

ОБОСНОВАНИЕ ДЛИНЫ ПРОЕКТНЫХ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН С УЧЕТОМ ОПЫТА ЭКСПЛУАТАЦИИ СУЩЕСТВУЮЩИХ СКВАЖИН НА ПРИМЕРЕ ЭНТЕЛЬСКОЙ ПЛОЩАДИ МАМОНТОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Substantiation of planned horizontal well length, taking into account the operational background of existing wells using the example of Entelskaya area, Momontovskoye field

A semi-analytical model allowing for the forecast of well-rate, depending on the length of the horizontal wellbore has been created in the paper using the factual operation analysis data from producing horizontal wells. Using the above model, well-rates of planned wells have been calculated.

Р.Ю. Мухаметшина,
В.А. Еличев, А.А. Гусманов,
Т.С. Усманов, Л.Н. Барина,
ООО «ЮНГ-НТЦ Уфа»,
С.И. Спивак,
Институт нефтехимии
и катализа РАН,
О.В. Буков, А.Г. Пасынков
ОАО «Юганскнефтегаз»

Энтельская площадь находится на территории Нефтеюганского района Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области, площадь открыта в 1993 г., промышленная эксплуатация месторождения началась в 2001 году. Основной объем запасов сосредоточен в пласте БС₁₀ (97%). Нефтеносность пласта БС₁₀ связана с отложениями его верхней части, которая представлена, мощными монолитными песчаниками, а нижняя, более неоднородна и представлена переслаивающимися глинистыми и песчаными прослоями. Залежь горизонта БС₁₀ пластово-сводовая, водоплавающая, границы залежи контролируются структурным планом поднятия. Разработка пласта БС₁₀ осуществляется с использованием горизонтальных и вертикальных скважин без системы ППД на природном водонапорном режиме. Высокое энергетическое состояние залежи обеспечивается активной законтурной областью. Пластовое давление установилось, отборы жидкости не снижаются и компенсируются притоком воды из законтурной области. Исходя из степени выработки запасов, дальнейшее освоение пласта БС₁₀ Энтельской площади планируется осуществлять при помощи горизонтальных скважин. В связи с этим задача прогноза дебита горизонтальных скважин и обоснования длины горизонтального ствола является актуальной.

Целью настоящей работы является создание математической модели, описывающей зависимость дебита скважины от длины горизонтального ствола, и позволяющей качественно оценить влияние наиболее существенных факторов, особенно геометрических размеров фильтра, на дебит горизонтальных скважин.

Модель должна учитывать следующие характеристики:

- эллипсоидную форму зоны дренирования пласта;
- потери давления по длине горизонтального ствола;
- неравенство вертикальной и горизонтальной проницаемостей пласта;
- несовершенство вскрытия продуктивной части пласта ГС.

Сравнительный анализ основных формул для подсчета дебита ГС

В практике эксплуатации горизонтальных скважин существует ряд выражений для подсчета дебита. Приведем основные, наиболее применяемые из них.

Формула Ю.П. Борисова:

$$Q = \frac{2\pi kh\Delta p}{\mu \left[\ln \left(\frac{4R_k}{L} \right) + \frac{h}{L} \ln \left(\frac{h}{2\pi r_c} \right) \right]} \quad (1)$$

Формула S.Joshi:

$$Q = \frac{2\pi kh\Delta p}{\mu \left[\ln \left(\frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2} \right) + \frac{h}{L} \ln \left(\frac{h}{2r_c\pi} \right) \right]} \quad (2)$$

где $a = \frac{L}{2} \sqrt{\frac{1}{2} + \sqrt{\frac{1}{4} + \left(\frac{2R_k}{L} \right)^4}}$ — большая полуось эллипса дренирования.

Формула Giger:

$$Q = \frac{2\pi kh\Delta p}{\mu \left[\ln \left(\frac{1 + \sqrt{1 - (L/2R_k)^2}}{L/2R_k} \right) + \frac{h}{L} \ln \left(\frac{h}{2\pi r_c} \right) \right]} \quad (3)$$

Формула Renard-Dupuy:

$$Q = \frac{2\pi kh\Delta p}{\mu \left[\text{Arch}(\chi) + \frac{h}{L} \ln \left(\frac{h}{2\pi r_c} \right) \right]} \quad (4)$$

где:

$\chi = 2a/L$ — для эллипсоидной площади дренажа.

L — Длина горизонтальной скважины, м;

R_k — радиус кругового контура питания, м;

r_c — радиус скважины, м;

h — Эффективная толщина пласта, м;

a — главная полуось эллипса дренирования в горизонтальной плоскости, м;

k — Проницаемость пласта, м²;

Δp — перепад давления между границей контура питания и стенкой скважины, Па;

μ — вязкость пластового флюида, Па·с.

При выводе формул (1)-(4) использовались следующие предположения:

- 1) пласт считаем изотропным;
- 2) пластовая жидкость полагается вязкой, но несжимаемой;
- 3) фильтрация пластовой жидкости подчиняется линейному закону Дарси;
- 4) нефтяная залежь представляет собой круговой цилиндр высоты h с естественным режимом питания;
- 5) режим фильтрации стационарный;
- 6) пластовая жидкость характеризуется средними значениями вязкости;
- 7) трение в скважине не учитывается.

Рассмотрим каждую зависимость более подробно. Борисов при выводе своей формулы сначала рассмотрел наклонную скважину, которая вскрывает под углом α (от вертикали) продуктивный пласт, мощности h , от кровли до подошвы. В каждом слое будем иметь поток от кругового контура питания радиуса R_k к эллиптической скважине с полуосями a и $b = r_c$. Приток жидкости к эллиптической скважине выгля-

$$q = \frac{2\pi k\Delta p}{\mu \ln \left(\frac{2R_k}{a+b} \right)}$$

дит следующим образом: и дебит горизонтальной скважины длиной $2a$ определяется как предельной в задаче об установившемся притоке несжимаемой жидкости к эллиптической скважине с полуосями a и b при усло-

вии, что $b \rightarrow 0$, при этом из предыдущего выра-

$$q = \frac{2\pi k\Delta p}{\mu \ln \left(\frac{4R_k}{L} \right)}$$

жения получаем: $q = \frac{2\pi k\Delta p}{\mu \ln \left(\frac{4R_k}{L} \right)}$. Таким образом, полное фильтрационное сопротивление можно представить суммой 2-х сопротивлений: внешнего — от контура питания до прямолинейной вертикальной галереи, совпадающей с проекциями горизонтальной скважины на кровлю (или подошву) пласта, и внутреннего, обусловленного тем, что мы имеем в действительности не галерею, а скважину. Внешнее со-

противление определяется, как $\Omega = \frac{\mu}{2\pi kh} \ln \frac{4R_k}{L}$. Внутреннее сопротивление определим, так же, как и для одной вертикальной скважины в батарее, приняв, что мощность рассматриваемого пласта соответствует расстоянию между скважинами, а длина ствола горизонтальной скважины равна мощности в случае вертикаль-

ной скважины $\varpi = \frac{\mu}{2\pi kL} \ln \frac{h}{2\pi r_c}$. Сумма указанных сопротивлений даст нам отношение перепада давления к дебиту горизонтальной сква-

жины $\frac{\Delta p}{q} = \frac{\mu}{2\pi kh} \left(\ln \frac{4R_k}{L} + \frac{h}{L} \ln \frac{h}{2\pi r_c} \right)$. Откуда получаем формулу Борисова.

Для пласта с различными горизонтальной и вертикальной проницаемостями уравнение Лапласа, которое описывает установившейся режим фильтрации потока, имеет вид:

$$k_H \frac{\partial^2 p}{\partial x^2} + k_v \frac{\partial^2 p}{\partial z^2} = 0. \text{ Если } z' = z\sqrt{\frac{k_H}{k_v}}, \text{ то уравнение}$$

запишется в виде: $\frac{\partial^2 p}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 p}{\partial z'^2} = 0$. Таким образом, влияние анизотропии пласта можно учесть, если представить толщину пласта как:

$h' = h\sqrt{\frac{k_H}{k_v}}$, обозначив $\beta = \sqrt{\frac{k_H}{k_v}}$, из Борисова получим формулу, которая в литературе фигурирует под названием формулы Григулецкого:

$$Q = \frac{2\pi kh\Delta p}{\mu \left[\ln \left(\frac{4R_k}{L} \right) + \frac{h\beta}{L} \ln \left(\frac{\beta h}{2\pi r_c} \right) \right]} \quad (5)$$

Теперь рассмотрим цилиндрическую область дренирования скважины (в основании цилиндра лежит эллипс). Чтобы получить приближенные формулы (2)–(4) для дебита горизонтальной скважины, воспользуемся известным в подземной гидромеханике приемом: трехмерную задачу фильтрации заменим двумя плоскими задачами. Будем рассматривать тече-

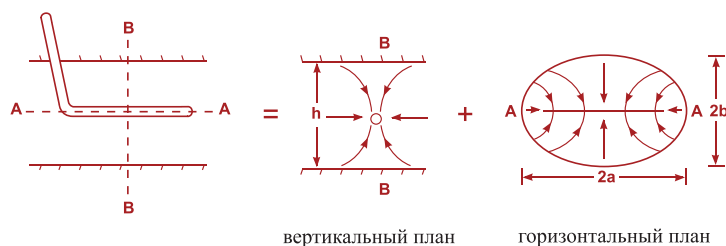


Рисунок 1. Приток к ГС в вертикальном и горизонтальном плане

ние жидкости в горизонтальном и вертикальном плане (см. рис.1)

В общем виде дебит ГС в горизонтальном плане будет выглядеть следующим образом:

$$Q_1 = \frac{2\pi k \Delta p}{\mu [\text{Arch}(\chi)]}, \text{ где } \chi \text{ отвечает за форму области дренирования. Для эллипсоидной формы}$$

$\chi = 2a/L$, тогда $\text{Arch}(2a/L) = \ln\left(\frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2}\right)$ и формула для дебита в горизонтальном плане

$$Q_1 = \frac{2\pi k \Delta p}{\mu \ln\left(\frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2}\right)}.$$

будет следующей:

А для дебита в вертикальном плане —

$$Q_2 = \frac{2\pi k \Delta p}{\mu \ln\left(\frac{h}{2r_c}\right)}.$$

Скомбинировав Q_1 и Q_2 , получим формулу Джоши (2) для расчета дебита горизонтальной скважины. Если же в (2) учесть анизотропию, то получим, что

$$Q = \frac{2\pi k h \Delta p}{\mu \left[\ln\left(\frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2}\right) + \frac{h \beta^2}{L} \ln\left(\frac{h}{2r_c \pi}\right) \right]} \quad (6)$$

(6)-формула Joshi для неоднородного пласта.

Если в (6) $L/2a \leq 1/2$, то, $a \approx R_k$ и получается формула Джигера (3).

Рассмотрев краткие выводы вышеперечисленных формул, видим, что они отличаются друг от друга первым слагаемым в знаменателе, который отвечает за приток в горизонтальном плане. Формулы Борисова и Джиггера получаются из формулы Джоши при различных аппроксимациях, а формула Ренарда-Дупайя — это общий вид для формул (1)–(3). Таким образом, наиболее точной является формула Джоши, и в дальнейших рассуждениях будем использовать ее. Кроме того, видно, что зависимость Джоши не учитывают потери депрес-

сии вдоль ствола, анизотропию пласта и скин-фактор. Поэтому следующим шагом уточнения модели будет учет этих параметров.

Учет трения в горизонтальных скважинах

Рассмотрим однородный пласт, бесконечный в горизонтальном плане и имеющий толщину h в вертикальном. Присутствует одна фаза, с заданной вязкостью μ . Скважина представляет собой цилиндрический канал радиуса r_c длиной L . Предположив одномерность потока внутри цилиндра, получим, что давление на поверхности цилиндра постоянно в радиальном плане и задается некоторой функцией $P(x)$. $P_k(x)$ — давление на контуре питания.

Поток по стволу скважины записывается следующим образом

$$\frac{dq_w(x)}{dx} = -q_s(x)$$

Тогда плотность потока флюида через боковую поверхность единицы длины скважины $q_s(x)$ можно записать:

$$q_s(x) = J(x)(p_k - p(x)),$$

где $J(x)$ — индекс продуктивности единицы длины скважины;

Для описания потока флюида в поперечном сечении скважины

q_w записывается следующее уравнение:

$$\frac{dq_w(x)}{dx} = J(x)(p_k - p(x)) \quad (7)$$

Для горизонтальной скважины коэффициент продуктивности может быть вычислен по формуле Джоши:

$$J(x) = \frac{2\pi k}{\mu \left[\frac{L}{h} \ln \frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2} + \ln \frac{h}{2\pi r_c} \right]}$$

Эффект потерь давления на трение вдоль горизонтального участка скважины можно учесть с помощью формулы Дарси-Вейсбаха:

$$\frac{dp}{dx} = f \frac{\rho q_w^2}{4\pi^2 r_c^5} \quad (8)$$

где f — коэффициент трения.

Значение f зависит от режима течения, определяемого по значению числа Рейнольдса

$$N_{Re} = \frac{2\rho q_w}{\mu \pi r}$$

Для турбулентного течения по корреляции Блазиуса коэффициент трения выглядит следующим образом:

$$f = \frac{0.316}{N_{Re}^{0.25}}$$

Далее решая совместно уравнения (7) и (8), и учитывая граничные условия:

$$\text{Забойное давление: } p(x)|_{x=0} = p_0$$

Отсутствие потока через дно скважины:

$$\left. \frac{dp(x)}{dx} \right|_{x=L} = 0$$

получим зависимость длины скважины L от полного дебита скважины Q :

$$L = \int_0^Q \frac{dq_w(x)}{\sqrt{2J \int_Q^{q_w(x)} \frac{dp}{dx} dq_w(x) + J^2 \Delta p_0^2}} \quad (9)$$

Здесь $\Delta p_0 = p_k - p(0)$.

Численный анализ математической модели применительно к Энтельской площади Мамонтовского месторождения

На Энтельской площади Мамонтовского месторождения имеются две горизонтальные скважины 1g и 3g и еще две горизонтальные скважины 4g и 5g предполагается пробурить.

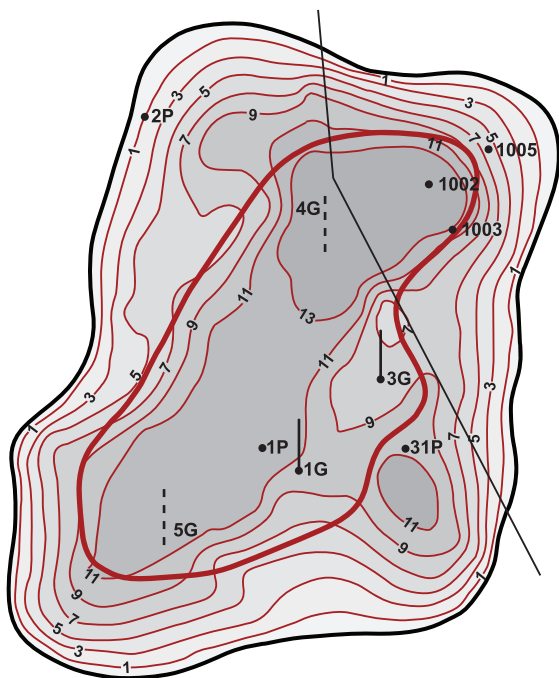


Рисунок 2. Карта нефтенасыщенных толщин Энтельской площади Мамонтовского месторождения

Карта нефтенасыщенных толщин Энтельской площади представлена на рисунке 2. Рассчитаем для этих скважин оптимальную длину горизонтального ствола. Для этого сопоставим дебит, рассчитанный по формулам (1)—(4) с фактическим. Рассмотрим горизонтальные скважины 1g и 3g. Для всех скважин принимаем, что $r_c = 0,1$ м., $R_k = 550$ м., $\Delta P_0 = 110 \cdot 10^5$ Па.

Пластовая нефть имеет следующие характеристики: $\mu = 0,00291$ Па·с., $\rho = 833$ кг/м³;

Параметры скважин

1g	3g
$K_h = 152$ мД	$K_h = 153$ мД
$h = 11$ м.	$h = 13$ м.
$Q_{1g} = 1640$ т/сут.	$Q_{3g} = 1857$ т/сут.
$L_{1g} = 548$ м.	$L_{3g} = 553$ м.

Для проектных скважин 4g и 5g проницаемости получены из гидродинамической модели и составляют 110 и 210 мД соответственно, а толщины — 11,6 и 12 м. Результаты расчетов приведены в таблице 1.

Таблица 1. Результаты расчета дебита для скважин 1g и 3g

Формула	Дебит расчетный (т/сут)	
	1g	3g
Джоши	1999	2402
Борисова	2001	2436
Джиггера	2101	2560
Ренарду и Дупай	1999	2402

Фактический дебит скважин 1g и 3g равен 1641 и 1857 т/сут. соответственно. Из таблицы 1 видно, что причина расхождения расчетного дебита от фактического заключается в том, что модели не учитывают анизотропию пласта, скин-эффект и потери депрессии на трение вдоль горизонтального участка скважины. Учет трения может быть произведен исходя из формулы (8) и далее из (9) построены необходимые зависимости.

Уравнение (9) еще не учитывает анизотропию пласта и скин-фактор. Анизотропию пласта и скин можно учесть в коэффициенте продуктивности по Джоши, который для неоднородного пласта и несовершенной скважины выглядит следующим образом

$$J(x) = \frac{2\pi k}{\mu \left[\frac{L}{h} \ln \frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2} + \beta^2 \ln \frac{h}{2\pi r_c} + S \right]} \quad (10)$$

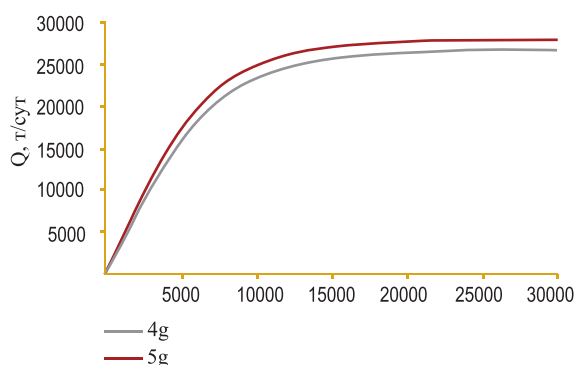


Рисунок 3. Зависимость дебита от длины ствола ГС

где $\beta = \sqrt{\frac{k_H}{k_V}}$ — параметр анизотропии, S — скин-фактор.

Значения этих параметров нам не известны. Поскольку на Энтельской площади уже имеются две работающие скважины, 1g и 3g для которых известны длина ствола и дебит, можем подобрать β и S так, чтобы расчетный дебит этих скважин совпадал с фактическим. Таким образом, подставив в формулу (9) и (10) необходимые значения для 1g и 3g, приходим к следующей системе из двух интегральных уравнений, где неизвестными являются β , S_{1g} и S_{3g} . Эти величины являются оптимизационными параметрами.

$$\begin{cases} L_{1g} = \int_0^{Q_{1g}} \frac{dq_w(x)}{\sqrt{2J \int_{Q_{1g}}^{q_w(x)} \frac{dp}{dx} dq_w(x) + J^2 \Delta P_0^2}} \\ L_{3g} = \int_0^{Q_{3g}} \frac{dq_w(x)}{\sqrt{2J \int_{Q_{3g}}^{q_w(x)} \frac{dp}{dx} dq_w(x) + J^2 \Delta P_0^2}} \end{cases}$$

Если правые части уравнений системы обозначить за F_{1g} и F_{3g} соответственно, то задача оптимизации может быть сведена к задаче ус-

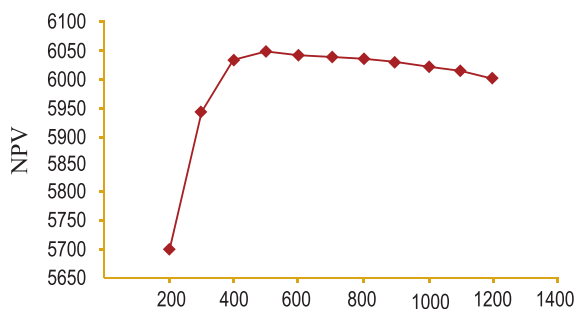


Рисунок 5. Зависимость NPV от длины ствола ГС

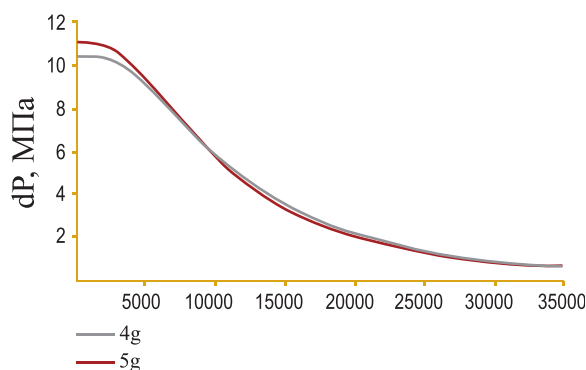


Рисунок 4. Зависимость депрессии от длины ГС

ловной минимизации функционала $\Phi = (L_{1g} - F_{1g})^2 + (L_{3g} - F_{3g})^2 \rightarrow \min$

$$\beta > 0; S_{1g} > -4.7; S_{3g} > -4.7$$

Решая которую методом покоординатного спуска получаем, что $\beta^2 \approx 7$, $S_1 = 0.96$, $S_2 = 1.21$.

Полагая, что анизотропия по всему пласту равна 7, а скин для этих скважин примерно одинаковый, применим данную модель (9) для расчета оптимальной длины скважин 4g и 5g, которые предполагается пробурить. В результате получили следующие зависимости:

Из данных графиков видно, что падение депрессии (в результате трения) по длине горизонтальной части ствола ограничивает дебит только после 10 000 метров. Таким образом, длина скважины должна выбираться, опираясь на технический и экономический критерии. Техническим критерием в нашем случае является производительность насосов — до 2000 т/сут. Экономическим критерием примем накопленный дисконтированный поток денежной наличности — NPV. Оптимальной является такая длина скважины, при которой будет NPV максимальным. Т.е. $NPV \rightarrow \max$, где

$$NPV = -K + \sum_{i=1}^T D^i \lambda_i,$$

D^i — Поток наличности в i -ый год;

λ_i — Дисконтированный показатель;

K — Капитальные вложения.

Чтобы рассчитать экономический критерий воспользуемся гидродинамической моделью пласта БС₁₀ Энтельской площади. Рассмотрим, как изменяется накопленная добыча нефти с увеличением длины горизонтальных скважин 4g и 5g с 200 до 1200 метров. Полученная зависимость NPV от длины горизонтального ствола

Из графика видно, что максимальный NPV достигается при длине скважин $L \approx 500$ м. При дальнейшем увеличении длины горизон-

тального ствола NPV снижается. Такое поведение обусловлено интерференцией скважин и влиянием близости контура нефтеносности. С учетом сказанного оптимальная длина горизонтальных участков скважин 4g и 5g составит 500 ± 50 метров, а максимальный дебит жидкости при забойном давлении $110 \cdot 10^5$ Па будет равен 1100 т/сут и 1900 т/сут соответственно.

Заключение

Получена полуаналитическая модель, описывающая зависимость дебита скважины от

длины горизонтального ствола. Показано что, падение депрессии в результате трения по длине горизонтальной части ствола ограничивает дебит только после 10 000 метров. На основе технико-экономического критерия были определены длины проектных скважин 4g и 5g. Оптимальная длина горизонтального участка должна составлять 500 ± 50 м.

С помощью полученной зависимости обоснован максимальный дебит проектных скважин при оптимальной длине горизонтального ствола, который составит 1100 т/с и 1900 т/с для скважин 4g и 5g соответственно.

ЛИТЕРАТУРА

1. Horizontal well technology. S. D. Joshi, Ph. D. Joshi Technologies International, Inc. — Tulsa, OK, U.S.A. 1990 г.

2. Ю.П. Борисов, В.П. Пилатовский, В.П. Табаков. Разработка нефтяных месторождений горизонтальными и многозабойными скважинами. — Недра 1964 г.

3. Т.Г. Бердин. Проектирование разработки нефтегазовых месторождений системами горизонтальных скважин. — Недра 2001 г.

4. Методы теории функции комплексного переменного // М.А. Лаврентьев, Б.В. Шабат. — М.: Наука, 1965, 716 с.

5. Augmentation of well productivity with slant and horizontal wells. S.D. Joshi, SPE, Phillips Petroleum Co.

6. Лысенко В.Д. Проблемы разработки нефтяных месторождений горизонтальными скважинами // Нефтяное хозяйство. — 1997. — №7. — С. 19—24.

7. Керимов М.З. Основные особенности разработки нефтегазовых месторождений горизонтальными скважинами // Нефтяное хозяйство. — 2001. — №12. — С. 44—48.

8. Савельев В.А., Сугаипов Д.А. Дебиты горизонтальных скважин в пластах с высокими вертикальной анизотропией и расчлененностью // Нефтяное хозяйство. — 2003. — №11. — С. 68—70.



Спивак Семен Израилевич,
д. ф.-м. н., профессор
Зав. лаб. математической химии института нефтехимии и катализа РАН.
Тел.: (3472) 73-61-62

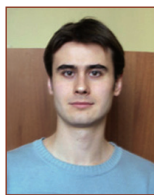
E-mail: spivak@bsu.bashedu.ru



Мухаметшина Регина Юрьевна,
Инженер сектора проектирования разработки Приобского месторождения ООО «ЮНГ-НТЦ Уфа»
Тел.: (3472) 28-57-61

доп. 416

E-mail: MuhametshinaRU@ufantc.ru



Еличев Виталий Александрович,
Младший научный сотрудник УГАТУ
Тел.: (3472) 72-17-39
E-mail: vitaliy@ufanipi.ru



Гусманов Альберт Алмасович к.х.н.
Зав. сектором проектирования разработки Приобского месторождения ООО «ЮНГ-НТЦ Уфа»
Тел.: (3472) 28-81-32

E-mail: GusmanovAA@ufantc.ru



Усманов Тимур Салаватович к.х.н.
Зав. лаборатории разработки Приобского месторождения ООО «ЮНГ-НТЦ Уфа»
Тел.: (3472) 28-81-32

E-mail: UsmanovTS@ufantc.ru



Барина Людмила Николаевна,
Зав. отделом разработки ООО «ЮНГ-НТЦ Уфа»
Тел.: (3472) 28-37-00
E-mail: Barinova@ufantc.ru



Пасынков Андрей Героевич,
Главный геолог ОАО «Юганскнефтегаз»
Тел.: (3461) 23-52-13
E-mail: PasyunkovAG@yungjsc.com

www.ogbus.ru

Козлов С.А.

ИНЖЕНЕРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ СТРАТИФИКАЦИЯ ЗАПАДНО-АРКТИЧЕСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ
http://www.ogbus.ru/authors/Kozlov/Kozlov_3.pdf

Выделена последовательность инженерно-геологических комплексов и мегагоризонтов, слагающих Западно-Арктическую нефтегазоносную провинцию. Приведены данные об условиях формирования, составе и физико-механических свойствах горных пород и отложений.

Козлов С.А.

ОЦЕНКА УСТОЙЧИВОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ СРЕДЫ НА МОРСКИХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ УГЛЕВОДОРОДОВ В АРКТИКЕ
http://www.ogbus.ru/authors/Kozlov/Kozlov_1.pdf

Показаны факторы, определяющие устойчивость геологической среды при строительстве и эксплуатации нефтегазовых сооружений на арктическом шельфе. Оценена предполагаемая осадка донной поверхности при извлечении углеводородов, показаны возникающие при такой оценке проблемы. Приведены данные по устойчивости геологической среды шельфа при строительстве и эксплуатации придонных сооружений, включая подводные газопроводы. Предложена система мероприятий по предупреждению серьезных нарушений геологической среды.

www.ogbus.ru