Министерство образования и науки Российской Федерации
Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого
Институт прикладной математики и механики
Кафедра теоретическая механика

Работа допущена к защите

Зав. кафедрой, д.ф.-м.н., чл.-корр. РАН

_____ А. М. Кривцов

"__"_____

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА МАГИСТРА

«СОВМЕСТНОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ И ГЕОМЕХАНИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ДЛЯ РЕШЕНИЯ ПРОБЛЕМ РАЗРАБОТКИ»

по направлению 01.04.03 «Механика и математическое моделирование»
по образовательной программе
01.04.03_04 «Математическое моделирование процессов нефтегазодобычи»

Выполнил
студент гр. 23642/3 Л.А. Кудряшев

Руководитель
Доцент, к.ф.-м.н. И.Б. Суслова

Консультант
Рук. напр. Г.Н. Воробьева

Санкт-Петербург

2018

Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого
Институт прикладной математики и механики
Кафедра теоретической механики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой, д.ф.-м.н., чл.-корр. РАН

_____ А.М.Кривцов

« » 2018 г.

ЗАДАНИЕ

по выполнению выпускной квалификационной работы

студенту Кудряшеву Леониду Александровичу, группы 23642/3

1. Тема работы: Совместное использование гидродинамической и геомеханической модели для решения проблем разработки.

2. Срок сдачи студентом законченной работы:

3. Исходные данные по работе: 3D-геологическая модель месторождения, данные о месторождении, скважинные исследования, керновые исследования, физико-химические данные, фильтрационно-емкостные свойства.

4. Содержание работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Построение совместной гидро-геомеханической модели. Расчет максимальных горизонтальных напряжений. Анализ скважины-кандидата для перевода из добывающей в нагнетательную.

5. Консультанты по работе: Воробьева Г.Н.

6. Дата выдачи задания: 01.02.2018

Руководитель ВКР _____ И.Б. Суслова
(подпись)

Задание принял к исполнению _____
(дата)

Студент_____ Л.А. Кудряшев
(подпись)

РЕФЕРАТ

41 с., 17 рис., 1 табл., 22 источника

Ключевые слова: Гидродинамическое моделирование, геомеханическое моделирование, максимальное горизонтальное напряжение, автоГРП.

Настоящая работа посвящена созданию совмещенной гидро-геомеханической модели как инструмента анализа и оптимизации разработки месторождений. Оценивается изменение направления максимального горизонтального напряжения вследствие динамики пластового давления. Анализируется скважина-кандидат для перевода из добывающего фонда в нагнетательный фонд скважин. Данные методы реализованы в программных продуктах Petrel, Eclipse, Visage.

THE ABSTRACT

Key words: Hydrodynamic simulation, geomechanical simulation, maximum horizontal stress, auto hydraulic fracturing.

This work is devoted to the creation of a coupled hydro-geomechanical model as a tool for analysis and optimization of field development. The change in the direction of the maximum horizontal stress due to the dynamics of reservoir pressure is estimated. The well-candidate is analyzed for the transfer from the production well to the injection wells. These methods are implemented in software Petrel, Eclipse, Visage.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение 5

Основная часть 7

Численное моделирование 18

Алгоритм построения совмещенной гидро-геомеханической модели 19

Результаты расчетов 21

Анализ скважины-кандидата для перевода из добывающей в нагнетательную 26

Охрана труда 34

Список использованной литературы 39

ВВЕДЕНИЕ

Стремительно развивающиеся технологии в мировом сообществе заняли высокую и важную планку, а самое главное – конкурентную, этот фактор учтен в промышленности, направленной на добычу углеводородного сырья.

Приоритетное направление развития таких предприятий – это поиск и внедрение технологических новинок. Все это обусловлено трудностью извлечения запасов, которая повышается из года в год.

Инновационные подходы к комплексному проектированию, 4D моделирование и много другое – у истоков главенствуют фундаментальные науки, полностью интегрированные в современную жизнь. Благодаря развитому научному аппарату и вычислительным компьютерным мощностям можно смоделировать практически любые процессы и этапы, происходящие как на поверхности Земли, так и глубоко в недрах.

Моделирование обладает многогранностью в своем определении, но в общем понимании этого слова – это математическая формулировка какого-либо процесса или явления. Математическое моделирование процессов извлечения нефти и газа является одним из инструментов для обоснованного принятия стратегически важных решений при разработке месторождений углеводородов. Процесс моделирования представляет собой воспроизведение поведения объекта с помощью модели. Важно понимать, что моделирование не заменяет непосредственного изучения объекта, которое и является основным источником информации об объекте. Математическая модель представляет собой приближенное описание изучаемого объекта и требует глубоких знаний о нем. Для создания модели пластовой системы используются обширные сведения из геологии, геофизики, гидромеханики, физики пласта, химии и многие другие.

Благодаря полученной информации появляется возможность сформировать основные уравнения, описывающие процессы

фильтрационного переноса жидкостей и газов в пористой среде и выражающие законы сохранения массы, энергии, закон движения, уравнения состояния. Создается математическая модель фильтрации с начальными и граничными условиями.

Одна из основных целей модели – это контроль месторождения на протяжении всего цикла его жизни, например посредством гидродинамического моделирования. Это один из основных методов управления разработкой месторождения. Важнейшей задачей гидродинамического моделирования является прогнозирование технологических показателей разработки в средне- и долгосрочных перспективах, а так же оптимизация систем разработки при различных методах воздействия на пласт. Другим инструментом из всего многообразия является геомеханическое моделирование.

Геомеханическое моделирование представляет собой последовательный процесс определения механических свойств горной породы и её реакций на воздействия в процессе разработки месторождений.

Объединение в единую концепцию математических моделей поведения горных массивов как под влиянием внешних воздействий, так и вследствие движения флюидов внутри систем трещин и пор позволяет создать совместную гидро-геомеханическую модель месторождения.

Динамический расчет напряженно-деформированного состояния с учетом фильтрации флюидов позволяет учесть множество факторов, которые могут внести дополнительный вклад в процессы нефтедобычи.

Данная работа посвящена построению и анализу совмещенной гидро-геомеханической модели. Основная цель и задачи данной работы – получить инструмент оптимизации и прогнозирования разработки.

ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

Рассматривается математическая модель фильтрации флюидов с учетом напряженного состояния горной породы.

Под фильтрацией понимают движение жидкости в пористой среде. Пористость – доля пористого материала, представляющая собой поровое пространство, то есть пространство в общем объеме, не занятое зернами горной породы. Среду можно считать пористой, если она содержит значительное число пустот, размеры которых малы по сравнению с характерными размерами рассматриваемой среды. Количественной характеристикой пористости ϕ может служить отношение объема пор к суммарному объему

$$\phi = \frac{V_{poro}}{V_{total}} \tag{1}$$

Где ϕ – пористость (в долях), V_{poro} – объем порового пространства в пределах горной породы, V_{total} – общий объем горной породы.

Таким образом, пористость – величина безразмерная. Учет пористости среды очевидным образом приводит к тому, что уравнение неразрывности для сплошного потока жидкости

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + div(\rho \vartheta) = 0 \tag{2}$$

примет вид

$$\frac{\partial (\phi \rho)}{\partial t} + div(\rho \vartheta) = 0 \tag{3}$$

Где ϑ – вектор скорости фильтрации

Фильтрация жидкостей в пористой среде зависит от сообщаемости между порами. Проницаемость – мера связности пор в уравнениях, описывающих фильтрацию жидкостей в пористых средах. Основное уравнение, описывающие фильтрацию жидкости в пористых средах это Закон Дарси.

Закон Дарси показывает линейную зависимость скорости фильтрации ϑ от градиента давления $\mathrm{grad}p$ и имеет вид

$$\vartheta = -\frac{k}{\mu} gradp \quad (4)$$

$$gradp = P - \rho g \nabla z \quad (5)$$

Где ϑ – скорость фильтрации, k – тензор абсолютной проницаемости пористой среды, μ - динамическая вязкость жидкости, P – внешнее давление, ρ – плотность флюида, g – ускорение свободного падения, z – вертикальная координата направленная вниз.

Знак минус свидетельствует о противоположности направления фильтрации направлению возрастания давления; в горизонтальных системах (без влияния гравитации) флюиды текут из области высокого давления в область с более низким давлением. Мера связности порового пространства = называется проницаемость.

При решении многих практических задач предполагается, что направления главных осей тензора проницаемости совпадают с направлениями осей координат. В этом случае k – диагональный тензор.

$$k = \begin{bmatrix} k_x & 0 & 0 \\ 0 & k_y & 0 \\ 0 & 0 & k_z \end{bmatrix}$$

Если $k_x = k_y = k_z$, среда называется изотропной, в противном случае – анизотропной. Характер осадконакопления часто приводит к вертикальной анизотропии природных резервуаров: $k_z < k_{x,y}$. Трещиноватые пласты также характеризуются естественной анизотропией: проницаемость вдоль направления основных трещин выше, чем в ортогональном направлении.

Экспериментально установлено, что при многофазной фильтрации закон Дарси может в широких пределах считаться справедливым для каждой фазы в отдельности:

$$\vartheta_i = -\frac{k_i}{\mu_i} gradp \quad (6)$$

Где k_i – фазовая проницаемость, которая, как и абсолютная проницаемость, является тензорной функцией. Индекс i – соответствует фазам *oil (o), water (w), gas (g)* соответственно.

Закон сохранения массы

В случае многофазной фильтрации уравнение неразрывности для каждой фазы принимает следующий вид:

$$-div\left(\frac{\vartheta_0}{B_0}\right) = \frac{\partial}{\partial t}\left(\phi\frac{s_0}{B_0}\right) + Q_0 \text{ для фазы нефти,} \quad (7)$$

$$-div\left(\frac{\vartheta_w}{B_w}\right) = \frac{\partial}{\partial t}\left(\phi\frac{s_w}{B_w}\right) + Q_w \text{ для фазы воды,} \quad (8)$$

Здесь Q_0, Q_w – массы компонентов, отбираемые из единичного объема пласта; ϕ – пористость; ϑ_0, ϑ_w – скорость фильтрации нефти, воды; B_0, B_w – объемные коэффициенты нефти, воды (показывают, во сколько раз изменятся объемы при выносе их на свободную поверхность); s_0, s_w – насыщенность каждой фазы (определяется как доля порового пространства элементарного объема, занятая данной фазой).

В пористых упругих средах насыщенных флюидом, механика породы описывается теорией пороупругости. Многое в теории пороупругости получено из работы Biot.

Для описания совместной гидрогеомеханической модели пласта мы используем теорию линейной пороупругости с допущением изотермической области и объединяем ее с уравнением потока жидкости. В квазистационарном предположении условие напряженно-деформированного состояния пороупругих сред определяется уравнением баланса:

$$\nabla \cdot \sigma(u, p) = 0 \quad (9)$$

где σ - суммарный тензор напряжений, u - вектор смещения пористых сред, p - поровое давление.

$$\sigma = \begin{bmatrix} \sigma_x & \tau_{xy} & \tau_{xz} \\ \tau_{xy} & \sigma_y & \tau_{yz} \\ \tau_{xz} & \tau_{yz} & \sigma_z \end{bmatrix}$$

Соотношение между напряжениями, вызванное реакцией объема материала на приложенную нагрузку, напряжение нагруженного объема и порового давления можно описать принципом эффективного напряжения Терзаги:

$$\sigma'_{ij} = \sigma_{ij} - \alpha p \delta_{ij} \tag{10}$$

Общие соотношения между напряжениями и деформациями:

$$\begin{cases} \sigma_x = (\lambda + 2G)\varepsilon_x + \lambda\varepsilon_y + \lambda\varepsilon_z \\ \sigma_y = \lambda\varepsilon_x + (\lambda + 2G)\varepsilon_y + +\lambda\varepsilon_z \\ \sigma_z = \lambda\varepsilon_x + \lambda\varepsilon_y + (\lambda + 2G)\varepsilon_z \end{cases} \tag{11}$$

В более короткой форме можно записать:

$$\sigma_{ij} = \lambda\varepsilon_{vol}\delta_{ij} + 2G\varepsilon_{ij}$$

Отсюда можно получить следующее выражение:

$$\sigma'_{ij} = \sigma_{ij} - \alpha p \delta_{ij} = 2G\varepsilon_{ij} + \lambda\varepsilon_{vol}\delta_{ij} - \alpha p \delta_{ij} \tag{12}$$

где

$$\alpha = 1 - \frac{k}{k_s} \tag{13}$$

$$\varepsilon_{vol} = \varepsilon_x + \varepsilon_y + \varepsilon_z \tag{14}$$

$$\varepsilon_x = \frac{1}{E}\sigma_x \tag{15}$$

$$\varepsilon = \begin{bmatrix} \varepsilon_x & G_{xy} & G_{xz} \\ G_{xy} & \varepsilon_y & G_{yz} \\ G_{xz} & G_{yz} & \varepsilon_z \end{bmatrix}$$

где σ_{ij} - полный тензор напряжений Коши, λ и G – модули упругости Ляме (G также известен как модуль жесткости, или модуль сдвига), α - постоянная Biot (Био), p - пластовое давление, δ_{ij} – символ Кронекера, ε- тезнор деформации, ε_{vol} – объемный тензор деформации.

След тензора деформации (ε_{Vol}) идентичен объемной деформации, т.е. относительному уменьшению объема. Объемная деформация не зависит от выбора координатных осей и, следовательно, является инвариантом деформации.

Формула (13) для определения коэффициента Био, в которой k – объемный модуль сухой пористой породы, k_s- объемный модуль материала без пор.

Эффективный коэффициент напряжения Био (α), ключевой параметр, который количественно оценивает вклад порового давления в эффективное напряжение. Фактически, эффективное напряжение Терзаги можно рассматривать как предельный случай эффективного напряжения Био для материалов, характеризующихся α = 1.

Коэффициент Био является свойством только твердого тела и пористой структуры; другими словами, он не зависит от свойств флюида (Cheng et al., 1993). Предполагая, что закон эффективного напряжения известен, можно измерить поведение материала при одном поровом давлении (часто равном нулю) и затем предсказать для любого другого порового давления. Основная трудность состоит в том, чтобы получить точную модель закона эффективного напряжения, поскольку породы часто гетерогенные, нелинейные и анизотропные.

Формула (15) известна как Закон Гука, где E – модуль Юнга (модуль продольной упругости - физическая величина, характеризующая свойства материала сопротивляться растяжению, сжатию при упругой деформации), σ_x – приложенное напряжение

Объемная деформация равна:

$$\varepsilon_{vol} = \nabla \cdot u = -\frac{dV}{V} \tag{16}$$

Объемное напряжение

$$\sigma_{vol} = \frac{1}{3} tr\, \sigma \tag{17}$$

Следуя обобщенному закону Гука

$$\sigma'_{vol} = K\varepsilon_{vol} - \alpha p \tag{18}$$

где K - объемный модуль, выражается из формул (11) - (14-15):

$$K = \frac{\sigma_p}{\varepsilon_{vol}} = \lambda + \frac{2}{3}G = \frac{E}{3(1-2\nu)} \quad (19)$$

Объемный модуль определяется как отношение гидростатического напряжения σ_p относительно объемной деформации ε_{Vol}.

Для гидростатического напряженного состояния мы имеем $\sigma_p = \sigma_x = \sigma_y = \sigma_z$, в то время как $\tau_{xy} = \tau_{yz} = \tau_{xz} = 0$. λ и G – модули упругости Ляме, ν - коэффициент Пуассона (величина отношения относительного поперечного сжатия к относительному продольному растяжению)

$$\nu = -\frac{\varepsilon_y}{\varepsilon_x} \quad (20)$$

Поровое давление пропорционально расширению поровой среды:

$$p = M(\zeta - \alpha\, \varepsilon_{vol}) \quad (21)$$

где ζ – сжимаемость флюида, M - модуль Biot может быть определен по пористости ϕ и модулю насыщения K_s и K_f:

Прохождение потока через единицу площади может быть описано законом Дарси:

$$\vartheta = -\frac{k}{\mu} gradp \quad (22)$$

k - проницаемость, μ - динамическая вязкость жидкости.

Теперь мы определяем сжимаемость флюида:

$$\zeta = \alpha\varepsilon_{vol} + \frac{p}{M} \quad (23)$$

$\frac{1}{M}$ - модуль Biot (определяется как изменение содержания жидкости в породе, возникающее в результате изменения порового давления).

$$\frac{1}{M} = \frac{(\alpha-\phi)}{K_s} + \frac{\phi}{K_f} \quad (24)$$

$$\alpha = 1 - \frac{k}{k_s} \quad (25)$$

Скорость потока в пористых средах является уравнением непрерывности:

$$\frac{\partial\zeta}{\partial t} + \nabla \cdot \vartheta = f \quad (26)$$

ϑ - скорость фильтрации, f - интенсивность потока.

Переставляя уравнения (9)-(26), можно получить определяющие уравнения:

$$div\sigma(u) - \alpha\, gradp = 0 \tag{27}$$

$$\alpha \frac{\partial divu}{\partial t} + \frac{1}{M}\frac{\partial p}{\partial t} - div\left(\frac{k}{\mu} gradp\right) = f \tag{28}$$

где K, K_s, K_f- объемные модули пористых сред, породы и жидкости соответственно, ϕ - пористость.

Таким образом, механика горных пород связана с потоком жидкости, ведущим за собой изменение пористости, результатом чего является деформация матрицы породы, которая зависит как от давления, так и от напряжения, проницаемость среды также является функцией эффективных напряжений в коллекторе.

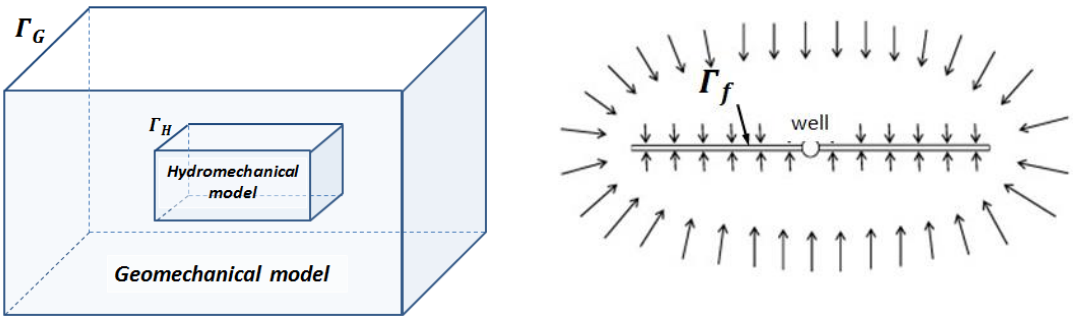
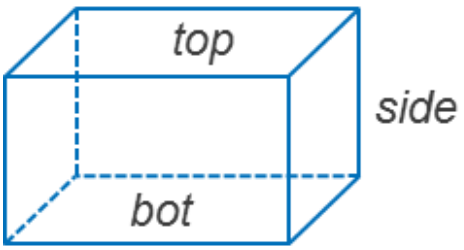


Рис 1. - Области сопряженных моделей

Для корректной постановки задачи необходимо задать начальные и граничные условия. Совместная (4D) модель состоит из геомеханических и гидродинамических доменов (Ω_G и Ω_H соответственно, $\Omega_H \subset \Omega_G$) с границами (Рис. 1) $\delta\Omega_G = \Gamma_G = \Gamma_{bot} + \Gamma_{top} + \Gamma_{side}$ и $\delta\Omega_H = \Gamma_H + \Sigma_i \Gamma_{f_i}$.



Геомеханическая модель имеет следующие начальные условия (Γ_G):

$$u|_{\Gamma_G \in bot} = 0 \tag{29}$$

Граничные условия:

$$\sigma_n|_{\Gamma_G \in top} = 0 \tag{30}$$

$$\sigma|_{\Gamma_G \in side} = \sigma_0 \tag{31}$$

Начальные условия для гидродинамической модели (Γ_H):

$$p(x, 0) = p_0(x) \tag{32}$$

Граничные условия:

$$k\frac{k_{r_i}}{\mu_i}(\nabla p_i - \rho_1 g \nabla z)n|_{\Gamma_H} = 0 \tag{33}$$

$$p_{i|_{\Gamma_H}} = p_i^0(\Gamma_H, t) \tag{34}$$

Начальные условия смещения следуют форме (28) согласно (32):

$$div\sigma(u_0) - \alpha grad p_0 = 0, x \in \Omega. \tag{35}$$

Примененный для геомеханического моделирования метод основан на нагружении модели вертикальным напряжением (рассчитывается, исходя их интегрированного веса вышележащих ячеек) и региональными горизонтальными напряжениями. Среда каждой ячейки нагружаемой модели обладает механическими свойствами (Модуль Юнга, коэффициент Пуассона, прочность, угол внутреннего трения), а так же имеет свое значение

плотности. При этом ячейки модели жестко связаны, и деформация каждой из них рассчитывается исходя не только из ее упруго-прочностных свойств, но и из свойств окружающих ячеек. Таким образом, модель является не набором отдельных независимых элементов, а представляет собой единую систему.

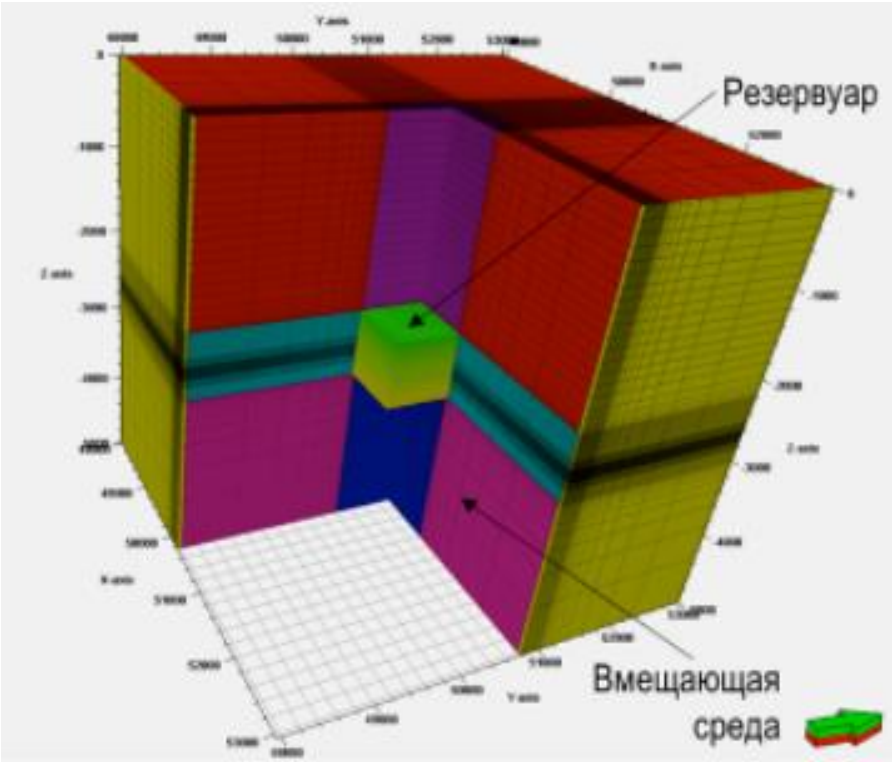


Рис. 2 – Окружающие дополнительные ячейки

Секторная модель окружается дополнительными ячейками (вмещающей средой) (Рис. 2), содержащими осредненные механические свойства для каждой глубины. Также дополнительными ячейками симулируются подстилающие толщи пород. На всех границах модели задаются граничные условия, определяющие поведение всей модели. На дневной поверхности задается условия отсутствия перемещений и деформаций, а так же равенства нулю нормальных и сдвиговых напряжений. На краях вмещающей среды создается дополнительный слой ячеек с повышенной прочностью и более высоким модулем Юнга, чтобы избежать горизонтальных прогибов того или иного слоя; на удалении от модели задаются градиенты действующих региональных напряжений. Кроме того, в

модели добавляется жесткое основание, путем задания высокого значения модуля Юнга наиболее глубоко залегающему слою вмещающей среды. Помимо этого, в процессе нагружения, на границах каждого элемента должно соблюдаться условие непрерывности.

Когда динамика порового давления инициирована, вокруг ствола скважины образуется так называемая «продуктивная зона» (Рис. 3). Напряжения вокруг ствола скважины (в продуктивной зоне) изменяются из-за эффекта пороупругих напряжений, вызванных градиентом давления в коллекторе. Как только градиент давления имеет разную по значениям величину, в каждой оси проецирования максимальные горизонтальные напряжения меняются.

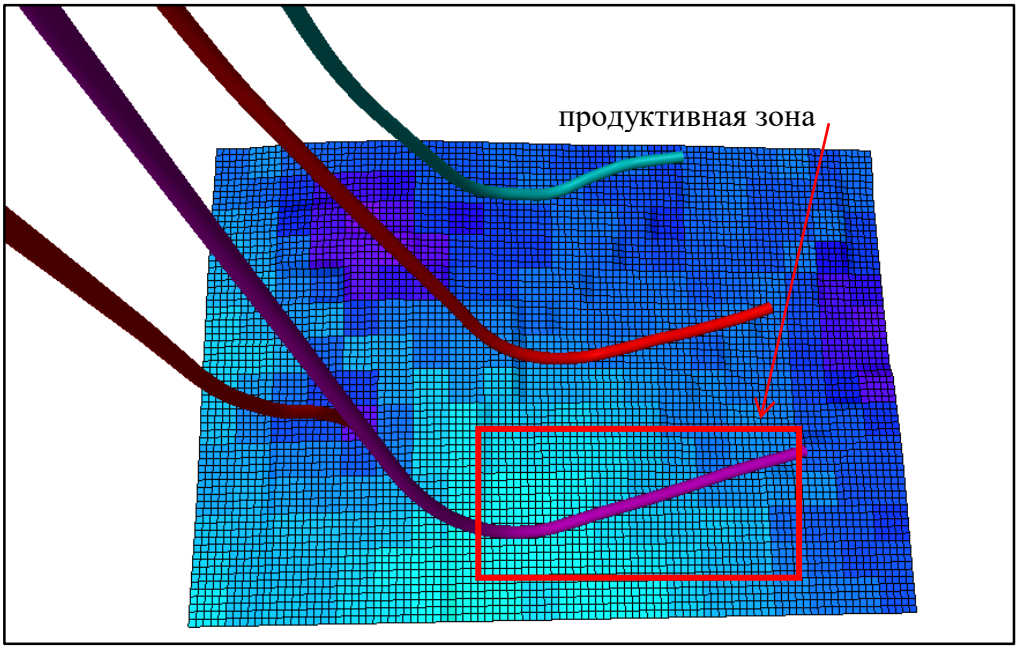
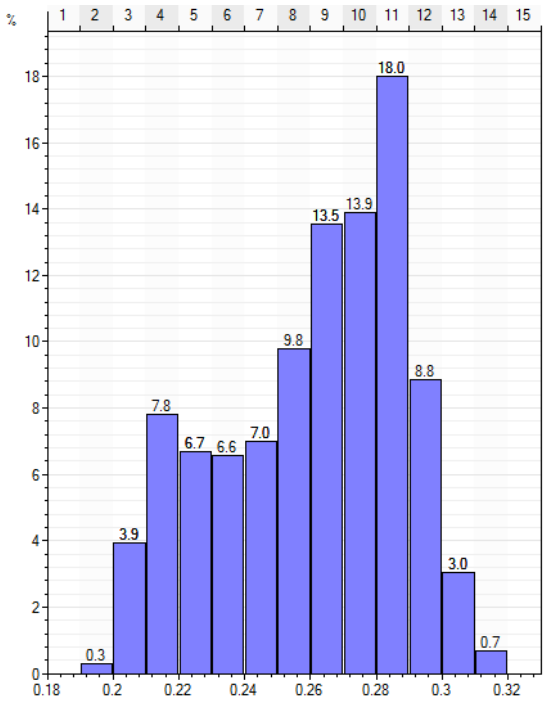


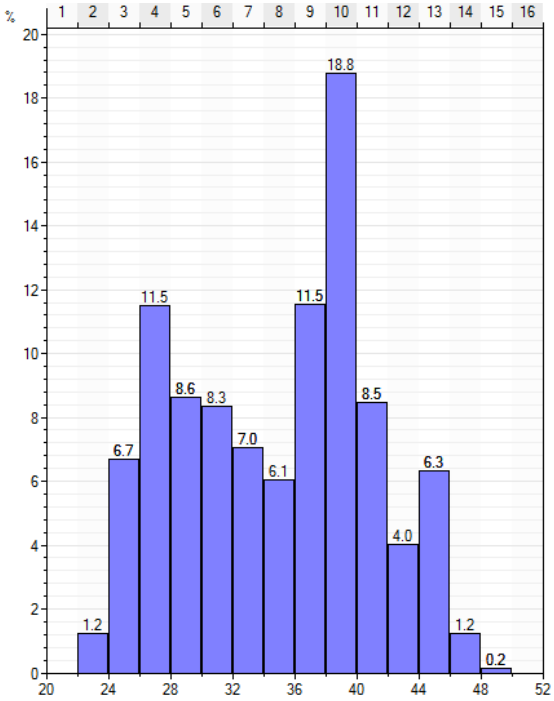
Рис. 3 – Продуктивная зона

Входные параметры, используемые при моделировании, приведены в табл. 1:

Распределение статического коэффициента Пуассона и статического модуля Юнга



Коэффициент Пуассона



Модуль Юнга, ГПа

Табл. 1 – входные параметры

Параметр	Значение
Коэффициент Био	1.0
Пористость	13-14%
Проницаемость	0.5-5 мД
Плотность пород	2-2.5 г/см^3
Мощность пласта	50 м

После задания начальных, граничных и входных условий, перейдем к численному моделированию.

ЧИСЛЕННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ

Объектом данного исследования является сектор нефтяного месторождения, вырезанный из геологической 3D-модели, построенный в программном комплексе Petrel (Рис. 4)

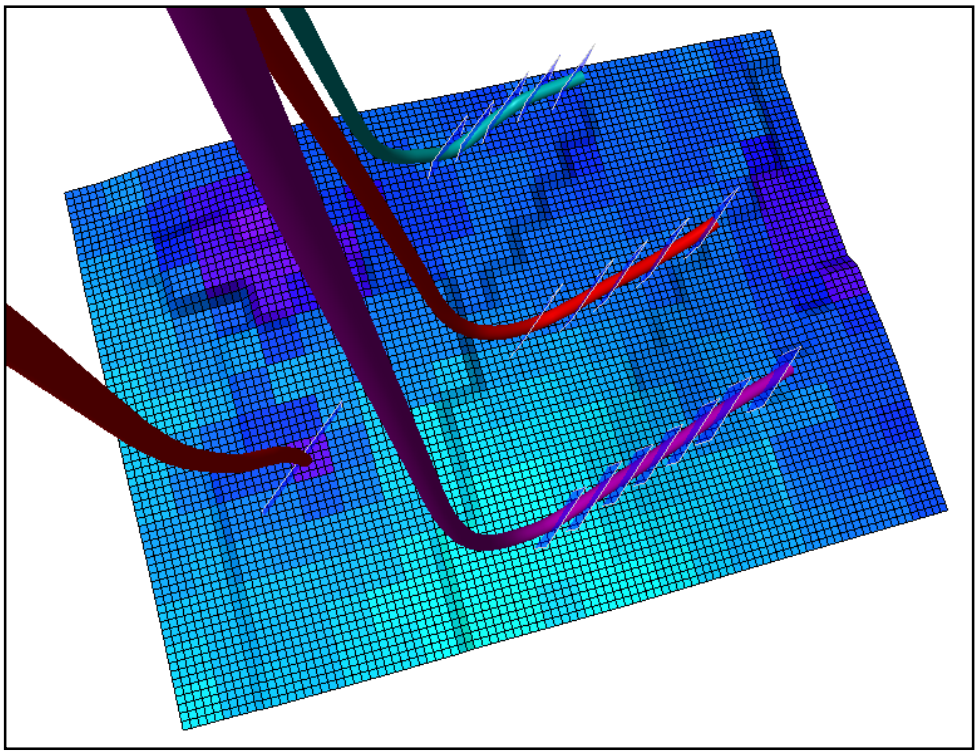


Рис. 4 – Сектор месторождения

Показатели секторной модели месторождения:

Размер ячейки – 20х20 м.

Количество ячеек – 1209600 шт.

Подготовка моделей производится инструментами программных пакетов, использующих в расчетах метод конечных элементов и конечных разностей.

Для гидродинамических расчетов использовался симулятор Schlumberger Eclipse Blackoil. Он является универсальным симулятором нелетучей нефти, который использует полностью неявную схему

моделирования фильтрации для трехмерных задач. В нашей модели нелетучей нефти флюид состоит из пластовой нефти и воды.

Для геомеханических расчетов использовался симулятор Schlumberger Visage, который позволил рассчитать полный тензор напряженно-деформированного состояния залежи методом конечных элементов.

Данные симуляторы предоставляют уникальную возможность проведения 4D гидро-геомеханического анализа путем полностью автоматизированной 2х-сторонней связки с гидродинамическим симулятором Eclipse, что предоставило возможность произвести оценку как изменения напряженно-деформированного состояния залежи во времени, так и влияния геомеханических эффектов на процессы разработки и добычи.

АЛГОРИТМ ПОСТРОЕНИЯ СОВМЕЩЕННОЙ ГИДРО-ГЕОМЕХАНИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ

На базе геологической 3D-модели построена сетка гидродинамической модели с загруженными входными данными по физико-химическим свойствам флюидов, проницаемости, произведен расчет модели с временным шагом. Из гидродинамической модели происходит выгрузка куба пластового давления на расчетную дату.

Геомеханическая модель в свою очередь включает в себя структурную сетку, поверхности разломов, механические свойства пород, основанные на данных буровых событий. После задания входных условий методом конечных элементов рассчитывается тензор напряжений, который включает в себя направления всех элементов тензора.

Совместный расчет осуществляется следующим образом – на рассматриваемую дату из гидродинамической модели выгружается куб пластового давления, загружается в свойства геомеханической модели. На

сформированной модели пересчитывается тензор напряжений и направления главных напряжений.

Рис. 5 – Алгоритм создания совмещенной модели

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТОВ

Механическое воздействие на пласт является причиной изменения объема порового пространства и, как результат, перераспределение пластового давления от точки добычи углеводорода к удаленной зоне. Максимальный эффект изменения пластового давления наблюдается в «продуктивной зоне».

На Рис. 6 представлен сектор совмещенной гидро-геомеханической модели с картой распределения начального пластового давления на начало разработки месторождения (2006й год) с нанесенными разломами. Давление задается как начальное условие в математической постановке, величина которого составляет 377 Атм.

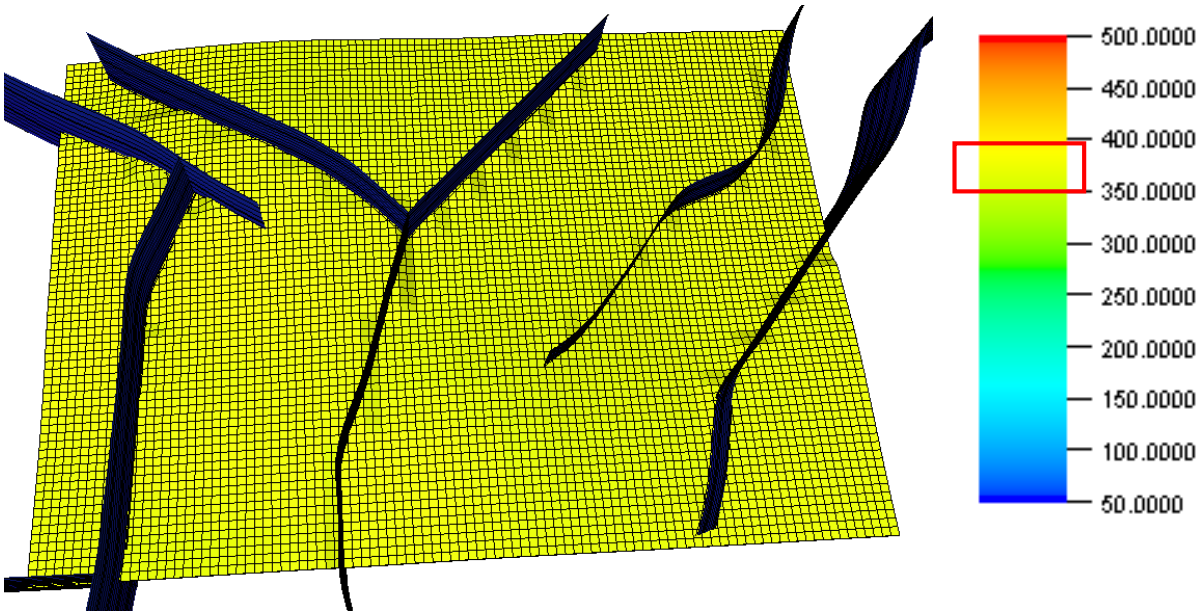


Рис. 6 - Карта начального пластового давления

Расчет гидродинамической модели позволяет отследить динамику изменения пластового давления во времени. Просчитан базовый вариант гидродинамической модели (садаптированный по интегральным показателям и коррелирующий между расчетными и фактическими показателями добычи,

давлений, обводненности), результатами которой являются кубы пластового давления на нужную нам дату.

Как видно из Рис. 6, к 2016му году наблюдается динамика пластового давления в продуктивной зоне, значение в которой составляет 300-310 Атм.

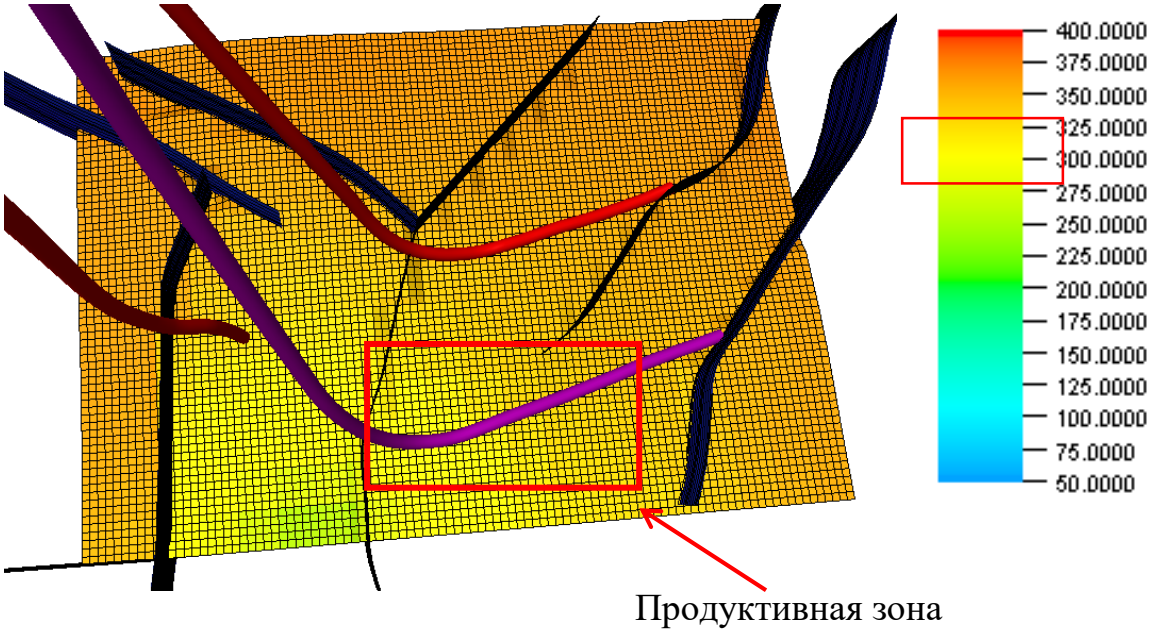


Рис. 6 – Динамика пластового давления

Полученные кубы пластового давления загружаются в расчетный модуль геомеханического симулятора, который в свою очередь, пересчитывает тензор напряжений и направления главных напряжений.

На Рис. 7 показан результат моделирования, при котором направления максимальных горизонтальных напряжений рассчитаны на основе куба пластового давления на 2016й год. Ориентация напряжений по данному сектору однонаправленна, имеет одинаковый тренд. Неоднородность напряжений видна на разломных нарушениях пласта.

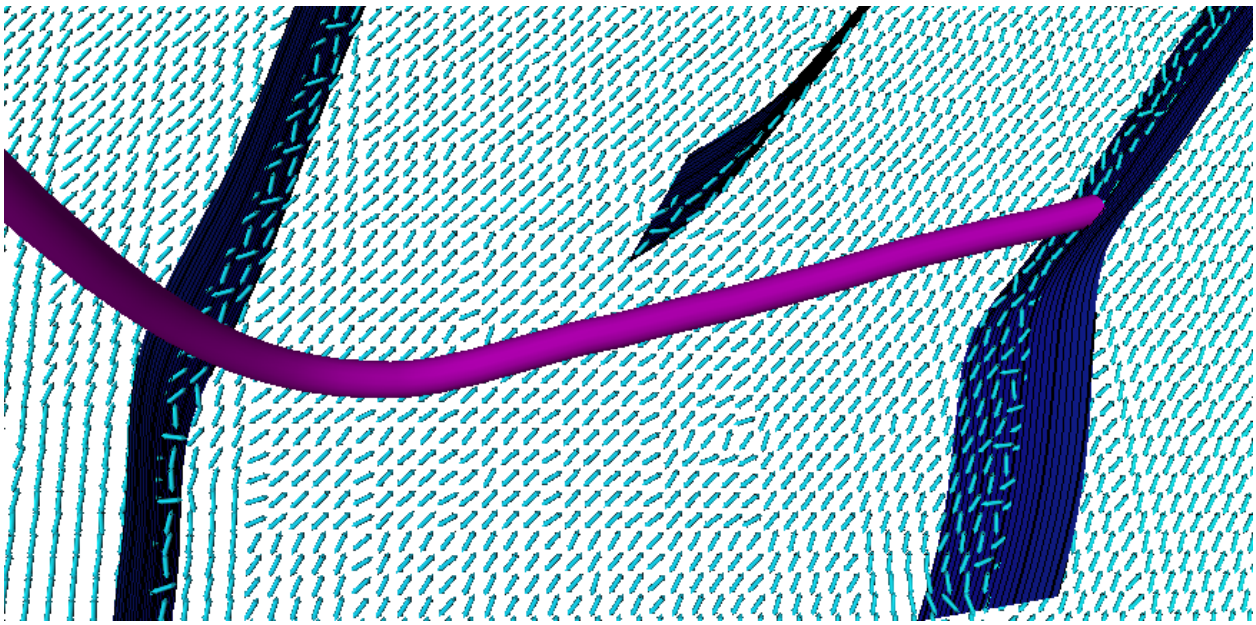


Рис. 7 – Направления максимальных горизонтальных напряжений

На следующем шаге расчета используется куб пластового давления выгруженный на 2018й год, с явно выраженной динамикой пластового давления (Рис. 8). Данное изменение пластового давления обусловлено механическим воздействием на пласт (пробуренный фонд скважин с многостадийным гидроразрывом пласта), а так же вследствие отбора флюида. Величина давления составляет 220 Атм, что на 157 Атм ниже начального пластового.

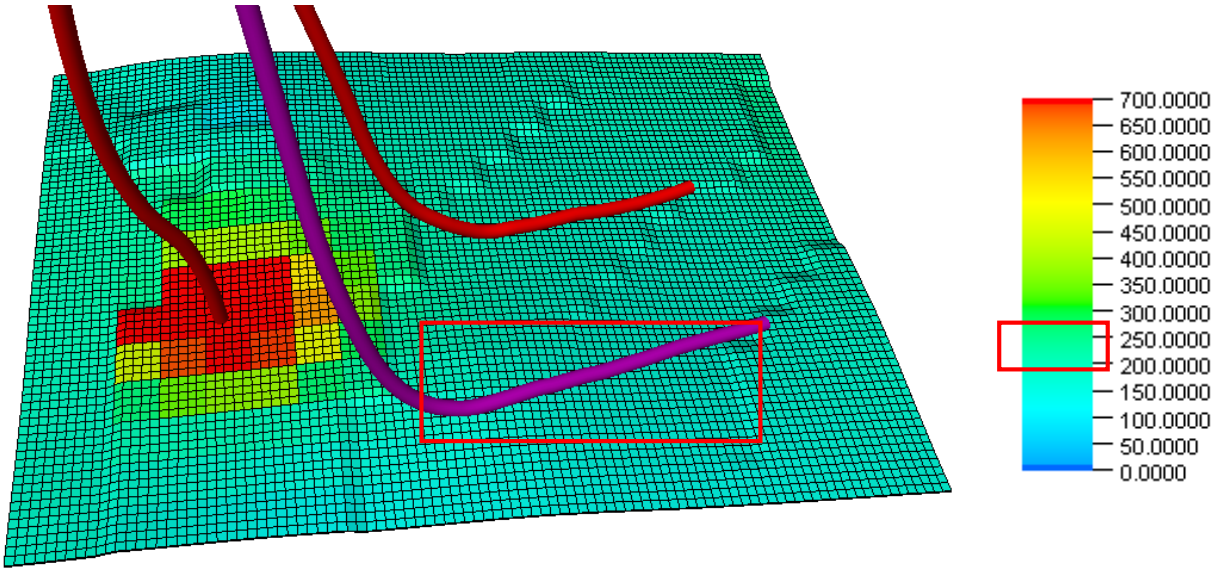


Рис. 8 - Пластовое давления на 2018й год

По результатам расчета тензора напряжений видно, что в околоскважинном пространстве присутствует зона, в которой происходит переориентация азимутов максимальных горизонтальных напряжений. Этот эффект возникает вследствие динамики пластового давления и механических воздействий на пласт. (Рис. 9)

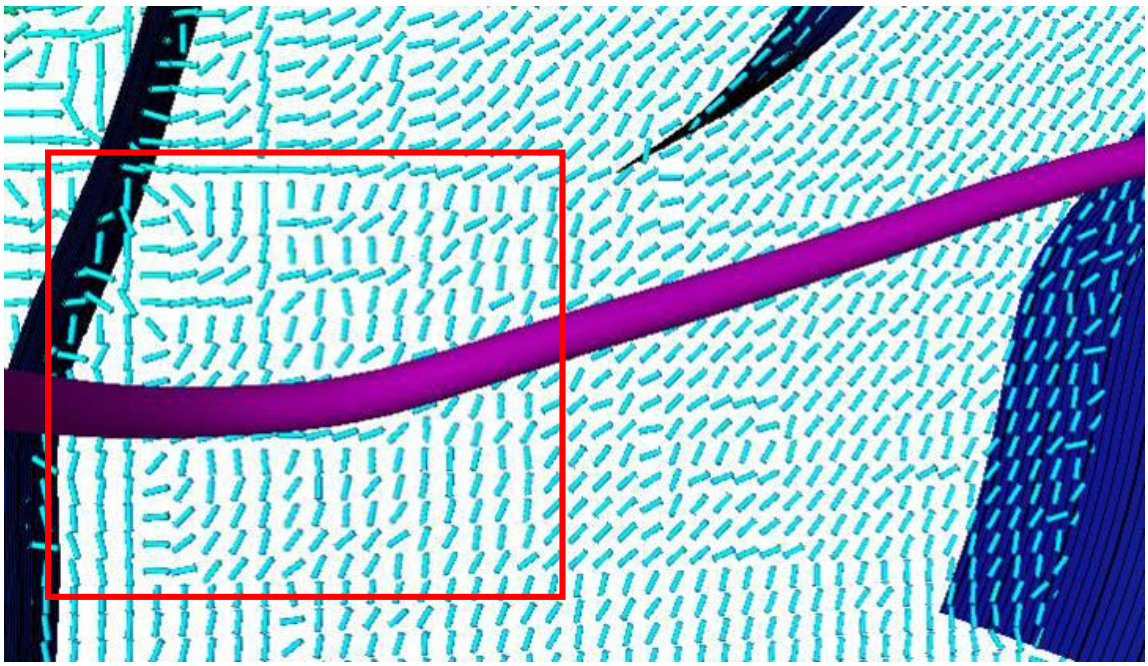


Рис. 9 – Переориентация максимальных горизонтальных напряжений

Совместный гидро-геомеханический расчет показал, что при сильном изменении пластового давления, а также при механическом воздействии на пласт (проведение ГРП) происходит переориентация максимальных горизонтальных напряжений. Изменение напряжений происходит в соответствии с уравнением Терзаги (10).

На основе данных расчетов появляется возможность взглянуть на концепцию разработки месторождений с новой стороны. Приоритетной задачей является оптимизация системы разработки, а именно своевременные переводы скважин на другие режимы работы. Важным фактором при этом является недопущение обводнения добывающих скважин фронтом нагнетаемой воды.

Далее рассмотрим скважину-кандидата для перевода из добывающего режима в нагнетательный, проанализируем перспективность данного мероприятия и оценим эффективность.

АНАЛИЗ СКВАЖИНЫ-КАНДИДАТА ДЛЯ ПЕРЕВОДА ИЗ ДОБЫВАЮЩЕЙ В НАГНЕТАТЕЛЬНУЮ

Целью анализа является расчет прогнозных показателей скважины, перевод которой планируется из добывающего фонда в нагнетательный для поддержания пластового давления и вытеснения нефти фронтом нагнетаемой жидкости, а также недопущения обводнения добывающих скважин.

Рассматриваемая скважина находится в зоне пониженного пластового давления и характеризуется высокими темпами падения добычи. На основании этого принято решение рассмотреть перспективность перевода её из добывающего фонда в нагнетательный, оценить риски преждевременного обводнения окружающих скважин. По результатам совмещенного гидро-геомеханического моделирования видно, что в околоскважинном пространстве произошла переориентация максимальных горизонтальных напряжений.

При переводе скважины из добывающей в режим нагнетания, происходит процесс, называемый «автоГРП» - трещины, возникающие в процессе закачки воды в пласт под высоким давлением. Образование трещин возникает при давлении закачки, превышающем давление разрыва пласта.

Данный процесс характерен для большинства нагнетательных скважин. Длины трещин автоГРП могут быть сравнимы с характерными расстояниями между соседними скважинами в системе разработки, что может привести к нежелательным последствиям: из-за высокой подвижности закачиваемой воды велика вероятность её прорыва. При прорыве воды существенно возрастает обводненность добываемых углеводородов, что сильно снижает их экономическую эффективность.

В гидродинамическом симуляторе проведены прогнозные расчеты на ближайшую перспективу (3 года) для оценки эффективности закачки жидкости и анализа обводненности окружающих добывающих скважин.

На Рис. 10 представлены ориентации трещин ГРП на 2016й год. Направление трещин сонаправленно с направлением максимального горизонтального напряжения.

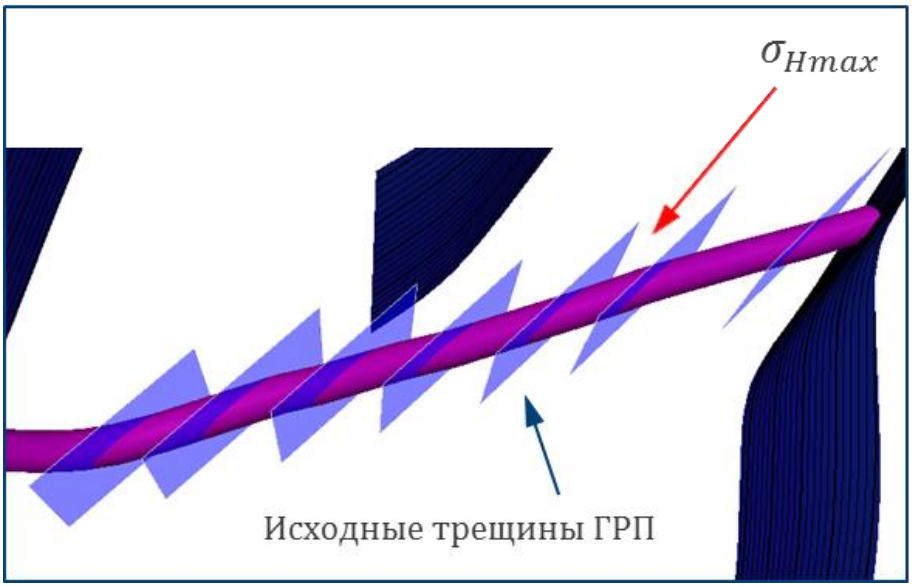


Рис. 10 – Исходные направления трещин ГРП

Для проверки корректности данных по фактической ориентации трещин ГРП используется информация, полученная в результате проведения геофизических исследований. В виду отсутствия исследований на рассматриваемой скважине, будем основываться на результатах исследований проводимых на скважинах-аналогах. До и после проведения ГРП получают данные с микроимеджеров и микросканеров, которые дают представление об ориентации главных напряжений в околоскважинной зоне. Исследования свидетельствую о том, что азимуты максимальных горизонтальных напряжений в 80% случаев по месторождению имеют одинаковые направления с погрешностью ± 5° . На основе этого мы можем сделать вывод о корректности предположения ориентации исходных трещин ГРП в рассматриваемой скважине.

Эксплуатация скважины в течение 2х лет показало большую динамику пластового давления, особенно в зоне отбора нефти. К 2018му году пластовое давление составляет 220 Атм в продуктивной зоне. (Рис. 11)

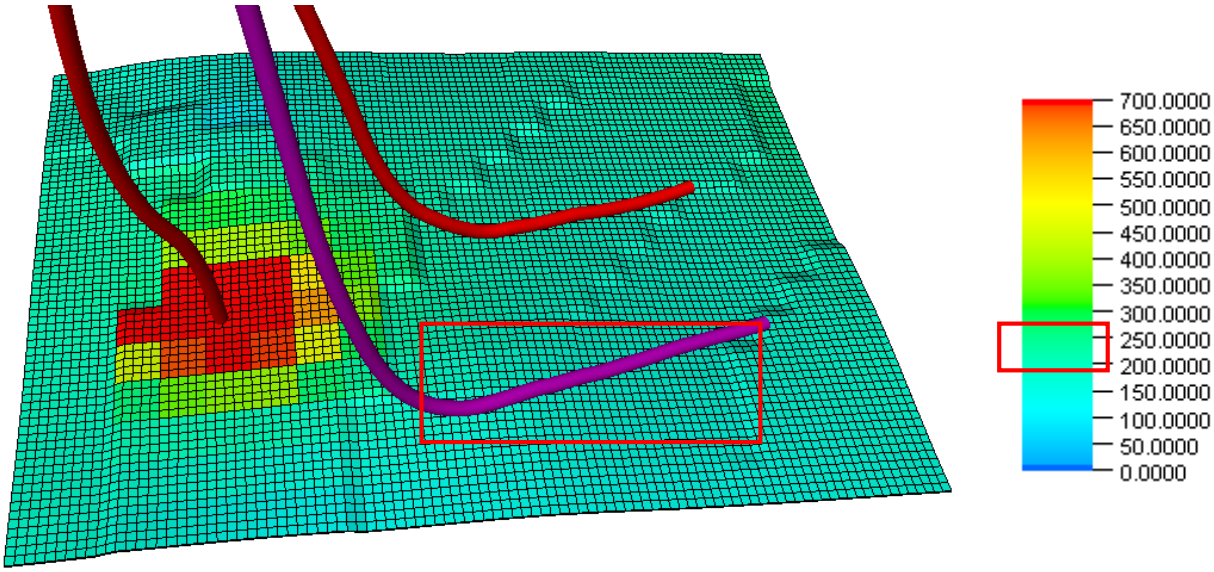


Рис. 11– Карта пластового давления на 2018й год

В результате переориентации максимальных горизонтальных напряжений при переводе скважины из добывающей в нагнетательную, при закачке жидкости произойдет автоГРП, трещины которого будут направлены по ориентации максимального горизонтального напряжения. Видна переориентация 2х трещин. Данный процесс изображен на Рис. 12

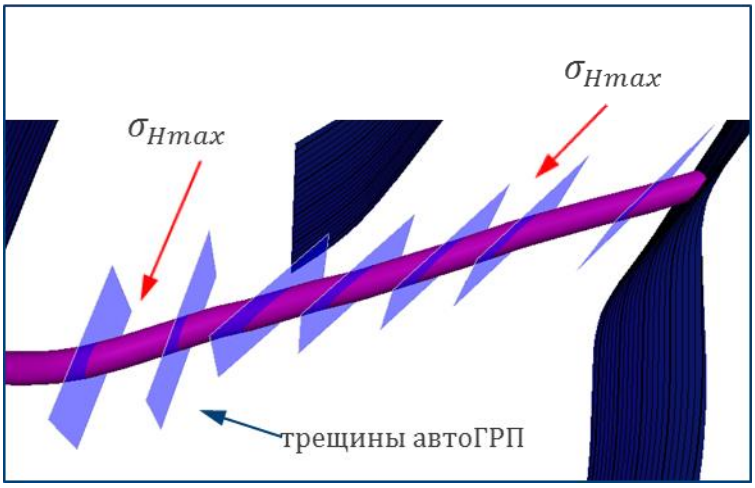


Рис. 12 – переориентация трещин автоГРП

Концептуальная модель переориентации трещин ГРП представлена на Рис. 13

Рис. 13 – Концептуальная модель переориентации трещин ГРП

Данная модель показывает возможное изменение азимутов трещин ГРП при проведении повторного ГРП (рефрак) или же при закачке жидкости, в случае, если скважина нагнетательная (автоГРП). Изменение максимальных горизонтальных напряжений в околоскважинной зоне создает условие для ре-ориентации повторных трещин ГРП. В таких условиях повторная трещина ГРП может распространяться под углом до 90° по отношению к направлению трещины первоначального ГРП.

Прогнозные расчеты проводились на 3-х летнюю перспективу (с 01.04.2018 до 01.04.2021) следующими методами:

- Загрузка данных в гидродинамическую модель, включающих в себя:

  - глубина залегания трещин

  - азимут трещин автоГРП (-15° для трещин сохранивших направление, -35° для переориентированных)

  - полудлина трещин 170 м

  - ширина трещин 3.3 мм

  - высота трещин 43 м

  - проводимость трещин

- Адаптация базовой модели (сопоставление расчетных характеристик с фактическими)

Результатами расчета являются данные, по которым можно построить графики добычи нефти и обводненности по добывающим скважинам, находящимся в исследуемом секторе. Иначе говоря, оценить степень влияния нагнетательной скважины на добывающие.

Для проверки корректности результатов расчетов используются данные ГДИС (гидродинамические исследования скважин)

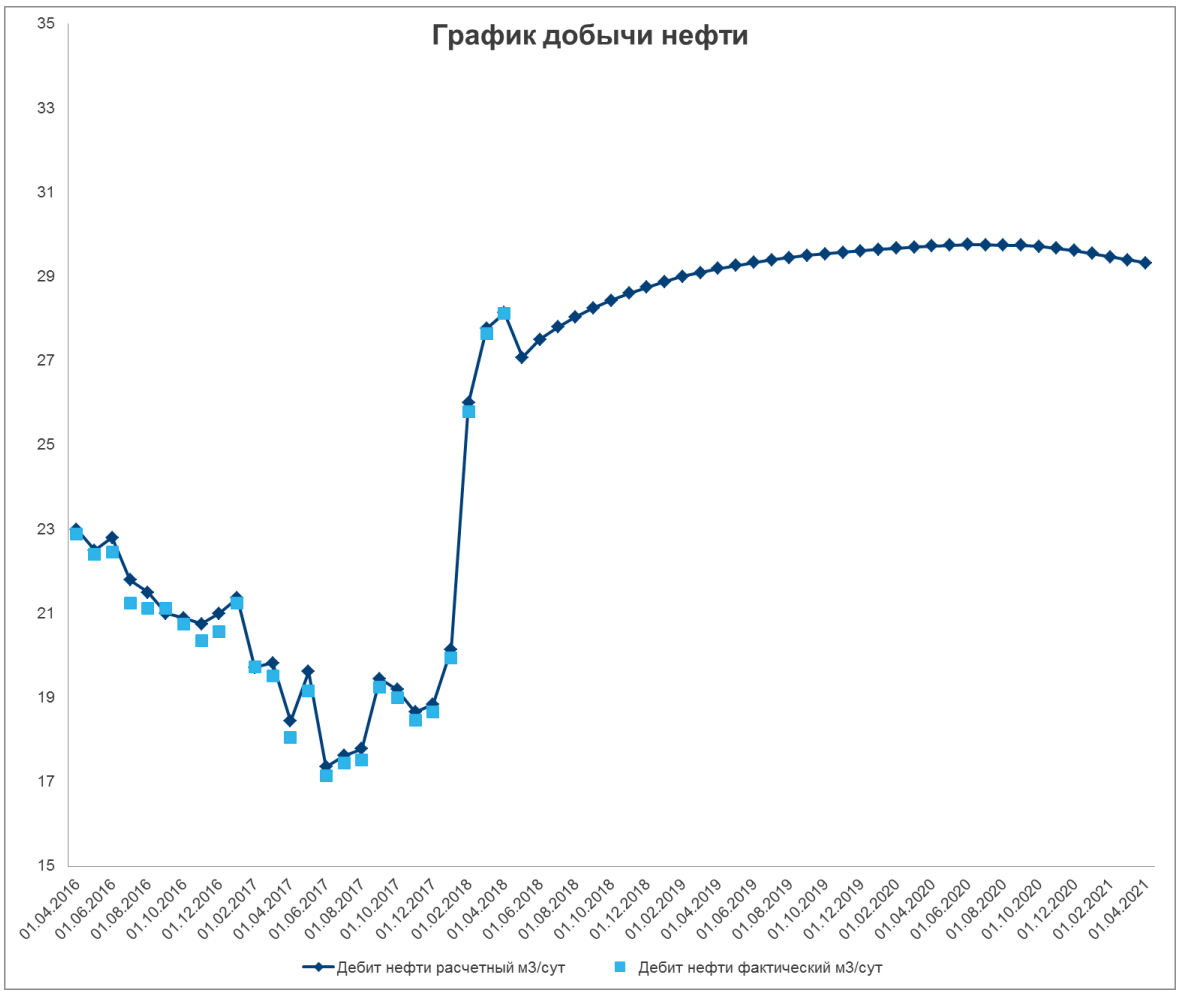


Рис. 14 – График добычи нефти на соседней добывающей скважине

Как видно из Рис. 14 фактическая и расчетная добыча нефти в период с 01.04.2016 по 01.04.2018 интегрально садаптированна (расчетные данные сопоставимы с фактическими), что позволяет доверять результатам прогнозных расчетов. Отчетливо виден рост добычи нефти в период 2018-2020 года, вызван он эффектом от нагнетательной скважины. Для анализа

обводнения добывающих скважин рассмотрим график обводненности (Рис. 15)

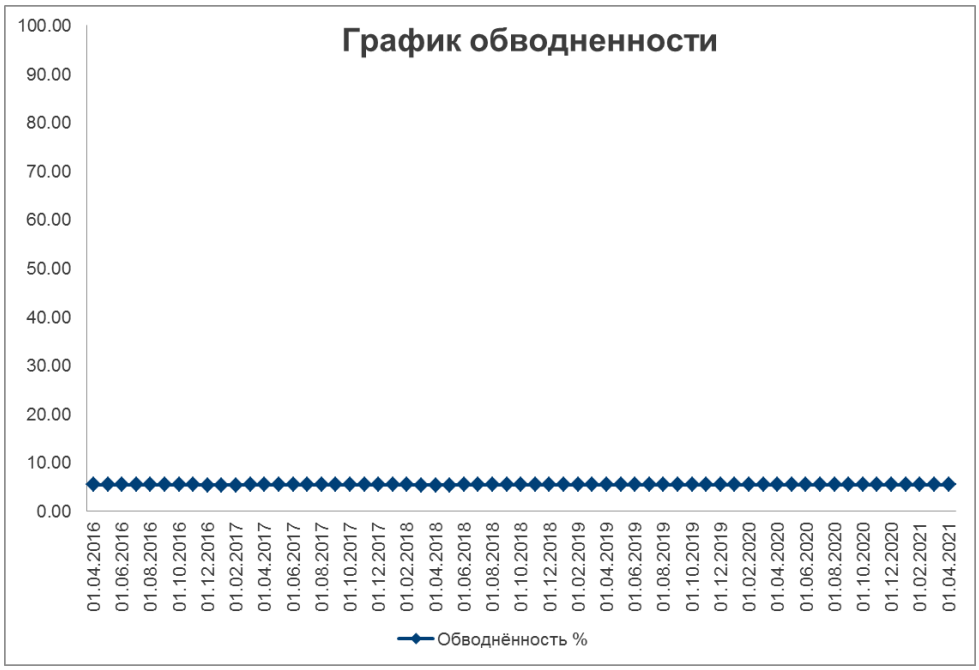


Рис. 15 – График обводненности добывающих скважин исследуемого сектора

Как видно из графика, роста обводненности не наблюдается, значения колеблются в пределах 4-6%, что является показателем отсутствия прорывов нагнетаемой воды в добывающем фонде скважин.

В качестве подтверждения правильности задания входных условий по скважине, берутся результаты ГДИС (гидродинамических исследований) по ряду скважин-аналогов.

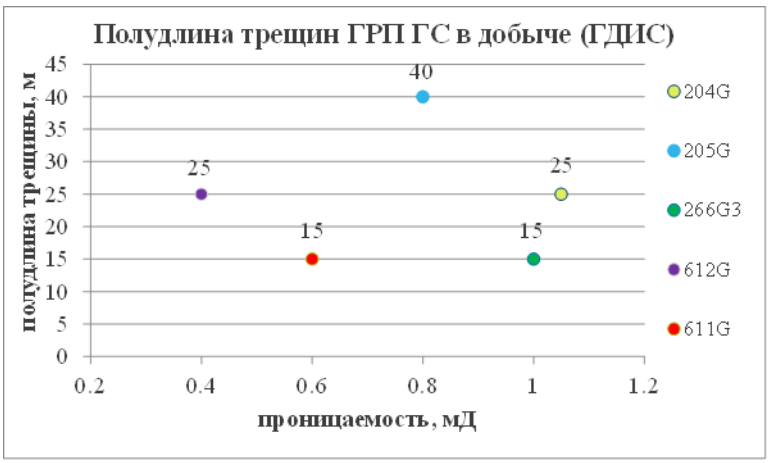


Рис. 16 – полудлины трещин ГРП в добывающих скважинах

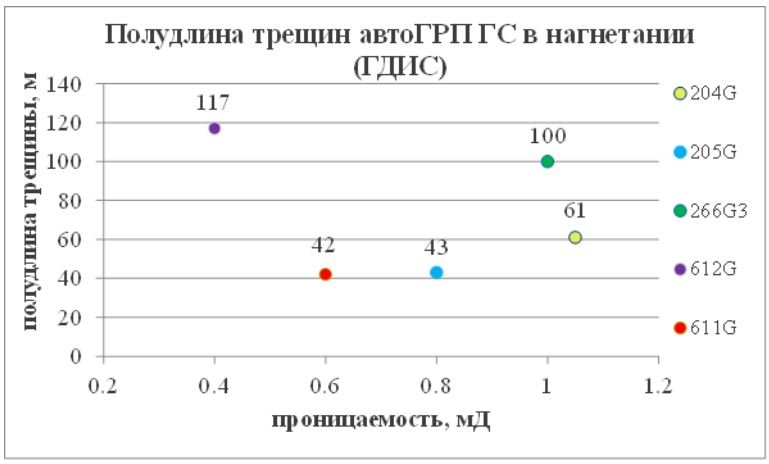


Рис. 17 – полудлины трещин автоГРП при переводе скважин из добывающих в нагнетательные

На Рис. 16 представлены численные значения полудлин трещин ГРП в период работы скважины в добыче, а затем, на Рис. 17 показаны те же скважины, но уже при переводе из добывающего режима работы в нагнетательный. В среднем, при автоГРП происходит рост трещины в 1.5 раза.

По итогам анализа и расчетов можно сделать вывод о том, что рассматриваемая скважина подходит для перевода из добывающей в нагнетательную. На реагирующих скважинах (окружающий добывающий фонд) отмечается эффект от закачки в виде прироста добычи нефти. По графику обводненности можно судить о том, что обводнения и прорыва от закачиваемой воды не наблюдается.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе данной работы была создана совместная гидро-геомеханическая модель, описывающая процесс разработки месторождения учитывающая изменение напряженного состояния в нефтенасыщенном пласте в процессе отбора флюида. Для построения модели использовались два симулятора: конечно-элементный симулятор Schlumberger Visage для геомеханических расчетов и конечно-элементный симулятор Schlumberger Eclipse для гидродинамических расчетов. Определяющий параметр, по которому происходит процесс совместного расчета в симуляторах, является пластовое давление. Изменение пластового давления в процессе разработки месторождения вызывает изменение тензора напряжений и деформаций в нефтенасыщенном пласте.

Выполнен анализ перспективности и успешности перевода скважины-кандидата из добывающего режима работы в нагнетательный, оценены риски преждевременного обводнения окружающего фонда скважин. Результатом анализа является заключение об успешности перевода рассматриваемой скважины, расчетные показатели свидетельствуют об отсутствии прорывов воды, наблюдается положительная динамика в добыче нефти.

Созданная методика расчета и анализа пластовой системы позволяет оценивать успешность не только таких технологических мероприятий, как перевод скважин из добывающих в нагнетательные, но и избежать проблем и осложнений при бурении новых скважин, учесть развитие трещин повторных ГРП на добывающих скважинах, тем самым интенсифицировать добычу.

ОХРАНА ТРУДА

Вопрос охраны труда при работе с использованием ЭВМ является неотъемлемой частью рабочего процесса в целом. Этот вопрос стоит рассматривать с точки зрения обеспечения безопасных условий труда, сохраняющих здоровье человека.

При работе в офисном помещении с использованием ЭВМ ключевыми факторами являются:

- Пожароопасность
- Освещение помещения
- Микроклимат помещения
- Уровень шума
- Опасность поражения электрическим током

Пожаробезопасность:

На территории предприятия, офиса, рабочего пространства в обязательном порядке должен быть устав, регламентирующий и устанавливающий нормы и правила пожарной безопасности. В этом документе должно быть указано лицо, несущее ответственность за соблюдение данного регламента.

Данный регламент должен включать в себя следующую информацию:

- ✓ Информационные таблички с указанием телефонов спецслужб на каждом этаже офисного помещения, а также на пути эвакуации.
- ✓ План эвакуации при возникновении чрезвычайной ситуации. Данный план обязателен для каждого этажа здания и каждого помещения. Максимально допустимое расстояние между планами, размещенными на одном этаже составляет 60 метров.

- ✓ Световые таблички (зеленого цвета), которые, в случае возникновения нештатной ситуации, укажут кратчайший путь для эвакуации из здания.
- ✓ Информационные таблички, показывающие местоположение средств пожаротушения (пожарные гидранты), расположение кнопок включения аварийной сигнализации в случае пожара.
- ✓ Первичные средства пожаротушения. К таким средствам относятся переносные огнетушители, доступ к которым не должен быть ограничен. Ответственные за пожарную безопасность должны регулярно, в соответствии с установленными нормами, проводить осмотр и проверку состояния огнетушителей, и в случае необходимости – производить замену.
- ✓ Журнал инструктажа по технике пожарной безопасности. Обязательный инструктаж проводится непосредственно при трудоустройстве, в журнал вносятся сведения о его прохождении. Далее инструктаж проводится согласно установленному ежеквартальному расписанию.
- ✓ Наличие путей эвакуации. Доступ к путям эвакуации должен быть свободен, на пути не должно быть ограничений, например, в виде шкафов или стендов. При эвакуации следует обратить внимание на световые таблицы и речевое оповещение. Основное требование к эвакуационным выходам – незадымляемая лестница и свободный выход на улицу. Двери эвакуационного выхода должны быть открыты и открываться по направлению движения из эвакуируемого помещения.
- ✓ При наличии лифтов в офисном помещение – автоматическое спускание лифтов на первый этаж и открытие створок дверей. Пользоваться лифтами при эвакуации и пожарной тревоге запрещается.

Ответственность за соблюдение техники безопасности несет руководитель организации.

Средства пожаротушения:

Офисные помещения должны быть оборудованы ручными переносными порошковыми огнетушителями. Доступ к ним должен быть свободен.

В крупных организациях с большим количеством сотрудников, помимо огнетушителей, офис должен быть оснащен системой охранно-пожарной сигнализации (АУПС), автоматической системой пожаротушения (дренчерная, сплинклерная), пожарными гидрантами с пожарными рукавами 20м., а также индивидуальными универсальными фильтрующими малогабаритными самоспосателями (УФМС) с полумаской.

Данный самоспасатель предназначен для индивидуальной защиты органов дыхания и зрения людей от токсичных продуктов горения при эвакуации из задымленных помещений во время пожара, а также от других опасных химических веществ (паров, газов и аэрозолей) в случае техногенных аварий. Самоспасатель соответствует ГОСТ 12.4.041-2001, ГОСТ Р 22.9.09-2005, СТБ 11.14.05-2010, Требованиям «Технического регламента о требованиях пожарной безопасности» ФЗ №123-Ф 2008г., ГОСТ Р 53261-2009.

Освещение помещения:

Освещение рабочего места является показателем, определяющим степень работоспособности человека. В это понятие заложена и концентрация внимания, глазное напряжение и усталость, нервное напряжение, утомляемость. Оптимальный уровень освещенности рабочего

места складывается из естественного освещения и искусственного. Суммарный показатель должен быть комфортным и оптимальным для функционирования органов зрения.

Необходимость достаточной освещенности заключается не только в безопасности зрения, но и в восприятии информации – 90% получаемой информации воспринимается органами зрения.

Освещение рабочего места должно быть не слепящим глаза, равномерным и достаточным в любое время суток. Наиболее оптимальный вариант с точки зрения гигиены - когда хорошая освещенность всего помещения сочетается с интенсивным освещением рабочего места. Выполнение этих условий способствует повышению эффективности производственного процесса и предупреждает быструю утомляемость глаз. При необходимости рабочее место может быть дополнено индивидуальной системой освещения – лампы, светильники.

При организации освещения места работы нужно максимально использовать естественный свет. В помещениях постоянного пребывания персонала светильники общего освещения должны быть установлены так, чтобы свет по всей площади распределялся равномерно, или же непосредственно над каждым рабочим местом.

Нормы освещения рабочего пространства регламентируются согласно СП 52.13330.2011, СНИП 23-05-95.

Микроклимат помещения:

В соответствии с Санитарными нормами и правилами (СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений) микроклимат производственного помещения измеряется по установленным показателям:

- ✓ Температура воздуха (не менее +22-24 °С)

- ✓ Температура поверхностей (не менее +21-25 °С)
- ✓ Относительная влажность воздуха (40-60%)
- ✓ Скорость движения воздуха (0.1 м/с)
- ✓ Интенсивность теплового облучения

Уровень шума:

Уровень шума на рабочем месте не должен превышать значения от 50 до 80 дБА, в зависимости от напряженности труда (в соответствии с СанПиН 2.2.4.3359-16)

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Р.Д. Каневская. Математическое моделирование гидродинамических процессов разработки месторождений углеводородов, Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2002, 140 стр.
2. E.Fjaer, R.M. Holt, P. Horsrud, A.M. Raaen & R. Risnes. Petroleum related rock mechanics. 2nd edition, 2008.
3. Biot M.A. General theory of three dimensional consolidation // Journal of Applied Physics. — 1941. — Vol. 12, no. 2.
4. Zoback M.D. Reservoir Geomechanics: Earth Stress and Rock Mechanics Applied to Exploration, Production and Wellbore Stability - Cambridge Press. 2007
5. Terzaghi, K. 1943. Theoretical Soil Mechanics, John Wiley and Sons, NewYork.
6. Павлов В., Е. Корельский, К. Бутула, А. Клюбин, Д. Максимов, А. Зиновьев, Д. Задворнов, О. Грачев., Создание 4Д геомеханической модели для определения влияния разработки месторождения на геометрию трещин ГРП, SPE 182020-RU, 2016
7. В.Н. Николаевский. Геомеханика и флюидодинамика, Москва, изд. Недра, 1996г, 447 стр.
8. Д.Р. Фанчи. Интегрированный подход к гидродинамическому моделированию. «НК Роснефть», серия «Библиотека нефтяного инжиниринга» под редакцией С.М. Богданчиков, М.М. Хасанов, К.С. Басниев, Г.Г. Гилаев. 2010, 256 стр.
9. М.М. Хасанов, А.Х. Мирзаджанзаде, Р.Н. Бахтизин. «Моделирование процессов нефтезагодобычи», Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2004, 368 стр.
10. Гарагаш И.А., Дубовская А.В., Корнева Д.А., Гасеми М.Ф., Комплексное (4D) геомеханическое и гидродинамическое

моделирование эволюции нефтяного месторождения в процессе разработки. SPE-171215-RU, 2014
11. Дубиня Н., Лукин С., Чебышев И., Совмещенное геомехаическое и гидродинамическое моделирование поведения нефтяного пласта с помощью метода конечных элементов. SPE-176631-RU, 2015
12. Тримонова М., Дубиня Н., Основные закономерности развития трещины автоГРП. SPE-176638-RU, 2015
13. С.М. Дуркин. Моделирование процесса разработки нефтяных месторождений (теория и практика), учебное пособие. Ухта: УГТУ, 2014, 104 стр.
14. Bazyrov I., Glazyrina A., Lukin S., Alchibaev D., Salishev M., Ovcharenko Yu., Time-Dependent Hydro-Geomechanical Reservoir Simulation of Field Production. Elsevier, XXVII International Conference “Mathematical and Computer Simulations in Mechanics of Solids and Structures”. Fundamentals of Static and Dynamic Fracture. 2017
15. Басниев К.С., Дмитриев Н.М., Розенберг Г.Д., Нефтегазовая гидромеханика. Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2005, 544 стр.
16. Zimmerman R.W., Flow in Porous Media, Petroleum Engineering, 2003
17. Шейдеггер А.Э., Физика течения жидкостей через пористые среды. Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2008, 254 стр.
18. Шахов Д., Гидродинамическое моделирование с помощью Eclipse. Schlumberger, 2014.
19. Дейк Л.П., Основы разработки нефтяных и газовых месторождений, Premium Engeneering, 2009, 570стр.
20. Телков А.П., Федорцов В.К., Брехунцов А.М., Развитие теории фильтрации жидкости и газа к горизонтальным стволам скважин. Тюмень, СибНАЦ, 2004, 290 стр.
21. Брилл Дж. П., Мукерджи Х., Многофазный поток в скважинах. Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2006, 384 стр.

22. Уиллхайт Г. Пол, Заводнение пластов. Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2009, 788 стр.