

УДК 622.24:622.276

ОПЫТ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ГЕОМЕХАНИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ НА СКВАЖИНАХ ТИШКОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТИ

А. М. ЖУКОВСКИЙ¹, Р. Е. ГУТМАН¹, В. Д. ПОРОШИН²

¹Белорусский научно-исследовательский и проектный институт нефти
РУП «Производственное объединение «Белоруснефть», г. Гомель

²Учреждение образования «Гомельский государственный технический
университет имени П. О. Сухого», Республика Беларусь

Аннотация. Разработана геомеханическая модель Тишковского месторождения по опорным скважинам с выделением безопасных окон бурения в интервале подсолевых терригенных отложений. Рассчитаны профили упругих свойств и напряжений стадий гидроразрыва пласта. Установлено, что бурение горизонтальной части ствола скважины 71g Тишковского месторождения с учетом рисков вскрытия нижележащих отложений, склонных к осыпанию, необходимо производить на растворе на углеводородной основе с плотностью 1400 кг/м³, с осуществлением контроля по динамической плотности, не превышающей 1600 кг/м³. При осыпании стенок ствола скважины необходимо предусмотреть вариант утяжеления бурового раствора до 1500 кг/м³. Службам по проводке скважин рекомендуется уделить повышенное внимание контролю положения подошвы старооскольских отложений (D2st) и недопущению вскрытия наровских отложений (D2nr).

Ключевые слова: горизонтальная скважина, гидравлический разрыв пласта, геомеханическое моделирование, проводка скважины, безопасное окно бурения, градиент обрушения стенки скважины, упругие свойства пород.

Для цитирования. Жуковский, А. М. Опыт использования геомеханического моделирования на скважинах Тишковского месторождения нефти / А. М. Жуковский, Р. Е. Гутман, В. Д. Порошин // Нефтегазовый инжиниринг. – 2024. – № 1 (1). – С. 17–26.

EXPERIENCE IN USING GEOMECHANICAL WELL SIMULATIONS TISHKOVSKOGO OIL FIELD

A. M. ZHUKOVSKY¹, R. E. GUTMAN¹, V. D. POROSHIN²

¹The Belarusian Scientific Research and Design Institute of Oil
RUE «Production Association «Belorusneft», Gomel

²Sukhoi State Technical University of Gomel, the Republic of Belarus

Annotation. A geomechanical model of the Tishkovskoye field has been developed based on reference wells, identifying safe drilling windows in the interval of sub-salt terrigenous deposits. The profiles of elastic properties and stresses of the hydraulic fracturing stages were calculated. It has been established that drilling the horizontal part of the wellbore 71g of the Tishkovskoye field, taking into account the risks of opening up underlying sediments prone to crumbling, must be carried out using a hydrocarbon-based solution with a density of 1400 kg/m³, with control over dynamic density not exceeding 1600 kg/m³. If the walls of the wellbore collapse, consider the option of weighting the drilling fluid up to 1500 kg/m³. Well drilling services are recommended to pay increased attention to monitoring the position of the base of the Sary Oskol deposits (D2st) and preventing the opening of the Nara deposits (D2nr).

Keywords: horizontal well, hydraulic fracturing, geomechanical modeling, well placement, safe drilling window, well wall collapse gradient, elastic properties of rocks.

For citation. Zhukovsky A. M., Gutman R. E., Poroshin V. D. E Experience in using geomechanical well simulations Tishkovskogo oil field. *Oil and gas engineering*, 2024, no. 1 (1), pp. 17–26 (in Russian).

Введение. Тишковское месторождение нефти расположено в Речицком районе Гомельской области Республики Беларусь. Впервые приток нефти на Тишковском месторождении получен в 1966 г. из задонских отложений в разведочной скважине 2. В настоящее время месторождение находится на IV стадии разработки, промышленная нефтеносность Тишковского месторождения нефти связана с отложениями петриковского, елецко-задонского, семилукского горизонтов западного блока; воронежского, семилукского, саргаевского, ланского горизонтов центрального блока; воронежского, семилукского, саргаевского, старооскольского горизонтов восточного блока и вильчанской серии венского комплекса.

Горизонтальное бурение начало широко применяться в РУП «Производственное объединение «Белоруснефть». Этот дорогостоящий и сложный процесс требует комплексного подхода на стадиях проектирования и строительства скважин [1, 2]. При выборе режима бурения, определении оптимальной траектории, конструкции, направления бурения скважин и других параметров, необходимых для обеспечения целостности ствола скважин и снижения риска осложнений, важную роль играет геомеханическое моделирование [3, 4].

Цель работы. Снизить риски в процессе бурения скважины за счет оптимизации выбора плотности бурового раствора на основе опыта использования геомеханического моделирования при строительстве и освоении скважин на Тишковском месторождении нефти.

Материалы и методика проведения исследований. Численное моделирование физических процессов, результаты бурения соседних скважин.

Описание работы. С целью выработки остаточных извлекаемых запасов старооскольского горизонта восточного блока была заложена скважина 70g (рис. 1). Точка входа горизонтальной скважины 70g в отложения старооскольского возраста запланирована в зоне распространения запасов категории C1, а забой запланирован в зоне распространения запасов категории C2 (для установления нефтенасыщенных коллекторов глубже текущей границы подсчета).

Для получения безопасного окна бурения по скважине 70g под эксплуатационную колонну-хвостовик Ø 114 мм в подсолевых терригенных отложениях выполнено геомеханическое моделирование. В работах [5, 6] показан опыт построения и применения 1D геомеханических моделей для целей определения оптимальной траектории скважины, её заканчивания и выбора плотности бурового раствора. Весь процесс построения геомеханической модели можно разложить на следующие этапы:

- сбор и анализ исходных данных;
- расчет механических свойств;
- расчет горного напряжения;
- расчет порового давления;
- определение направления горизонтальных напряжений;
- расчет главных горизонтальных напряжений;
- оценка безопасного окна бурения.

При построении геомеханической модели в качестве опорных были приняты скважины 155 и 9129 Тишковского месторождения. Для построения модели механических свойств использовались общепринятые зависимости, а также корреляционные зависимости, полученные по результатам керновых испытаний в аналогичных отложениях соседних месторождений. Калибровка главных напряжений выполнялась на значения давления смыкания, полученные при проведении гидравлического разрыва пласта (ГРП) по опорным скважинам.

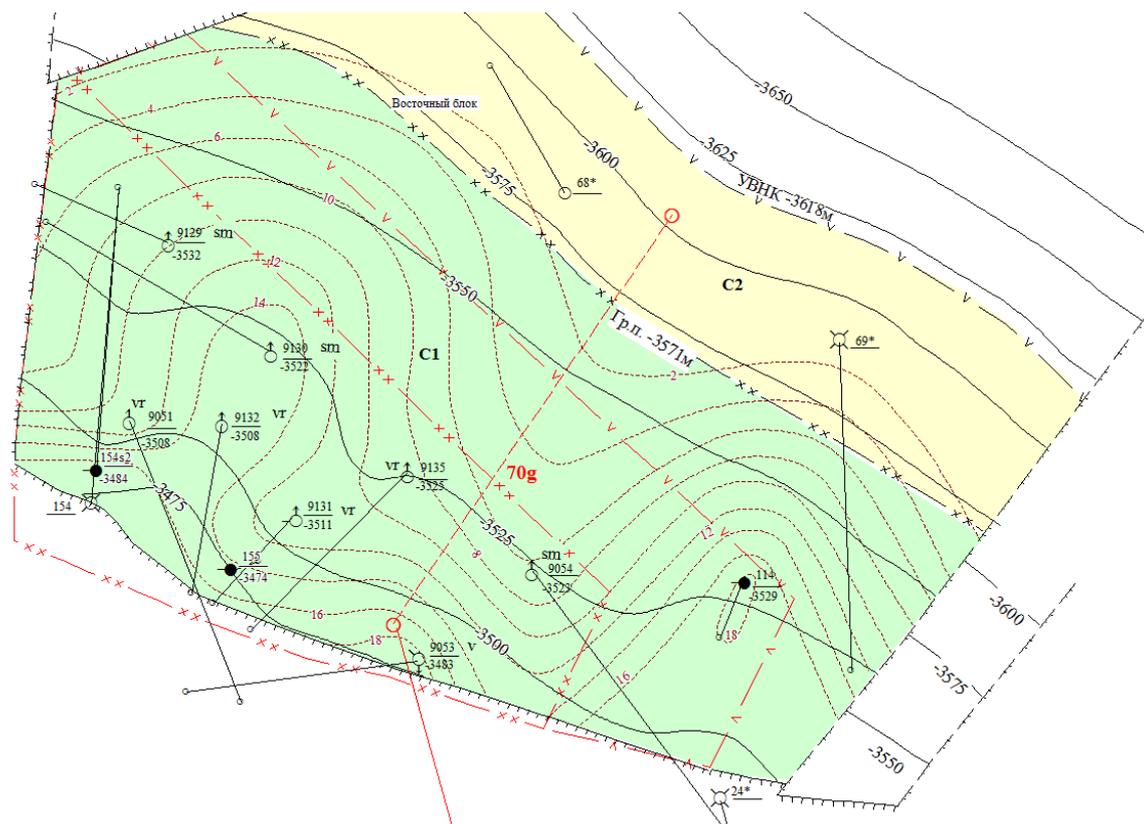


Рис. 1. Выкопировка структурной карты кровли коллектора нижнего резервуара старооскольского горизонта восточного блока Тишковского месторождения

Fig. 1. Выкопировка структурной карты кровли коллектора нижнего резервуара старооскольского горизонта восточного блока Тишковского месторождения

В пределах Припятского прогиба региональное направление максимального горизонтального напряжения принято 135 градусов по магнитному азимуту. Проектный профиль скважины 70g направлен вдоль минимального бокового напряжения (азимут бурения – 65 градусов), что в тектонических условиях Припятского прогиба является наиболее оптимальным направлением бурения с точки зрения обвалообразования. Другими словами, градиенты обвалообразования при бурении вдоль минимального напряжения ниже, чем при бурении вдоль максимального напряжения [6].

По результатам геомеханического моделирования максимальное значение градиента обрушения наблюдается в кровле старооскольского горизонта – $1,43 \text{ г/см}^3$, далее по стволу скважины градиент обрушения не превышает $1,4 \text{ г/см}^3$ (около $1,35 \text{ г/см}^3$). На основании расчетов для бурения подсолевых терригенных отложений была рекомендована статическая плотность бурового раствора $1,33 \text{ г/см}^3$. На рис. 2 приведены результаты моделирования опорных скважин и безопасное окно бурения для скважины 70g в интервале подсолевых терригенных отложений.

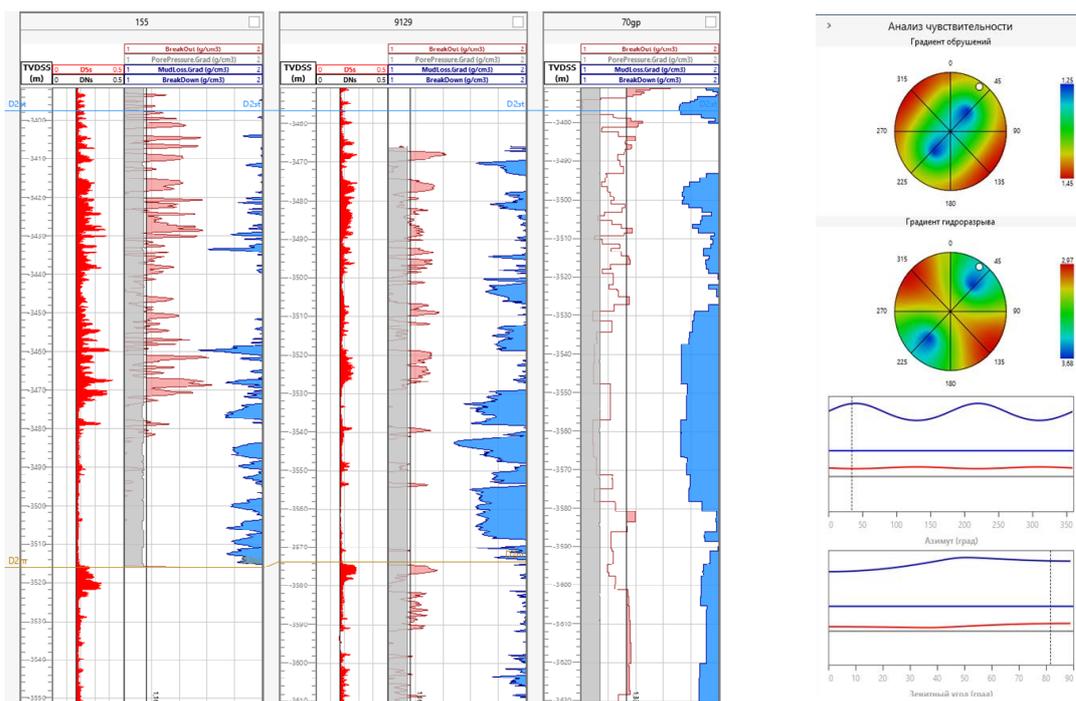


Рис. 2. Безопасное окно бурения опорных скважин и проектной скважины 70g Тишковского нефтяного месторождения

Fig. 2. Drilling safety window of the reference wells and project well 70g of the Tishkovskoye oilfield

В связи с геологическими причинами скважина 70g на глубине 4532 м вскрыла отложения наровского горизонта, представленные преимущественно глинистыми породами с высоким градиентом обвалообразования. Вскрытие данных отложений не было запланировано проектом, следовательно, такой вариант не рассматривался при расчете устойчивости ствола скважины. Таким образом, несоответствие плотности бурового раствора фактическому разрезу привело к осложнению в виде обвалообразования. На ликвидацию осложнений, вызванных осыпанием ствола скважины при бурении и цементировании колонны \varnothing 114 мм, было затрачено 16 суток. С учетом низкой проницаемости пород-коллекторов нижнего старооскольского резервуара освоение скважины 70g запланировано 7-стадийным ГРП.

Для каждой стадии были рассчитаны профили упругих свойств и напряжений. Рассчитанные модули упругих свойств и напряжений отличаются от ранее принятых для построения дизайна ГРП на Тишковском месторождении нефти. Большая протяженность горизонтального участка скважины обуславливает различие профилей как упругих свойств, так и напряжений по разрезу. Особенности соляно-купольной тектоники, а именно большие изменения мощности соленосных отложений, значительно влияют на величину горного давления. Это же, в свою очередь, отражается на величинах боковых напряжений. Как известно, соли имеют меньшую плотность по сравнению с терригенными и карбонатными породами. Таким образом, чем больше мощность соли в рассматриваемом разрезе, тем меньшее давление она оказывает на нижележащие породы. Зоны, где мощность вышележащих соленосных толщ меньше, будут характеризоваться большим горным давлением и, как следствие, большими боковыми напряжениями.

Профили статических упругих модулей и боковых напряжений были использованы для определения показателей развития трещины при проведении гидроразрыва пласта. Моделирование осуществлялось в симуляторе FRACPRO. На рис. 3 показан полученный профиль трещины для первой стадии.

Целевой коллектор представлен песчаниками, сильно расчлененными глинистыми толщами. Ввиду сильной расчлененности продуктивной зоны профиль ширины трещины с высокой вероятностью будет иметь сужения в местах глинистых перемычек (рис. 3), что способствует образованию пропантных «бриджей» в зонах сужения и, при осложнении ситуации, может привести к получению давления СТОП.

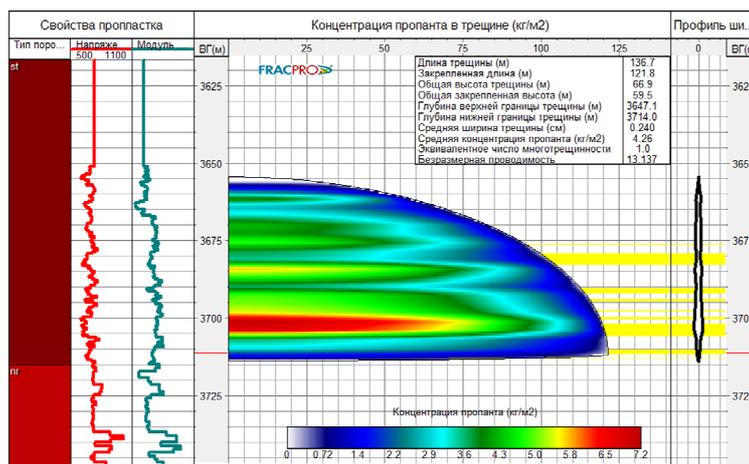


Рис. 3. Профиль трещины с ГИС и пропластками для первой стадии

Fig. 3. Fracture profile with GIS and interlayers for the first stage

Многостадийный гидравлический разрыв пласта был выполнен согласно плановым показателям, давления СТОП не получено. На рис. 4 приведен регрессионный анализ (замещения)/G-Function DF по первой стадии МГРП на скважине 70g Тишковская.

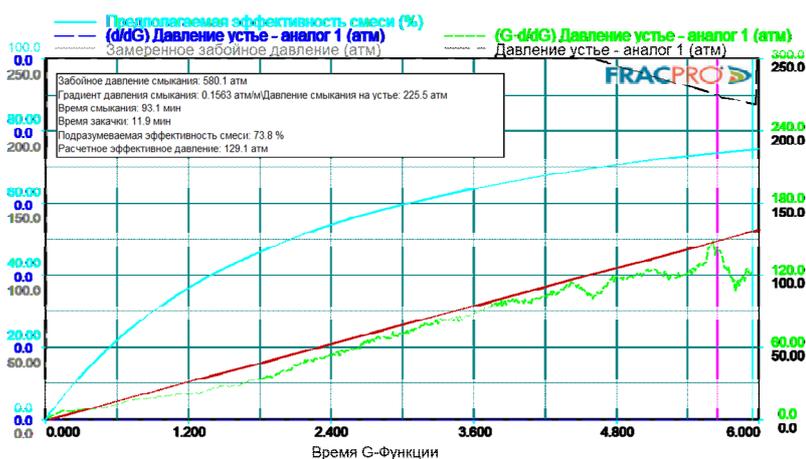


Рис. 4. Регрессионный анализ (замещения) / G-Function DF по первой стадии МГРП на скважине 70g Тишковская

Fig. 4. Regression Analysis at the test stage / G-Function DF on the first stage of multi frac at the 70g Tishkovskaya well

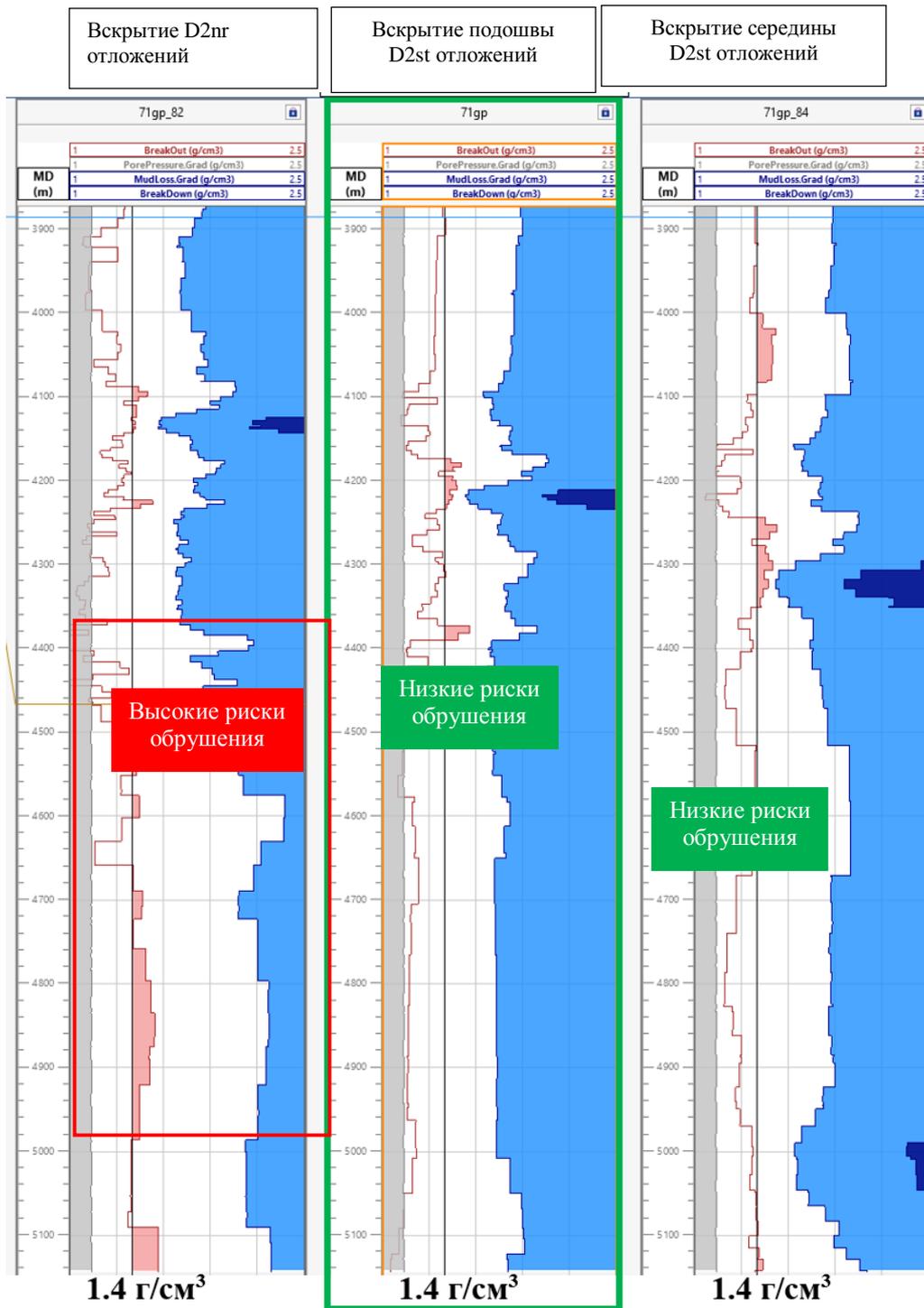


Рис. 6. Модель устойчивости ствола с учетом рисков вскрытия D2nr отложений проектным профилем проектной скважины 71gp Тишковского месторождения нефти

Fig. 6. Model of wellbore stability taking into account risks of D2nr sediments penetration by the design profile of the 71gp design well of the Tishkovskoye oil field

По результатам анализа рисков было установлено, что в случае вскрытия D2nr отложений стволом скважины 71g будут наблюдаться высокие риски обрушения ствола, вызванные неустойчивостью пород и ее низкими прочностными параметрами, в результате чего бурение на проектной плотности, равной $1,4 \text{ г/см}^3$, не позволит

компенсировать дисбаланс напряжений на стенке скважины, что приведет к чрезмерному осыпанию и вывалообразованию. Для предотвращения этого потребуется увеличение статической плотности бурового раствора до 1,55–1,6 г/см³.

Скважина вскрывает целевой горизонт из соленосных отложений через разлом (рис. 5, точка В). Нередки случаи возникновения поглощений при бурении через разломы, вызванные их реактивацией за счет использования чрезмерно высоких плотностей бурового раствора. Механизм образования поглощений в разломах отличается от механизма поглощений при раскрытии естественных трещин разрыва [9]. Для оценки рисков реактивации оцениваются нормальные и касательные напряжения, возникающие на плоскости разлома, которые, в свою очередь, могут приводить к микросмещениям, в результате чего образуются полости, куда начинает поступать буровой раствор из скважины. Поглощения, вызванные реактивацией разломов, имеют большую опасность, так как снижение плотности бурового раствора ниже величин реактивации не приведет к прекращению поглощений, в отличие от разрывных естественных трещин, и будет продолжаться до тех пор, пока не будет заполнен весь объем новообразовавшихся в результате смещения полостей. На рис. 7 представлен расчет стабильности этого разлома, в результате которого с учётом неопределенности исходных данных по напряженному состоянию пласта было получено значение градиента утечки в разлом при динамической плотности бурового раствора в 1700 кг/м³.

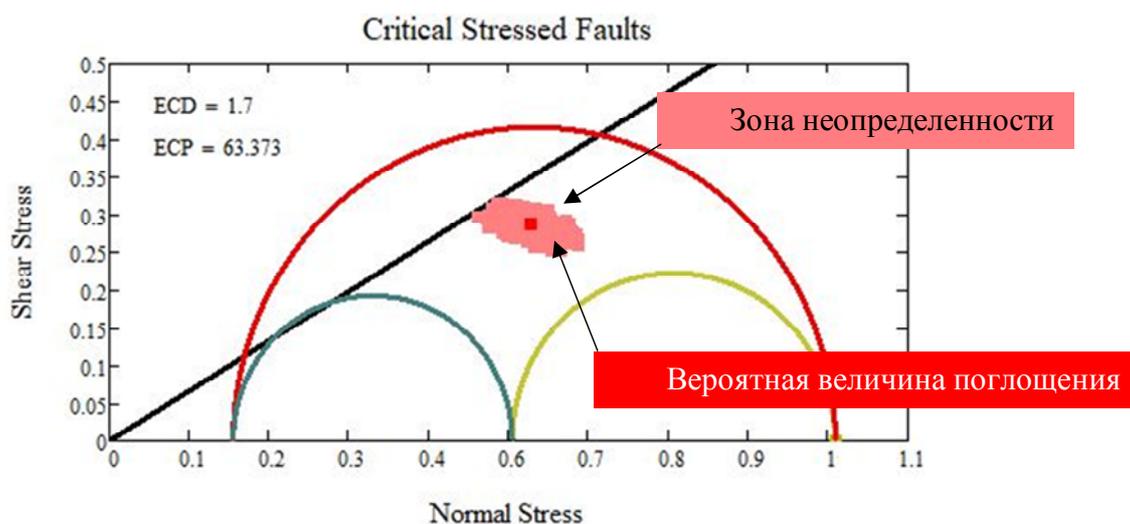


Рис. 7. Расчет стабильности разлома

Fig. 7. Fault reactivation analysis

На основе полученных результатов бурение горизонтальной части ствола скважины 71gr Тишковского месторождения нефти с учетом рисков вскрытия нижележащих отложений, склонных к осыпанию, рекомендовано производить на растворе на углеводородной основе с плотностью 1400 кг/м³, с осуществлением контроля по динамической плотности, не превышающей 1600 кг/м³. При осыпании стенок ствола скважины необходимо предусмотреть вариант утяжеления бурового раствора до 1500 кг/м³. В случае вскрытия Наровских отложений, увеличения объемов шламообразования и появления возможных затяжек при бурении для минимизации рисков осложнений, связанных с обрушениями, следует проводить мероприятия по интенсификации выноса шлама из скважины:

- прокачка вязких пачек;
- вращение бурильной колонны с максимально допустимой частотой вращения винтового забойного двигателя.

Также рекомендуется выполнять дополнительные мероприятия по предотвращению утечки и дифференциального прихвата при бурении вышеуказанных интервалов:

- регулярно вести контроль режимов бурения (давление, производительность насосов, момент на роторе);
- поддерживать проектные фильтрационные кольматирующие, смазывающие свойства бурового раствора;
- не допускать увеличения эквивалентной циркуляционной плотности свыше 1600 кг/м^3 ;
- соблюдать компоновку низа бурильной колонны в соответствии с проектно-сметной документацией.

Заключение. В результате выполненной работы был определен безопасный диапазон плотности бурового раствора («безопасное окно бурения»), изложены рекомендации по оптимизации технологических параметров бурения скважины 71g Тишковского месторождения нефти. Службам по проводке скважин рекомендуется уделить особое внимание контролю положения подошвы старооскольских отложений (D2st) и недопущению вскрытия наровских отложений (D2nr), так как это потребует увеличения плотности бурового раствора для стабилизации ствола скважины, что, в свою очередь, повысит риски возникновения поглощений, вызванных реактивацией разлома.

Литература

1. Развитие комплексного геомеханического моделирования в ПАО «Газпром нефть» / А. А. Вашкевич [и др.] // Нефтяное хоз-во. – 2016. – № 12. – С. 16–19.
2. Опыт применения геомеханического моделирования на этапе проектирования скважин / И. Н. Ляпин [и др.] // Нефть. Газ. Новации. – 2019. – № 10. – С. 17–20.
3. Coupled geomechanics and flow simulation for an embedded discrete fracture model / A. Moinfar [et al.] // SPE Reservoir Simulation Conference. – SPE, 2013. – SPE-163666-MS.
4. Павлюков, Н. А. Оценка влияния геомеханических эффектов на разработку месторождений в различных условиях / Н. А. Павлюков, М. Д. Субботин, В. А. Павлов // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. – 2024. – Т. 9, № 1. – С. 40–47.
5. Dean, R. H. Hydraulic-fracture predictions with a fully coupled geomechanical reservoir simulator / R. H. Dean, J. H. Schmidt // Spe Journal. – 2009. – Т. 14, № 04. – P. 707–714.
6. Haddad, M. Development and validation of an explicitly coupled geomechanics module for a compositional reservoir simulator / M. Haddad, K. Sepehrnoori // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2017. – Т. 149. – С. 281–291.

Referens

1. Vashkevich A. A., Zhukov V. V., Ovcharenko Yu. V., Bochkov A. S., Lukin S. V. Development of integrated geomechanical modeling at PJSC Gazprom Neft. *Neftyanoe khozyaistvo*, 2016, no. 12, pp. 16–19 (in Russian).
2. Lyapin I. N., Korolev D. O., Korovin I. Yu., Kornev A. Yu., Koval M. E., Popov A. A. Experience in the application of geomechanical modeling at the stage of well design. *Neft'. Gaz. Novatsii*, 2019, no. 10, pp. 17–20 (in Russian).
3. Moinfar A., Sepehrnoori K., Johns R. T., Varavei A. Coupled geomechanics and flow

- simulation for an embedded discrete fracture model. *Reservoir Simulation Conference*. SPE, 2013. SPE-163666-MS.
4. Pavlyukov N. A., Subbotin M. D., Pavlov V. A. Assessment of geomechanical effects on field development in different conditions. *PRONEFT'. Professional'no o nefti = PRoneft. Professionally about Oil*, 2024, vol. 9, no. 1, pp. 40–49 (in Russian).
 5. Dean R. H., Schmidt J. H. Hydraulic-fracture predictions with a fully coupled geomechanical reservoir simulator. *Spe Journal*, 2009, vol. 14, no. 04, pp. 707–714.
 6. Haddad M., Sepehrnoori K. Development and validation of an explicitly coupled geomechanics module for a compositional reservoir simulator. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2017, vol. 149, pp. 281–291.

Информация об авторах

Жуковский Андрей Михайлович – инженер службы геомеханического моделирования. БелНИПИнефть. Белорусский научно-исследовательский и проектный институт нефти РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» (ул. Книжная, 15Б, 246003, Гомель, Республика Беларусь). E-mail: a.zhukovskij@beloil.by

Гутман Роман Евгеньевич – начальник службы геомеханического моделирования. Белорусский научно-исследовательский и проектный институт нефти РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» (ул. Книжная, 15Б, 246003, Гомель, Республика Беларусь). E-mail: r.gutman@beloil.by

Порошин Валерий Дмитриевич – доктор геолого-минералогических наук, профессор кафедры «Нефтегазозаработка и гидро-пневмоавтоматика». Учреждение образования «Гомельский государственный технический университет имени П. О. Сухого» (пр-т Октября, 48, 246029, Гомель, Республика Беларусь). E-mail: poroshin-52@mail.ru

Information about the authors

Zhukovski Andrey Mikhailovich – engineer of the geomechanical modeling department. Belarusian Research and Design Institute of Oil RUE “Production Association “Belorusneft” (15B, Knizhnaya Str., 246003, Gomel, Republic of Belarus). E-mail: A.Zhukovskij@beloil.by

Gutman Roman Evgenievich – Head of the geomechanical modeling department BelNIPIneft. Belarusian Research and Design Institute of Oil RUE “Production Association “Belorusneft” (15B, Knizhnaya Str., 246003, Gomel, Republic of Belarus). E-mail: r.gutman@beloil.by

Poroshin Valeriy Dmitrievich – DSc, Professor of the Department of Oil and Gas Exploration and Hydropneumoautomatics of the Sukhoi State Technical University of Gomel (48, October Ave., 246029, Gomel, Republic of Belarus). E-mail: poroshin52@mail.ru

Поступила в редакцию 24.01.2024