые не всегда дают положительный результат.

Ключевые слова: горно-геологические условия, технологические факторы, интенсивность, поглощение, кольматация пластов, гидроразрыв, приемистость, скважина

GEOLOGICAL RISKS WHEN OPENING FRACTURED, CAVERNOUS AND HIGHLY POROUS ROCKS

***Ushivtseva Lyubov F.*,** Candidate of Geological and Mineralogical Sciences, Associate Professor, Astrakhan State University, 1 Shaumyana Sq., Astrakhan, 414000, Russian Federation, ushivceval@mail.ru

Geological conditions (presence of highly porous, fractured and cavernous rocks in the section) and technological parameters have a significant impact on the occurrence of various complications during well construction. The most frequent complications, which are recorded in almost all oil and gas provinces, include absorption of flushing fluid (circulating drilling fluid).

In the process of uncovering the rocks composing the section, their equilibrium is disturbed. As you know, the stability of rocks depends on their strength characteristics, change over time under the influence of various factors: tectonic movements, secondary processes (leaching, dolomitization, calcification), opening of mine workings. Geoecological risks arise in the presence of fractured, cavernous and highly porous formations in the geological section, zones of tectonic fracturing, faults and traps (Eastern Siberia). These risks are expressed in absorption of flushing fluid used during construction of wells; rock falls, water and oil and gas occurrences, open fountains. *Scientific novelty.* In order to prevent these complications it is necessary to correctly select recipe of used flushing fluids, their treatment with different chemical reagents. Among technological factors causing geological risks one may mention high density of circulating and cementing solutions, speed of their pumping, rheological properties, lowering-raising operations, violation of technological mode and others. *Conclusions*. Absorption elimination is carried out by colmatation of complication intervals with solid

particles (colmatants), special inert fillers, plugging mixtures, reduction of solution density, installation of cement bridges, which do not always give positive results.

Key words: environment, technology factor, intensity, mud loss, formation damage, hydraulic fracture, intake rate, circulation fluid, complication, well

Постоянно ужесточающиеся требования более полной и эффективной эксплуатации продуктивных пород, предопределяют состав и свойства промывочной жидкости с тем, чтобы она обеспечивала возможность борьбы с большинством из возможных осложнений и не оказывала негативного воздействия на коллекторские свойства продуктивных горизонтов [1; 10].

Проблема разработки и совершенствования рецептур промывочных жидкостей (растворов) с учетом постоянного изменения геолого-технологических условий в настоящее время является весьма актуальной. Это обусловлено тем, что: пластичные породы, такие как глины, под влиянием фильтрата раствора набухают, теряют устойчивость; смачивание рыхлых пород вызывает их оползание или осыпание в ствол горной выработки, каменная и калийная соли быстро растворяются. В зависимости от конкретных условий разреза свойства промывочных жидкостей для предотвращения осложнений необходимо изменять, вводя в них различные наполнители и обрабатывая химическими реагентами, отдельные из которых являются токсичными и опасными.

Как известно, устойчивость горных пород зависит от их прочностных характеристик, изменения во времени под действием различных факторов: тектонических движений, вторичных процессов (выщелачивания, доломитизации, кальцитизации), вскрытия горными выработками, типом и свойствами промывочной жидкости. Слагающие геологический разрез проницаемые отложения – трещиноватые, закарстованные, кавернозные и пористые породы с повышенной проницаемостью, представляют собой зоны геоэкологических рисков, в частности зоны поглощения. Потенциально опасные поглощающие геологические объекты обычно представлены несвязными, высокопористыми, пористыми песчаниками, алевролитами, карбонатными породами, траппами. При вскрытии таких зон в зависимости от пластового давления и применяемого промывочного агента происходит его потеря в объеме, превышающем показатель естественной убыли для текущих условий проведения работ.

Поглощение промывочной жидкости, сопровождающееся снижением гидростатического давления на стенки скважины, является негативным фактором, борьба с которым порой может занимать значительное количество времени, материальных и денежных средств, повышая тем самым стоимость работ и увеличивая сроки строительства скважины, создавая благоприятные условия для последующих газо-, нефте- и водопроявлений, обвалообразования, осыпей стенок, что нарушает общую целостность ствола выработки [7; 3]. На поглощения промывочной жидкости оказывают воздействие как геологические, так и технологические факторы.

К геологическим факторам относятся фильтрационные свойства пласта, гидропроводность, пластовое давление, минералогический состав пород, структурно-текстурные особенности, тектонические нарушения, гидроразрыв пласта и прочие.

Технологические факторы – свойства и состав циркулирующего раствора, его количество, скорость СПО, скорость восстановления циркуляции, скорость прокачки и проработки, очистка ствола от шлама, остановки в процессе работ и другие.

Наряду с наличием в разрезе высокопористых, трещиноватых пород и зон трещиноватости наиболее частой причиной поглощений является высокая плотность циркулирующего раствора, когда создаваемое столбом этого раствора гидростатическое давление превышает пластовое давление, что вызывает развитие трещин (микрогидроразрыв) и дополнительных путей фильтрации. Поглощение и его интенсивность зависят от свойств поглощающего пласта (его пористости, проницаемости, трещиноватости, кавернозности) [5].

В числе основных параметров, оцениваемых при классификации зон поглощения, выделяются:

- интенсивность процесса (объем поглощенного раствора м^3/час);
- коэффициент интенсивности, рассчитываемый относительно показателя давления;
- коэффициент удельной приёмистости;
- количество проведенных тампонирований и количество затраченных часов на их проведение;
- показатель раскрытия трещин, оцениваемый в миллиметрах.

Существующие на сегодняшний день классификации поглощений (единая пока отсутствует) основываются на опыте проводки скважин на площадях и месторождениях, расположенных в различных регионах. По объемам потери циркулирующего раствора на один метр проходки выделяется пять основных групп поглощений [4]:

- умеренное поглощение характеризуется небольшим показателем удельных потерь от подаваемого насосом объема (менее 5 %) или менее 0,1 м^3/ч. Для борьбы с таким видом поглощения обычно производится замена воды на глинистый раствор, а также закачиванием жидкости до восстановления нормальной циркуляции.
- частичное поглощение характеризуется более внушительными объемами потерь (от 5 до 30 % от подачи насоса) или 0,1–0,2 м^3/ч и устраняется путем воздействия на свойства бурового раствора (снижение плотности, повышение водоотдачи и динамической вязкости), уменьшение скорости спуска инструмента в скважину, а также применением пен, аэрированных или отверждаемых растворов и другие.
- среднее поглощение раствора (от 30 до 60 %) или 0,2–0,3 м^3/ч связано с необходимостью использования специализированных структурированных растворов (с повышенными структурными свойствами), применением сжатого воздуха, пен, эжекторных или эрлифтерных снарядов.
- полное поглощение циркулирующего раствора (от 60 до 100 %) или 0,3–0,4 м^3/ч можно остановить путем использования растворов с наполнителями, а также паст и быстросхватывающихся смесей.
- катастрофическое поглощение > 100 % > 0,4 м^3/ч является наиболее критичным случаем, когда при максимальном уровне подачи раствор не выходит на поверхность, что создает риск открытого флюидопроявления (фонтана).

Согласно исследованиям [3] по интенсивности поглощения можно разделить на следующие типы (табл. 1).

Таблица 1

Классификация поглощений по интенсивности

Тип поглощения	*Интенсивность, м^3/час*
просачивание	менее 1,6
частичное	1,6–16,0
интенсивное	более 16,0
полное и катастрофическое	полное отсутствие раствора на устье

Строительство скважин на Астраханском своде осуществляется в сложных геологических условиях, для которых характерно наличие по разрезу интервалов, априорно относящихся к осложнённым. Это, в частности, перемежающиеся пласты с гидростатическим и аномально высоким пластовыми давлениями, наличие мощной толщи соленосных пород (300–3800 метров) с вмещающими рапонасыщенными пластами с АВПД, трещиноватых карбонатных и высокопористых пород в надсолевой части разреза, нефтегазонасыщенных карбонатных трещиноватых коллекторов филипповского горизонта и башкирской продуктивной толщи с высоким содержанием агрессивных кислых компонентов – сероводорода H2S (до 30 %) и углекислого газа (до 20 %) с АВПД (до 62 МПа) при повышенной пластовой температуре (до 110 °С).

Анализ данных по осложнениям на Астраханском своде показал: при вскрытии пород надсолевого, соленосного и подсолевого комплексов имеют место практически все перечисленные выше типы поглощений – от просачивания до катастрофических (от первых единиц до тысяч м^3). По мере разработки месторождений и истощения пластовой энергии количество поглощений увеличивается [2; 9].

Установлено, что поглощения циркулирующего раствора при вскрытии разреза на Астраханском своде могут возникать при различных технологических операциях и геологических условиях (при бурении, при спуске обсадных колонн, при ликвидации рапо- и газопроявлений, вскрытии зон трещиноватости и разуплотнения) и распределены следующим образом (табл. 2).

Таблица 2

Распределение поглощений при различных технологических операциях

Условия возникновения поглощения	**Количество скважин с поглощениями, шт.**	**Факторы поглощений**
При вскрытии надсолевой толщи разреза	55	*Геологические*: наличие высокопористых песчаников юры, мела, трещиноватых известняков триаса
При вскрытии межсолевых пластов	20	*Геологические*: наличие трещиноватых сульфатно-терригенных, терригенно-карбонатных пород; *Технологические:* высокая плотность циркулирующего раствора
При ликвидации рапо- и газопроявлений	12	*Технологические*: высокая плотность циркулирующего раствора применяемая для ликвидации рапо- и газопроявлений, микрогидроразрыв пластов
При вскрытии подсолевых (филипповских, сакмарско-артинских и башкирских) отложений	36	*Геологические*: наличие кавернозно-трещинных коллекторов, зон разуплотнения (зон трещиноватости, коры выветривания); Технологические: высокая плотность циркулирующего раствора, превышение забойного давления над пластовым
При подготовке к спуску, спуске ОК и промывке после спуска	27	*Технологические*: высокая скорость спуска, повышенная плотность цементного и циркулирующего раствора, микрогидроразрыв

Отмечается различная интенсивность поглощений циркулирующего раствора по разрезу: при вскрытии надсолевой части осадочного чехла Астраханского свода она составляет от 1 до 3–8 м^3/час, в кунгурской соленосной толще от 0,03 до 22 м^3/час, в филипповских и сакмарско-артинских отложениях от 0,27–1,0 до 240 м^3/час, в продуктивной башкирской толще от 1,0 до 36 м^3/час до полного и катастрофического.

Геологическим фактором поглощений от частичных до полных в надсолевой толще являются высокопористые песчаники и трещиноватые известняки мел-юрско-триасового комплекса; в соленосной толще поглощающими пластами служат трещиноватые гипсо-ангидритовые породы кепрока, межсолевые трещиноватые сульфатно-терригенно-карбонатные разности. Из технологических факторов влияние на поглощение оказывают- повышенная плотность циркулирующего раствора, применяемого при вскрытии разреза и ликвидации флюидопроявлений, и повышенная плотность цементного раствора при спуске обсадных колонн, вызывающие микрогидроразрыв пластов. [9].

Полные и катастрофические поглощения фиксируются при вскрытии зон трещиноватости и коры выветривания – на границе филипповский горизонт-сакмарско-

артинские, сакмарско-артинские – башкирские отложения, и продуктивные башкирские отложения, представленные низкопроницаемыми известняками с выраженной трещиноватостью и кавернозностью. Объемы поглощений циркулирующего раствора в таких зонах по данным станции ГТИ составляют от первых десятков метров кубических до тысяч м^3(скв. №№ 202, 203).

По современным представлениям полное (катастрофическое) поглощение циркулирующего раствора возникает при разбуривании пластов, представленных преимущественно карбонатными породами, обладающих повышенной кавернозностью и трещиноватостью, образующих разветвлённую сеть наклонных и вертикальных трещин большого простирания и раскрытости.

Для ликвидации осложнения наиболее часто применяемыми методами является кольматация интервалов поглощений твёрдыми частицами, специальными инертными наполнителями, тампонажными смесями, снижение плотности раствора, установка цементных мостов [5; 6].

Сложность решения проблемы борьбы с поглощениями определяется многообразием взаимосвязей геологических условий и технологических факторов, действующих в процессе проводки скважин, наличием в разрезе зон трещиноватости, разнонапорных флюидонасыщенных пластов, пластичных и текучих солей и глин, трещиноватых и кавернозных пород.

Следовательно, прогноз и разработка мероприятий по предупреждению возможных осложнений в процессе освоения и добычи полезных ископаемых, успешность их проведения невозможна без точного знания геологического строения разреза конкретного региона или площади.

Список литературы

1. Виниченко, В. М. Предупреждение и ликвидация осложнений и аварий при бурении разведочных скважин / В. М. Виниченко, А. Е. Гончаров, Н. Н. Максименко. – М. : Недра, 1991. – 169 с.
2. Горонович, С. Н. Ликвидация катастрофического поглощения в горизонтальном участке ствола скважины при вскрытии продуктивных отложений большой толщины / С. Н. Горонович [и др.] // Бурение и нефть. – 2009. – № 7–8. – С. 40–43.
3. Каменских, С. В. Осложнения и аварии при строительстве нефтяных и газовых скважин : учеб. пособие для студентов высших учебных заведений, обучающихся по направлению подготовки магистратуры «Нефтегазовое дело» / С. В. Каменских [и др.]. – Ухта : УГТУ, 2014. – 231 с.
4. Кудряшов, Б. Б. Бурение скважин в осложненных условиях / Б. Б. Кудряшов, А. М. Яковлев. – М. : Недра, 1987. – 269 с.
5. Крылов, В. И. Изоляция поглощающих пластов в глубоких скважинах / В. И. Крылов. – М. : Недра, 1980. – 304 с.
6. Наумов, Ю. А. Борьба с поглощениями бурового раствора при разбуривании карбонатного коллектора на Арчинском месторождении / Ю. А. Наумов, Н. В. Абалтусов, В. Н. Демин // Инженерная практика. – 2015. – № 8. – С. 42–44.
7. ПБ 08-624-03 Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. – М. : ПИО ОБТ, 2003. – 299 с.
8. Сидоров, Н. А. Предупреждение и ликвидация поглощений бурового раствора при бурении нефтяных и газовых скважин : обзор. информ. / Н. А. Сидоров [и др.]. – М., 1983. – 33 с.
9. Хайловский, В. Н. Зоны повышенной трещиноватости и флюидопроницаемости как фактор осложнений при строительстве скважин АГКМ / В. Н. Хайловский, Л. Ф. Ушивцева, Т. С. Родионовская // Междунар. науч.-исследовательский журнал. – Екатеринбург, 2016. – № 7 (49), ч. 4. – С. 142–146.
10. Харитонов, А. Б. Поглощения бурового раствора / А. Б.Харитонов, Че Роман, И. Ганеев, С. Куликов // Электронный ресурс ROGTEC. – Режим доступа: www.rogtecmagazine.com.

References

1. Vinichenko, V. M., Goncharov, A. E., Maksimenko, N. N. *Preduprezhdenie i likvidaciya oslozhnenij i avarij pri burenii razvedochnyh skvazhin* [Prevention and response to drilling troubles and emergencies in exploration wells]. Moscow, Nedra, 1991, 169 p.

2. Goronovitch S. N. et al. *Likvidaciya katastroficheskogo pogloshcheniya v gorizontal'nom ucha-stke stvola skvazhiny pri vskrytii produktivnyh otlozhenij bol'shoj tolshchiny* [Extreme lost circulation control in a well horizontal section during drilling thick productive sediments]. *Burenie i doby`cha nefti* [Drilling and oil]. 2009, no. 7–8, pp. 40–43.

3. Kamenskikh, S. V. *Oslozhneniya i avarii pri stroitel'stve neftyanyh i gazovyh skva-zhin, ucheb. posobie dlya studentov vysshih uchebnyh zavedenij, obuchayushchihsya po na-pravleniyu podgotovki magistratury «Neftegazovoe delo»* [Drilling problems and accidents during oil and gas wells construction: manual for post-secondary students majoring in Master's program 'Pteroleum engineering']. Ukhta, the State technical University of Ukhta, 2014, p. 321.

4. Kudryashov, B. B., Yakovlev, A. M. *Burenie skvazhin v oslozhnennyh usloviyah* [Drilling of wells in problem areas]. Moscow, Nedra, 1987, p. 269.

5. Krylov, V. I. *Izolyaciya pogloshchayushchih plastov v glubokih skvazhinah* [Lost circulation zone plugging in deep wells]. Moscow, Nedra, 1980, p. 304.

6. Naumov, Yu. A., Abaltusov, N. V., Demin, V. N. *Bor'ba s pogloshcheniyami burovogo rastvora pri razburivanii karbonatnogo kollektora na Archinskom mestorozhdenii* [Struggle with the absorption of drilling mud during drilling of the carbonate reservoir at the Archinsky field]. *Inzhe-nernaya praktika [*Engineering practice]. 2015, no. 8, pp. 42–44.

7. PB 08-624-03 *Pravila bezopasnosti v neftyanoj i gazovoj promyshlennosti* [Safety rules in the oil and gas industry]. Moscow, PIO OBT, 2003, 299 p.

8. Sidirov, N. A. et al. *Preduprezhdenie i likvidaciya pogloshchenij burovogo rastvora pri bu-renii neftyanyh i gazovyh skvazhin, obzor. inform* [Mud loss prevention and control during drilling of oil and gas wells, survey information]. Moscow, 1983. p. 33.

9. Haylovsky,V. N., Ushivtseva, L. F., Rodionovskaya, T. S. *Zony povyshennoj treshchinova-tosti i flyuidopronicaemosti kak faktor oslozhnenij pri stroitel'stve skvazhin AGKM* [Zones of in-creased fracturing and fluid permeability as a factor of complications in the construction of wells AGKM]. *Mezhdunarodny`j nauchno-issledovatel`skij zhurnal* [International Scientific Research Jour-nal]. Ekaterinburg, Marina Sokolovskaya Publishing House, 2016, no. 7–4 (49), pp. 142–145.

10. Kharitonov, A. B., Roman, Che, Ganeev, I., Kulikov, S. *Pogloshcheniya burovogo rastvora* [Drilling mud absorption]. ROGTEC. On-line mode. Available at: www.rogtecmagazine.com.