



Торопетский К.В. – ведущий эксперт «НовосибирскНИПИнефть»
 Каюров Н.К. – начальник отдела бурения ООО «НовосибирскНИПИнефть»
 Ульянов В.Н. – к.т.н., технический директор «НовосибирскНИПИнефть», Борисов Г.А. – к.ф.-м.н.,
 генеральный директор «НовосибирскНИПИнефть»

K. Toropetskiy - Leading Expert, NovosibirskNIPneft
 N. Kaurov - Drilling Manager, NovosibirskNIPneft
 V. Ulianov - Doctor of Science, Technical Director, NovosibirskNIPneft; G. Borisov Doctor of Physics
 and Mathematics, Director General, NovosibirskNIPneft

Геомеханическое сопровождение бурения горизонтальной скважины в Восточной Сибири

Modeling Support for Horizontal Drilling in Eastern Siberia

Введение

Выбор оптимальных режимов бурения, наряду с развитием технологий буровой техники, позволяет существенно сократить время и затраты на бурение и освоение скважины. Одним из основных этапов является оценка устойчивости ствола скважины с целью снижения рисков, таких как обвал стенок, проявления, поглощения и гидроразрыв с потерей циркуляции ПЖ [1 - 6], которые будут рассмотрены в данной работе. В обсаженной скважине актуальной становится задача пескопроявлений, сопряженная с задачей устойчивости прискважинной зоны [7 - 9]. Поведение ствола скважины в момент разрушения может происходить по нескольким сценариям (модам разрушения).

В данной работе рассмотрены методические аспекты геомеханического сопровождения бурения скважины, включая построение предбуровых моделей механических свойств, напряжений и поровых давлений, а также устойчивости ствола скважины, и их пошаговое обновление по данным комплекса ГТИ и LWD в процессе бурения.

Introduction

Optimal drilling modes, in line with new drilling technologies, will significantly reduce the time and costs for well construction and development. One of the main stages is to evaluate the wellbore stability with the aim of mitigating risks, such as well caving, lost circulation, hydraulic fracturing with circulating fluid kicks [Ref. 1-6]. A cased well is challenged by sand ingress and near-wellbore instability [Ref. 7-9]. There are different scenarios for a well to fail (failure mode).

The article addresses the geomechanical drilling support, including the construction of pre-drill modeling of the mechanics, stresses and pore pressures and wellbore stability, and their step-by-step updating according to mud logging and LWD data.

Methods

1D Geological-Geomechanical Modeling

To solve the problems, we have developed a 1D geological-geomechanical modeling the near-wellbore that includes the mechanical earth model (MEM) of the target formation, i.e. profiles of rock elastic moduli, strength and plastic

Методика

Построение 1D геолого-геомеханической модели

Для решения поставленных задач нами была разработана методика построения 1D геолого-геомеханических моделей околоскважинного пространства, включающая модель механических свойств (ММС) пород разреза – профили упруго-прочностных и пластических констант горных пород, и модель естественного напряженно-деформированного состояния (НДС) – распределения вертикального σ_v , максимального σ_H и минимального σ_h горизонтального напряжения, а также азимут максимального φ_H напряжения в массиве горных пород, и поровое давление. Построение ММС основано на поиске многомерных корреляций керн-ГИС с использованием совокупности данных лабораторных исследований образцов керна, геофизического исследования скважин (ГИС) и геолого-технических исследований (ГТИ) в процессе бурения с учетом литологического расчленения разреза. Также могут быть использованы корреляции ГИС-керн, известные из литературы [10], однако зависимости могут давать существенный разброс результатов [25], и в таком случае требуется отбор и исследования кернов. При построении корреляций керн-ГИС был проведен анализ методом главных компонент для отбора наиболее значимых параметров каротажа для восстановления механических параметров вдоль ствола скважины.

Прогноз порового давления осуществлялся по методике кривых нормального уплотнения глин – закономерности изменения свойств пород в результате их уплотнения в процессе накопления осадков. Наиболее часто используются различные вариации метода Итона, Бауэрс, Миллера, Александра, Добрынина и т.д. [2; 11 - 13]. В качестве прогнозного параметра используются параметры ГИС (УЭС, интервальное время пробега продольной волны, плотность) или ГТИ (d-экспонента, буровая пористость) [2].

Вертикальное напряжение (литостатическое или горное давление) рассчитывается интегрированием плотности. Минимальное и максимальное горизонтальные напряжения рассчитываются в приближении пороупругой модели. Минимальное горизонтальное напряжение обычно отвечает давлению закрытия трещины гидроразрыва. Максимальное горизонтальное напряжение соотносится с давлением инициации трещины:

$$P_{zp} = 3\sigma_h - \sigma_H - P_p$$

Азимут максимального горизонтального напряжения определяется из FMI (азимут преимущественного

constants, and a in-situ stress model model, i.e. distribution of vertical σ_v , maximum σ_H and minimum σ_h horizontal stresses and azimuth of maximum φ_H horizontal stress, and pore pressure. MEM serves to find multidimensional correlations between laboratory tests of the core samples, the well and mud logging while drilling whilst considering the lithology. Historical [Ref. 10] core-log data correlations may also be used, however the functions may result in a spread of results [Ref. 25]. For this reason, the core sampling and analysis is required. The core-log data correlation was made together with the dominant component analysis to find the most critical logging parameters to restore the wellbore mechanics.

The pore pressure prediction was made by the normal clay-rock compression curves, i.e. the change in rock properties caused by sedimentary compression. Variations of the methods of Eaton's, Bowers', Miller's, Aleksandrov's, Dobrynin's, etc. are widely used [Ref. 2; 11 - 13]. The forecast parameter is the geophysical survey parameters (specific electrical resistance, longitudinal wave speed, density) or the geotechnical survey parameters (d-exponential, drilling porosity) [Ref. 2].

Vertical stress (geostatic pressure) is calculated by density integration. Minimum and maximum horizontal stresses are calculated in approximation of poroelastic model. Usually, the minimum horizontal stress reacts to the closing pressure of hydraulic fracture crack. The maximum horizontal stress correlates to fracture initiating pressure:

$$P_{zp} = 3\sigma_h - \sigma_H - P_p$$

The maximum horizontal stress azimuth is determined by FMI (azimuth of dominating outstretch of drilling-induced fracturing) or Sonic Scanner (azimuth of propagation of fast transverse polarization in horizontal direction). Usually, it is not a problem to find the maximum horizontal stress azimuth compared to the maximum horizontal stress itself. Several approaches are used for this

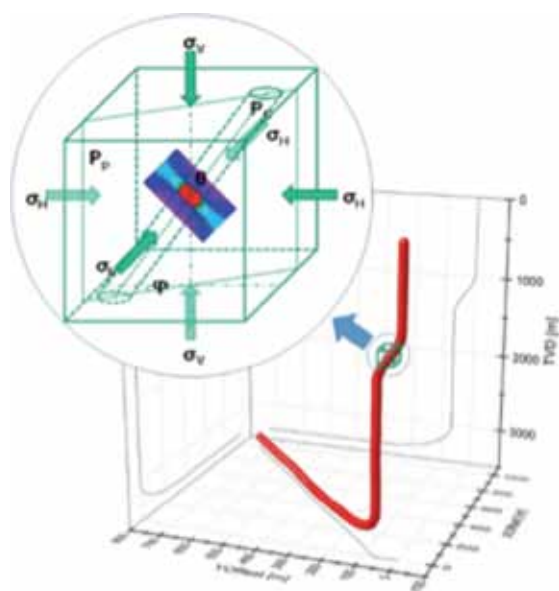
1. By width (azimuth aperture) of drilling-induced falls by FMI.
2. By HF bottom-hole pressure chart. It should be noted that for HF, only the minimum horizontal stress can be expressly determined, while HF pressure depends on both stresses and HF fluid efficiency.
3. Open hole ovalisation in the contact area (recorded with a multi caliper tool).
4. Cross-dipole acoustics data only will not allow to directly determine the maximum horizontal stress, but this technique may help in MEM.

простирается техногенной трещиноватости ствола скважины) или Sonic Scanner (азимут распространения быстрой поперечной горизонтально поляризованной волны). Обычно с определением азимута максимального горизонтального напряжения не возникает проблем, в отличие от самой величины максимального горизонтального напряжения. Для этого используется несколько подходов.

1. По ширине (азимуту раскрытия) техногенных вывалов по имидже FMI.
2. По графику забойного давления при ГРП. Следует принять во внимание, что по ГРП однозначно определяется только минимальное горизонтальное напряжение, в то время как давление разрыва определяется не только напряжениями, но эффективностью жидкости разрыва.
3. По овализации открытого ствола в области вывалов (для этого необходимы записи многорычажного каверномера).
4. По данным кросс-дипольной акустики напрямую максимальное горизонтальное напряжение определить невозможно, однако этот метод может дать предпосылки для калибровки пороупругой модели.

В перечень задач устойчивости обычно включают следующие задачи [1]:

1. Расчет окна буримости и оптимальной плотности бурового раствора (ЭЦП) для заданной траектории скважины (мгновенная и долговременная стабильность).



Among others, stability problems are to [Ref. 1]:

1. Calculate the mud window and ideal mud density (ECD) for a pre-set well trajectory (instant and long-term stability).
2. Calculate the deviation angle limit for target intervals and for the given mud density.

We [ref. 26] have developed program models to calculate, based on the built 1D geological-geomechanical models, near-wellbore rock stress-strength behavior (Kirsch's analytical problem [1;14;15]) for the set well trajectory. Then the average normal pressure and shear stresses are used in the rock strength model (Coulomb-Mohr, Coulomb-Mogi, Hoek-Brown, etc.) [Ref. 16; 17]. As a result the well wall behaviour can be predicted: stability or specific failure (wall fracture, i.e. breakdown, or shear, i.e. breakout, plastic blowout, etc.) [Ref. 1].

Fall pressure is determined by a failure index / strength condition function. $FI = f(\sigma_{ij})$ which is negative in stability field and positive in shear field.

Wall stability frame is calculated: mud window on Fig. 1 which includes critical pressure gradients (effective density when hydrostatic pressure is equal on a set depth): fall gradient, flow gradient (pore pressure gradient), kicks gradient (min. horizontal stress) and HF gradient.

The base analytical solution of Kirsch's problem is correlated in the temperature and invasion stresses [1;15; 18]. This requires a mud-wall heat transfer model (mud and rock thermophysical parameters, section geothermal

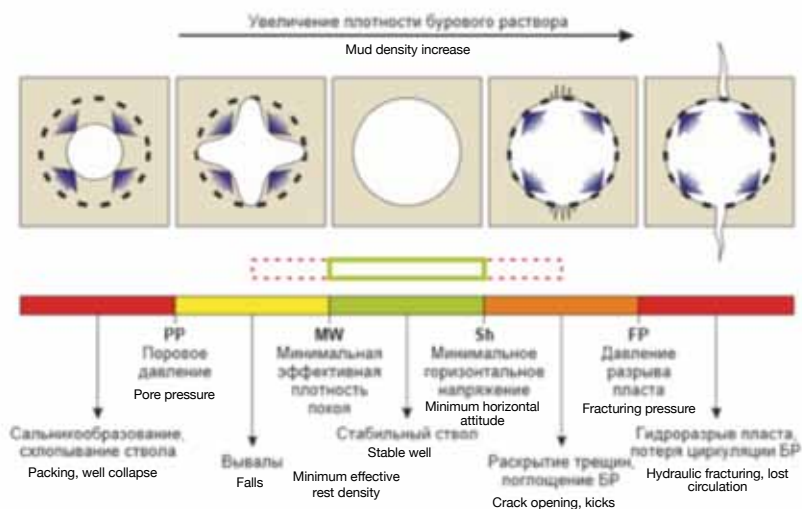


Рис.1. Постановка задачи устойчивости ствола скважины и окно буримости

Fig.1. Wellbore Stability and Mud Window Problem

2. Расчет предельного зенитного угла прохождения целевых интервалов при заданной плотности бурового раствора.

Нами [26] была разработан набор программных модулей, который на основе построенных 1D геолого-геомеханических моделей рассчитывает напряженно-деформированное состояние (НДС) горных пород в окоскважинном пространстве (аналитическая задача Кирша [1;14;15]), для заданной траектории скважины. Затем, среднее нормальное давление и касательные напряжения передаются в модель прочности (Мора-Кулона, Мого-Кулона, Ладе, Хука-Брауна и т.д.) горных пород [16;17]. В результате чего предсказывается поведение стенки скважины: стабильное состояние, или же разрушение определенного рода (разрывное нарушение целостности стенки – авто-ГРП, или сдвиговое нарушение – вывал стенки, пластическое выдавливание и т.д.) [1].

Для определения давления вывалов строится функция индекса разрушения в зависимости от критерия прочности: $FI = f(\sigma_{ij})$, которая отрицательна в области стабильности и становится положительной в области сдвигового разрушения.

В результате рассчитываются границы стабильного состояния стенки скважин – окно

gradient, circulating fluid supply temperature) and reservoir and colmation area invasion characteristics [Ref. 1]. From full stresses we move to effective stresses only on the skeleton according to the Biot law.

To determine if the material remains stable or fails, the material's ultimate limit state equation uses the resultant effective stresses. GOST 21153.8-88 refers to an experimental procedure for determining material limiting surface. This is a so-called certificate of rock strength that includes monoaxial tensile strength and monoaxial ultimate compressive strength, cohesion and internal angle of friction that fully characterizes the rock strength properties.

The model covers both instant and long-term stability attributes to changing rock strength properties due to accumulated stress fractures [Ref. 1]. This fracturing constants depend on the rock and circulating fluid [Ref. 1], or UCS weakening-time relationship [Ref. 14].

It should also consider decrease in strength due to mud loss into the near-wellbore [Ref. 2]. This require rheological (viscosity, gel static shear stress), invasion (water loss) properties, cation capacity and other physical and chemical properties of the circulating fluid.

There are several techniques to determine HF pressure.

Практический семинар по геомеханике

Уникальный авторский курс

20 - 23 Июня 2017, Баку

- Уникальные знания в области геомеханики
- Опыт ведущих мировых вузов: Heriot Watt University, Stanford University, University of Manchester.
- Современный подход к построению геомеханических моделей и их использованию



Сертификат о повышении квалификации

Россия, Москва, Пресненская набережная., д.6 с. 2
E-mail: i.djioeva@ktib.ae
Телефон: 8 (495) 150 99 90
8 (926) 613 72 23
Сайт: www.ktibholding.com

буримости изображенное на Рис 1, включающее т.н. критические градиенты давлений (эффективная плотность, обеспечивающая равное гидростатическое давление на заданной глубине): градиент вывалов, градиент проявлений (градиент порового давления), градиент поглощений (мин. горизонтальное напряжение) и градиент гидроразрыва.

К базовому аналитическому решению задачи Кирша делаются поправки за счет термических и фильтрационных напряжений [1;15; 18]. Для этого необходимо располагать моделью теплообмена бурового раствора со стенкой скважины (теплофизические параметры бурового раствора и горных пород, геотермальный градиент по разрезу, температура ПЖ на подаче), и фильтрационные характеристики пласта и зоны кольматации [1]. От полных напряжений переходят к эффективным, действующим только на скелет согласно закону Био.

Полученные эффективные напряжения подставляются у равнение предельного состояния материала, чтобы определить сохраняет материал стабильность или разрушается. Существует экспериментальная процедура определения вида предельной поверхности материалов, зафиксированная в ГОСТ 21153.8-88, т.н. паспорт прочности, включающий предел прочности на одноосевой разрыв и сжатие, когезию и угол внутреннего трения, который наиболее полно характеризует прочностные свойства горных пород.

Модель позволяет рассматривать как мгновенную, так и длительную устойчивость, связанную с изменением прочностных свойств горных пород вследствие накопления трещин в напряженном состоянии [1]. Для этого вводятся эмпирические константы трещинообразования, зависящие от вида горных пород и ПЖ [1], либо вводят зависимость ослабления UCS от времени [14].

Дополнительно учитывается снижение прочности во времени вследствие проникновения фильтрата бурового раствора в околоскважинное пространство [2]. Для этого необходимы реологические (вязкость, СНС), фильтрационные (показатель водоотдачи), емкость катионного объема и прочие физико-химические свойства ПЖ.

Для определения давления гидроразрыва используется несколько методик.

1. Предельное тангенциальное напряжение: $\sigma_{\theta} = \sigma_t$, где σ_t - предел прочности на разрыв. Позволяет определить давления инициации трещины в ближней зоне от ствола скважины.

1. Tangential stress limit: $\sigma_{\theta} = \sigma_t$, where σ_t - ultimate tensile strength. It is used to determine cracking initiating pressure in the area nearest from the well.
2. The Eaton method and its variations where the minimum horizontal stress is used. It is used to determine fracture propagation in the area furthest from the well.
 $F = 3\sigma_h - \sigma_H - Pp + \sigma p$

F - HF pressure, Pp - pore pressure, σp - ultimate tensile strength, σh and σH - minimum and maximum horizontal stresses.

The circulating fluid density depends on circulation additives conditioned by suspended cuttings content and overpressure required to force the circulating fluid into the borehole annulus, i.e. equivalent circulating density (ECD). The circulation additives calculations should be based on the BHA, circulating fluid rheology (viscosity, gel static shear stress, etc.) and flowrates [Ref. 1, 21]. It should be noted, that the circulating fluid flowrate should consider cuttings removal, so that the upward rate is higher than cuttings settling rate [Ref. 1, 21]. In turn, the suspended cuttings concentration is determined by the circulating fluid / penetration rate relationship.

It should specifically noted, that trip operations cause additional hydraulic overloads resulting in wall collapse or HF in the intervals that seem to be normal in terms of stability with static or circulating condition of the circulating fluid [Ref. 1, 21]. The calculation methods can be found in the references [22, 23]. For this reason, the problem is to calculate the tripwhen the wall stability is maintained.

The stability model is correlated to achieve the best stability window reflecting the issues with the mud density.

This requires the following data:

- Mud parameters and circulation/trip mode while drilling;
- Drilling and cementing schedule (problems and cementing monitoring station);
- Cuttings fractional analysis (collapse cuttings);
- Caliper/borehole geometry tool (washout intervals) records;
- FMI readings interpretation (drilling-induced fractures and slips);
- HF pumping analysis (initiation and fracture closing pressure);
- Time plot (time span initial opening to logging);
- Problems summary (kick intervals, flows, jamming, dragging, collapse, wellbore pressure rise);

Comparing the mud window with:

- Actual problems;
- Drops with a caliper and FMI;

2. Метод Итона и его вариации, использующие минимальное горизонтальное напряжение. Позволяет определить давления продолжения трещины в дальней зоне от ствола скважины.

$$F = 3\sigma_h - \sigma_H - P_p + \sigma_p$$

F - давление гидроразрыва, P_p - поровое

- Drilling-induced fractures by FMI - HF pumping data for the target reservoirs (HF pressure and frack closing).

The stability model is used to find intervals of highest interest and correlate 1D MEM, stress state and pore pressure basing on the stability model sensitivity to the input parameters.

Параметр Parameter	Способ восстановления Restitution Technique
Vp и Vs (скорость продольной и поперечной волны) Vp and Vs (P-wave and S-wave velocity)	Корреляция с буровой пористостью Correlation to drilling porosity
PRD (коэффициент Пуассона динамический) PRD (dynamic Poisson ratio)	Вычисление через Vp и Vs Calculating by Vp and Vs
YMD (модуль Юнга динамический) YMD (dynamic Young modulus)	Вычисление через Vp, Vs и плотность Calculating by Vp, Vs and density
YMS (модуль Юнга статический) YMS (static Young modulus)	Корреляция Morales-Marcinew 1993 через YMD (откалибровано на керновые точки) Correlation published by Morales-Marcinew 1993 by YMD (calibrated to core data)
PRS (коэффициент Пуассона статический) PRS (static Poisson ratio)	Уникальные зависимости КЕРН-ГИС через УЭС (откалибровано на керновые точки) Unique relationships of core-log data by specific electrical resistance (calibrated to core data)
UCS (предел прочности при одноосном сжатии) UCS (ultimate compressive strength, uniaxial)	Корреляция Moos 1999 и ее модификации (откалибровано на керновые точки) Correlation published by Moos 1999 and its variations (calibrated to core data)
COH (когезия) COH (cohesion)	Корреляция Lal 1999 через Vp и плотность (откалибровано на керновые точки) Correlation published by Lal 1999 by Vp and density (calibrated to core data)
FANG (угол внутреннего трения) FANG (internal angle of friction)	Усреднение корреляций Lal 1999 и Khasar 2009 через Vp (откалибровано на керновые точки) Correlation averaging published by Lal 1999 and Khasar 2009 by Vp (calibrated to core data)
TSTR (предел прочности при одноосном растяжении) TSTR (tensile strength, uniaxial)	Вычисление через UCS и FANG Calculation by UCS and FANG
BIOT (константа Био) BIOT (Biot constant)	1 1
Градиент горного давления Rock pressure gradient	Интегрирование плотности Density integration
Градиент порового давления Pore pressure gradient	1 г/см ³ (солевой и надсолевой комплексы) и 0.95 г/см ³ (для нижней части разреза – B10 и B13) 1g/cm ³ (salt and post-salt complexes) and 0.95g/cm ³ (section bottom V10 and V13)
Модель прочности Strength model	Модифицированный Ладе (Ewy 1999) Modified Lade (Ewy 1999)

Таблица 1: Схема восстановления механических свойств **Table 1:** Restitution of Mechanical Properties

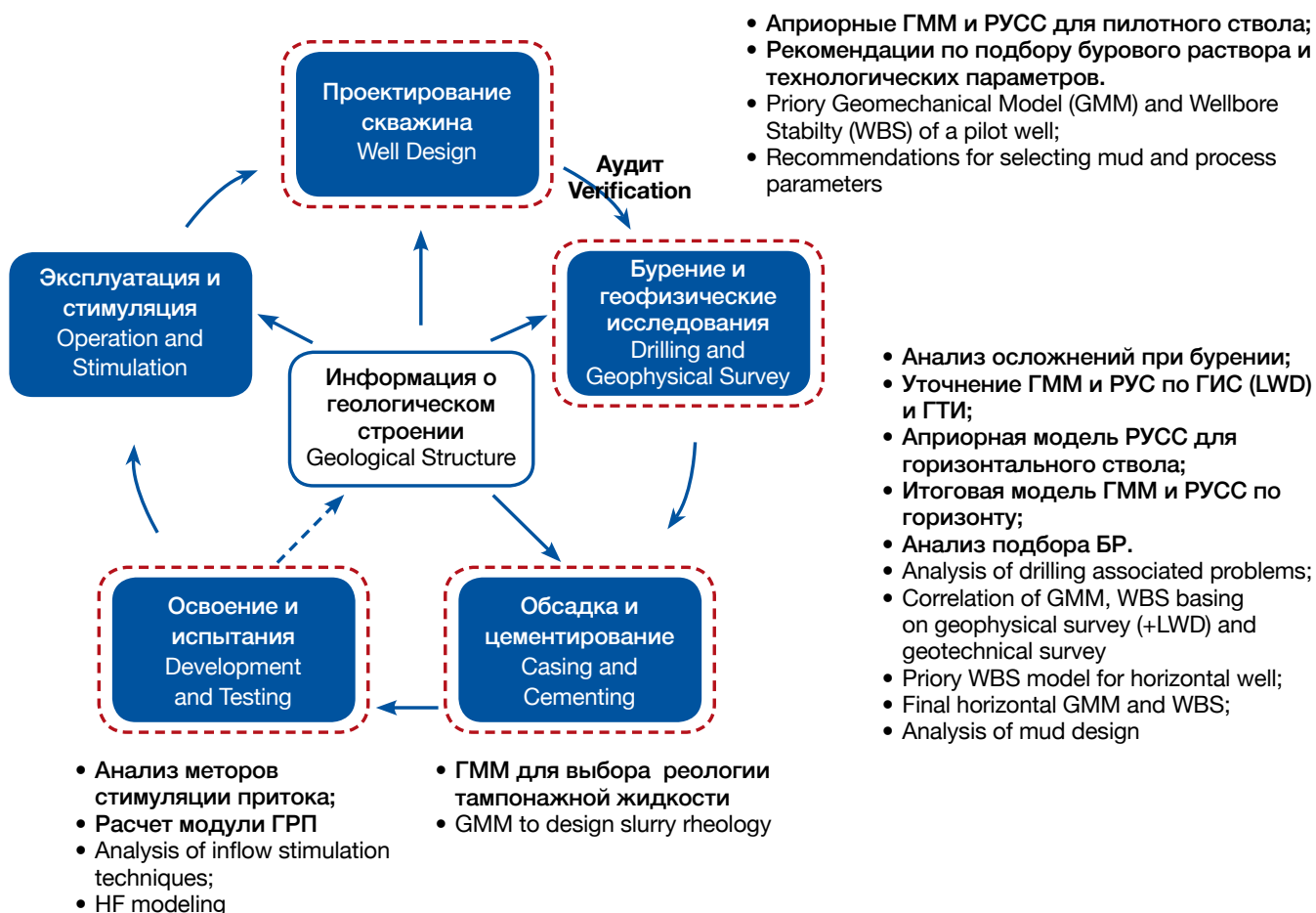


Рис.2. Жизненный цикл скважины с указанием проблем, решаемых с помощью геомеханического моделирования
Fig.2. Well Life Cycle and Problems Solved by Geomechanical Modeling

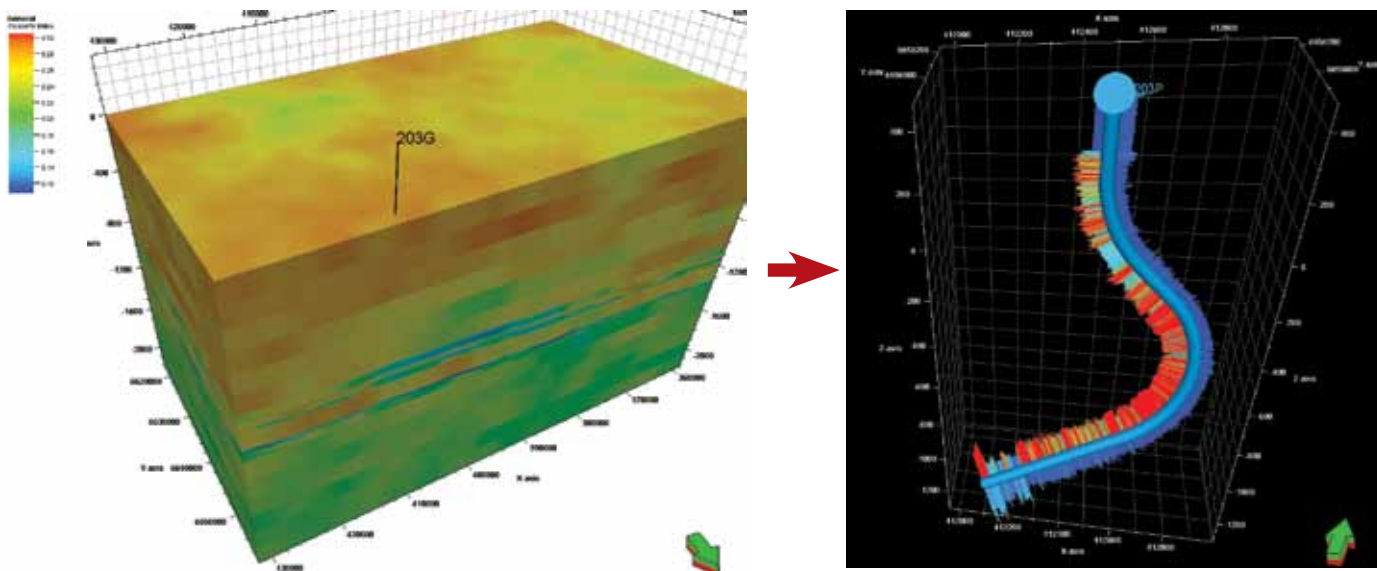


Рис.3. Построение 3D секторной модели площади бурения скважины и перенос механических свойств и напряжений на траекторию скважины
Fig.3. Drilling Area 3D Sector-Model and MEM and Stressed State to Well Trajectory

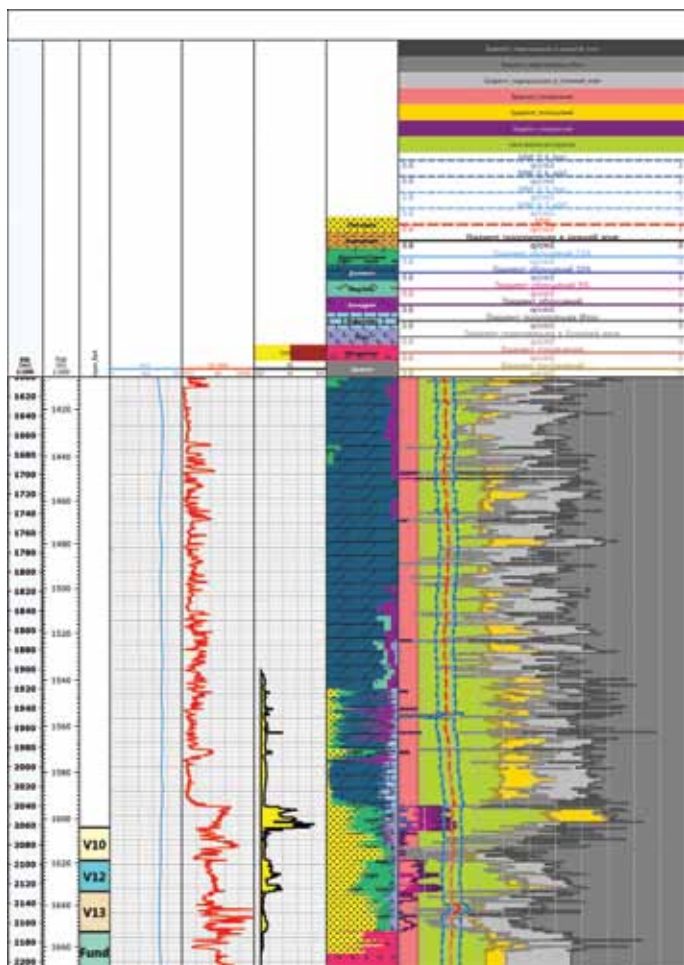


Рис.4. Планшет РУСС пилотного ствола скважины (Осложнения: P - скачок давления; D - затыжки, L - падение момента).

Fig.4. Pilot Well Wellbore Stability (WBS) Graphics (Problems: P - pressure rise, D - jamming, L - torque drop)

давление, σ_p - предел прочности на разрыв, σ_h и σ_H - минимальное и максимальное горизонтальные напряжения.

При выборе плотности ПЖ необходимо учитывать циркуляционные добавки, обусловленные наличием взвешенного шлама и избыточного давления, необходимого для продавливания ПЖ по заколонному пространству, т.н. эквивалентная циркуляционная плотность (ЭЦП). Для расчета циркуляционных добавок необходимо знание компоновки низа буровой колонны (КНБК), реологические параметры ПЖ (вязкость, СНС, и т.д.), расход ПЖ [1, 21]. Стоит отметить, что расход ПЖ выбирается из соображений очистки забоя от шлама, т.е. чтобы восходящая скорость циркуляции превышала скорость осаждения частиц шлама [1, 21]. В свою очередь концентрация взвешенного шлама определяется соотношением расхода

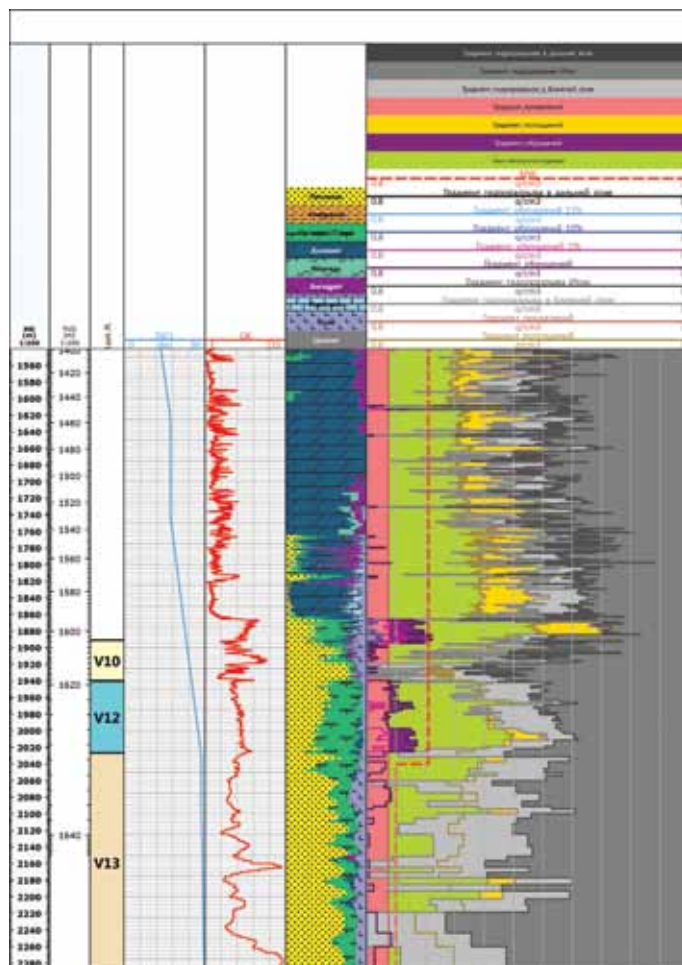


Рис.5. Планшет РУСС горизонтального ствола перед началом бурения

Fig.5. Pre-Drill Horizontal Well Wellbore Stability (WBS) Graphics

Results

The geomechanical support target was a horizontal well at a Chon Group field (Nep-Butob Anticline). A pilot (DDW) was drilled followed by cutoff on the casing shoe. The target horizon was the V13 reservoir (Nep Suite) comprising quartz-feldspathic fine to medium and coarse (even gravel) sands. 1,630 to 1,650m depth, 15 MPa initial reservoir pressure, oil-saturated. The well design: 393.7mm course, 295.3mm casing, 219.1mm pilot, 219.1mm production casing, and 152.4mm production liner. The course was drilled with 1.14 g/cm³ polymer-clay slurry, and subsequent sections were drilled with 1.00 – 1.25 g/cm³ OBM.

The geomechanical support included the following modeling stages:

1. Pre-drill modeling of mechanics, stresses, pore pressure and wellbore stability calculation (WBS) of the pilot and horizontal wells. 3D sector-modeling of the borehole basing on the 3D geological model of the field. Carrying

промывочной жидкости и механической скоростью бурения.

Особо стоит отметить, что при спуско-подъемных операциях (СПО) возникают дополнительные гидравлические перегрузки, которые могут вызвать обвалы или гидроразрывы стенок скважины в тех интервалах, которые выглядят благополучными с точки зрения стабильности при статике или циркуляции ПЖ [1, 21]. Методики расчета можно найти в литературе [22, 23]. Таким образом, актуальной является задача о расчете предельных скоростей СПО, при которых сохраняется стабильное состояние стенки скважины.

Настройка модели устойчивости осуществляется для достижения наилучшего соответствия окна стабильности с фактически наблюдаемыми осложнениями при известной плотности бурового раствора.

Для этого необходимы следующие данные:

- Параметры бурового раствора и режимом циркуляции/СПО при бурении;
- Журналы бурения и цементирования (осложнения и СКЦ);
- Фракционный анализ шлама (появление обвального шлама);
- Запись каверномера/профилемера (интервалы кавернообразования);
- Интерпретация FMI (техногенные трещины и вывалы);
- Анализ закачки при ГРП (давление инициации и закрытия трещины);
- Рейсограмма (время от первичного вскрытия до исследования);
- Свод осложнений (интервалы поглощений, ГНВП, посадок, затяжек, обрушений, рост давления на забое);

Сопоставление окна буримости с:

- фактическими данными осложнений;
- вывалами по каверномеру и FMI;
- техногенными трещинами FMI - данными закачки ГРП по целевым пластам (давление разрыва и закрытия трещины);

На основании анализа модели устойчивости выявляют интервалы повышенного интереса и формируют стратегию уточнения 1D MMC, НДС и порового давления с учетом анализа чувствительности модели устойчивости ко входным параметрам.

Результаты

Объектом геомеханического сопровождения была выбрана горизонтальная скважина на одном

over 3D mechanics and stresses to the well trajectories.

2. Real time monitoring of the MEM, the stresses, pore pressure and WBS of the pilot well based on the mud logging and the LWD data. The model is updated by frames (single 30m pipe stand run) due to communication between the drilling site to the modeling department.
3. Finalizing the MEM, stresses, pore pressure and WBS of the a pilot and correlation of the pre-drill horizontal well model.
4. Real time monitoring of the MEM, the stresses, pore pressure and WBS of the horizontal well based on the mud logging and LWD data.

The mud logging data is used to calculate the equivalent LWD porosity by the standardized penetration rate and discharge pressure under a bit. The resultant porosity can be used to design almost any petrophysical properties, however, since there is only one parameter, high inter-correlation of the properties and low changeability of the section are expected. This problem is addressed in the article [ref. 26].

The LWD package comprised full-range logging set except for an acoustic set: gamma-ray logging, neutron logging, multi-probe induction logging.

The main problem faced during drilling was a 45m unstable argillite formation at 1600m elevation.

Other problems associated with geomechanics:

1. Periodic deviation from the plan trajectory while horizontal drilling due to
 - Contrast range of lateral mechanics;
 - Early bit wear;
 - Non-uniform tool advance;
2. High wear of bit and BHA due to
 - High rock abrasiveness;
 - Tool unfitness to section properties;
 - Contrast range of lateral mechanics;
 - Non-uniform tool advance or vibration;
3. Lost circulation while horizontal well reaming due to
 - Pumping overpressure while reaming (ECD in wellbore);
 - Weak mechanical areas;
 - Irregular wellbore shape.

Conclusion

The article addresses the geomechanical support for drilling, pre-drill MEM, stresses and pore pressures and wellbore stability, and their step-by-step incorporation of the mud logging and LWD data. The geomechanical support was targeted at a horizontal well. When the

из месторождений чонской группы (непско-ботубинская антеклиз). Бурение выполнялось с прокладкой пилотного ствола (ННС), с последующей срезкой на башмаке кондуктора. Целевым горизонтом был пласт В13 (непская свита), сложенный кварцево-полевошпатными песчаниками от мелкозернистых до средне- и крупнозернистых (вплоть до гравелитистых). Глубины залегания 1630 – 1650 м по вертикали, начальные пластовые давления 15 МПа, насыщение – нефть. Конструкция скважины включала направление 393.7 мм, кондуктор 295.3 мм, пилотный ствол 219.1 мм, эксплуатационную колонну 219.1 мм, и эксплуатационный хвостовик 152.4 мм. Направление бурилось на полимерно-глинистом растворе с плотностью 1.14 г/см³, а все последующие секции – на РУО с плотностью в диапазоне 1.00 – 1.25 г/см³.

Геомеханическое сопровождение включало следующие этапы построения моделей:

1. Построение предбуровых моделей механических свойств, напряжений, поровых давлений и РУСС пилотного и горизонтального стволов. Построение 3D секторной модели площади бурения скважины на основе 3D геологической модели месторождения. Перенос механических свойств и напряжений из 3D модели на траектории скважин.
2. Сопровождение модели механических свойств, напряжений, поровых давлений и РУСС пилотного ствола в процессе бурения с использованием данных ГТИ и LWD. Обновление модели ведется кадрами (проходка одной «свечи» по 30 м), что обусловлено передачей данных от буровой до отдела моделирования.
3. Финализация модели механических свойств, напряжений, поровых давлений и РУСС пилотного ствола и уточнение предбуровой модели горизонтального ствола.
4. Сопровождение модели механических свойств, напряжений, поровых давлений и РУСС горизонтального ствола в процессе бурения с использованием данных ГТИ и LWD.

По данным ГТИ вычисляется эквивалентная буровая пористость, для этого используется нормализованная скорость проходки и давление нагнетания под долотом. Применяя полученную пористость, можно вычислить практически любые петрофизические свойства, однако поскольку параметр всего один, будет высокая взаимная скоррелированность свойств и низкая вариабельность по разрезу. Данная проблема

production string was drilled, the main problem faced was a 45m unstable argillite formation at 1600m elevation (V13 top). The formation was penetrated by 1.25g/cm³ mud.

The post-drill analysis of the horizontal drilling revealed problems attributable to geomechanics, periodical deviations from the plan trajectory and high tool wear while horizontal drilling due to contrast range of lateral mechanicals.

References

1. N. Rabinovich Continuous Medium Mechanics Problems in Drilling, M.: Nedra, 1989. - p. 270.
2. E. Lukianov Evaluation While Drilling of Abnormal Reservoir Pressure, Novosibirsk: Istoricheskoe Nasledie Sibiri Publishing House, 2012. - p. 424.
3. Yu. Basarygin, A. Bulatov, Yu. Proselkov Problems and Emergencies in Oil&Gas Drilling, 2000. - p. 679.
4. R. Gandjumian, A. Kalinin, B. Nikitin Engineering Design of Deep Drilling, M.: Nedra, 2000. - p. 429.
5. D. Moos, P. Peska, Th. Finkbeinera, M. Zoback, Comprehensive wellbore stability analysis utilizing Quantitative Risk Assessment, J. of Petroleum Sci. and Eng. 38 (2003) 97–109
6. Saeed Salehi, Geir Hareland, Runar Nygaard, Numerical simulations of wellbore stability in under-balanced-drilling wells, J. of Petroleum Sci. and Eng. 72 (2010) 229-235
7. Wang Y., Papamichos E., Sand prediction by different criteria and validation through a hollow cylinder test, ARMA-2012-671
8. P.J. van den Hoek, M.B. Geilikman, Prediction of sand production rate in oil and gas reservoirs, SPE 84496, 2003
9. P.G. Ranjith, M.S.A. Perera, W.K.G. Perera, S.K. Choi, E. Yasar, Sand production during the extrusion of hydrocarbons from geological formations: A review, J. of Pet. Sci. and Eng. 124 (2014) 72-82
10. C. Chang, M.D. Zoback, A. Khaksar, Empirical relations between rock strength and physical properties in sedimentary rocks, J. of Petr. Sci. and Eng. 51 (2006) 223-237
11. J. Zhang, Pore pressure prediction from well logs: Methods, modifications, and new approaches, Earth-Sci. Rev. 108 (2011) 50-63
12. J. Zhang, Effective stress, porosity, velocity and abnormal pore pressure prediction accounting for compaction disequilibrium and unloading, Marine and Petroleum Geology 45 (2013) 2-11
13. V. Dobrynin, V. Serebryakov Geophysical Methods for

рассмотрена в работе [26]

Комплекс LWD включал в себя практически полный расширенный комплекс каротажа, за исключением акустического: ГК, ННКТ, азимутальный ГГКп, многозондовый ИК.

Основную проблему при бурении эксплуатационной колонны представляла пачка неустойчивых аргиллитов мощностью 45 м на отметке 1600 м по вертикали.

Также следует отметить проблемы, обусловленные геомеханикой, включая

1. Периодический отход от плановой траектории при бурении горизонтального ствола вследствие
 - Контраста механических свойств по латерали;
 - Преждевременного износа долота;
 - Неравномерной подачи инструмента.
2. Повышенный износ долотьев и элементов КНБК вследствие
 - Повышенных абразивных свойств пород;
 - Несоответствия применяемого инструмента характеристикам разреза;
 - Контраста механических свойств по латерали;
 - Неравномерной подачи и вибраций инструмента.
3. Поглощения при проработке горизонтального ствола вследствие
 - Превышения давления нагнетания при проработке (ЭЦП в стволе скважины);
 - Наличия ослабленных механических зон;
 - Сложной формы ствола скважины.

Заключение

В статье рассмотрены методические аспекты геомеханического сопровождения бурения скважины, включая построение предбуровых моделей механических свойств, напряжений и поровых давлений, а также устойчивости ствола скважины, и их пошаговое обновление по данным комплекса ГТИ и LWD в процессе бурения. Объектом геомеханического сопровождения была выбрана горизонтальная скважина. Основную проблему при бурении эксплуатационной колонны представляла пачка неустойчивых аргиллитов мощностью 45 м на отметке 1600 м по вертикали (кровля В13), для прохождения которой было принята плотность бурового раствора 1.25 г/см³.

Постбуровой анализ бурения горизонтального ствола выявил ряд проблем, связанных с геомеханикой, включая периодический отход от плановой траектории и повышенный износ инструмента при бурении горизонтального ствола вследствие высокого контраста механических свойств по латерали.

Forecasting Abnormal Reservoir Pressure, Moscow: Nedra, 1989. - p. 287.

14. J. Zhang, Borehole stability analysis accounting for anisotropies in drilling to weak bedding planes, *Int. J. of Rock Mech. & Mining Sci.*, 60 (2013) 160 – 170
15. Fjaer E., Holt R.M., Horsrud P.; Raaen A.M., Risnes R., *Petroleum Related Rock Mechanics*, 2008, 514 pp.
16. L. Zhang, P. Cao, K.C. Radh, Evaluation of rock strength criteria for wellbore stability analysis, *Int. J. of Rock Mech. & Min. Sci.* 47 (2010) 1304-1316
17. Thomas Benza,, Radu Schwab, A quantitative comparison of six rock failure criteria, *Int. J. of Rock Mech. & Min. Sci.* 45 (2008) 1176-1186
18. Mengbo Li, Gonghui Liu, Jun Li, Thermal effect on wellbore stability during drilling operation with long horizontal section, *J. of Natural Gas Sci. and Eng.* 23 (2015) 118-126
19. Shiming Hea, Wei Wang, Hua Shen, Ming Tang, Hongjun Liang, Jun'an Lu, Factors influencing wellbore stability during underbalanced drilling of horizontal wells When fluid seepage is considered, *J. of Natural Gas Sci. and Eng.* 23 (2015) 80-89
20. A. Popov N. Golovkina *Well Wall Strength Design for Pore Rock*, Ufa: UGNTU Publishing House, 2001 - p.70
21. N. Makovei *Drilling Hydraulics*, Moscow: Nedra, 1986. - p. 536.
22. R.F. Mitchell, *Dynamic Surge/Swab Pressure Predictions*, SPE-16156-PA (1988)
23. F.E. Crespo, R.M. Ahmed, A. Saasen, M. Enfis, M. Amani, *Surge-and-Swab Pressure Predictions for Yield-Power-Law Drilling Fluids*, SPE-138938-PA (2012)
24. I.D.R. Bradford, W.A. Aldred, J.M. Cook, E.F.M. Elewaut, J.A. Fuller, T.G. Kristiansen, T.R. Walsgrove, *When Rock Mechanics Met Drilling: Effective Implementation of Real-Time Wellbore Stability Control*, SPE-59121-MS (2000)
25. Toropetsky KV, Ulyanov VN, Borisov GA, Kurmangaliev RZ, Kayurov NK, Arzhantsev VS Review of petrophysical dependencies for constructing one-dimensional geological-geomechanical models in the problems of stability of the wellbore during drilling, *Automation, telemechanization and communication in the oil industry* 12, 31-44 (2016)
26. Toropetsky K.V., Kayurov N.K., Cheremisin A.N., Lushev M.A., Samoilov M.I., Ulyanov V.N., Borisov G.A., *Construction of 1D physico-mechanical models and solving problems of stability of the wellbore and near-wellbore zone, Automation, telemechanization and communication in the oil industry* 11, 29-41 (2016)

Литература

1. Рабинович Н.Р. Инженерные задачи механики сплошной среды в бурении, М.: Недра, 1989. – 270 с.
2. Лукьянов Э.Е. Оперативная оценка аномальных пластовых давлений в процессе бурения, Новосибирск: ИД Историческое наследие Сибири, 2012. – 424 с.
3. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин, 2000. – 679 с.
4. Ганджумян Р.А., Калинин А.Г., Никитин Б.А. Инженерные расчеты при бурении глубоких скважин, М.: Недра, 2000. – 429 с.
5. D. Moos, P. Peska, Th. Finkbeinera, M. Zoback, Comprehensive wellbore stability analysis utilizing Quantitative Risk Assessment, J. of Petroleum Sci. and Eng. 38 (2003) 97–109
6. Saeed Salehi, Geir Hareland, Runar Nygaard, Numerical simulations of wellbore stability in under-balanced-drilling wells, J. of Petroleum Sci. and Eng. 72 (2010) 229–235
7. Wang Y., Papamichos E., Sand prediction by different criteria and validation through a hollow cylinder test, ARMA-2012-671
8. P.J. van den Hoek, M.B. Geilikman, Prediction of sand production rate in oil and gas reservoirs, SPE 84496, 2003
9. P.G. Ranjith, M.S.A. Perera, W.K.G. Perera, S.K. Choi, E. Yasar, Sand production during the extrusion of hydrocarbons from geological formations: A review, J. of Pet.. Sci. and Eng. 124 (2014) 72–82
10. C. Chang, M.D. Zoback, A. Khaksar, Empirical relations between rock strength and physical properties in sedimentary rocks, J. of Petr. Sci. and Eng. 51 (2006) 223–237
11. J. Zhang, Pore pressure prediction from well logs: Methods, modifications, and new approaches, Earth-Sci. Rev. 108 (2011) 50–63
12. J. Zhang, Effective stress, porosity, velocity and abnormal pore pressure prediction accounting for compaction disequilibrium and unloading, Marine and Petroleum Geology 45 (2013) 2–11
13. Добрынин В.М., Серебряков В.А. Геолого-геофизические методы прогнозирования аномальных пластовых давлений, Москва.: Недра, 1989. - 287 с.
14. J. Zhang, Borehole stability analysis accounting for anisotropies in drilling to weak bedding planes, Int. J. of Rock Mech. & Mining Sci., 60 (2013) 160 – 170
15. Fjaer E., Holt R.M., Horsrud P.; Raaen A.M., Risnes R., Petroleum Related Rock Mechanics, 2008, 514 pp.
16. L. Zhang, P. Cao, K.C. Radh, Evaluation of rock strength criteria for wellbore stability analysis, Int. J. of Rock Mech. & Min. Sci. 47 (2010) 1304–1316
17. Thomas Benza,, Radu Schwab, A quantitative comparison of six rock failure criteria, Int. J. of Rock Mech. & Min. Sci. 45 (2008) 1176–1186
18. Mengbo Li, Gonghui Liu, Jun Li, Thermal effect on wellbore stability during drilling operation with long horizontal section, J. of Natural Gas Sci. and Eng. 23 (2015) 118-126
19. Shiming Hea, Wei Wang, Hua Shen, Ming Tang, Hongjun Liang, Jun'an Lu, Factors influencing wellbore stability during underbalanced drilling of horizontal wells When fluid seepage is considered, J. of Natural Gas Sci. and Eng. 23 (2015) 80-89
20. Попов А.Н. Головкина Н.Н. Прочностные расчеты стенок скважины в пористых горных породах, Уфа: Издательство УГНТУ, 2001 - 70 с.
21. Маковой Н. Гидравлика бурения, Москва: Недра, 1986. – 536 с.
22. R.F. Mitchell, Dynamic Surge/Swab Pressure Predictions, SPE-16156-PA (1988)
23. F.E. Crespo, R.M. Ahmed, A. Saasen, M. Enfis, M. Amani, Surge-and-Swab Pressure Predictions for Yield-Power-Law Drilling Fluids, SPE-138938-PA (2012)
24. I.D.R. Bradford, W.A. Aldred, J.M. Cook, E.F.M. Elewaut, J.A. Fuller, T.G. Kristiansen, T.R. Walsgrove, When Rock Mechanics Met Drilling: Effective Implementation of Real-Time Wellbore Stability Control, SPE-59121-MS (2000)
25. Торопещкий К.В., Ульянов В.Н., Борисов Г.А., Курмангалиев Р.З., Каюров Н.К., Аржанцев В.С. Обзор петрофизических зависимостей для построения одномерных геолого-геомеханических моделей в задачах устойчивости ствола скважины при бурении, Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности 12, 31-44 (2016)
26. Торопещкий К.В., Каюров Н.К., Черемисин А.Н., Лушев М.А., Самойлов М.И., Ульянов В.Н., Борисов Г.А. Построение 1D физико-механических моделей и решение задач устойчивости ствола скважины и прискважинной зоны, Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности 11, 29 – 41 (2016)