

контакта нефть-вода. Построение ИВНК на основе метода термогидродинамической визуализации трещин позволяет получить более реальную оценку положения контакта нефть-вода и лучше других методов объясняет невысокую обводненность залежи в целом.

Литература

1. Вершовский В.Г. Анализ текущего состояния разработки месторождения Белый Тигр и Дракон / В.Г. Вершовский, М.Т. Ле // Отчет о научно-исследовательской работе СП «Вьетсовпетро». – 2009. - 155 с.
2. Горшенев В.С. Новый подход к определению положения искусственного водонефтяного контакта в нефтеносных гранитах / В.С. Горшенев, В.Ф. Штырлин, А.В. Фомкин, В.В. Плынин // Нефтяное хозяйство. - 2006. - № 6. - С. 44 - 46.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВОДОНЕФТЯНОГО КОНТАКТА В ЗАЛЕЖИ ФУНДАМЕНТА МЕСТОРОЖДЕНИЯ БЕЛЫЙ ТИГР

Фан Куок Хань

Научный руководитель профессор Ю.В. Савиных

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Постановка задачи

Нефтяные залежи часто имеют куполообразную форму, в которой вода содержится в нижней, а газовая шапка в верхней части пласта. Поверхность раздела между флюидами по результатам исследования считается плоской [1].

Задача определения газонефтяного контакта (ГНК) и водонефтяного контакта (ВНК) по измерению пластовых давлений в газовой шапке, в зоне, содержащей нефть и в области подошвенной воды уже давно известна [1]. Ниже мы покажем улучшенный метод для определения ВНК и его применение в гидродинамических условиях, когда нефть вытесняется водой.

Связь гидростатического и гидродинамического давлений

Перемещение любого фазового флюида в залежи подчиняется линейному закону [2]:

$$V = (k/\mu) \nabla P \tag{1}$$

где V - скорость фильтрации, k - проницаемость, μ - вязкость флюида, ∇P – градиент давления. Во время проведения исследования посуточно закачивали в фундамент 54000 м³ воды. В пластовых условиях, закачанная вода расширяется и её объем будет равен 57660 м³. Площадь Центрального блока фундамента 46,5 км². И так, средняя скорость фильтрации по вертикале равна 1,24 мм/сут. Средняя вязкость нефти равна 4,2·10⁻⁴ Па·с.

Проницаемость пород значительно изменяется по площади и глубине залежи. Нижняя часть пласта и удаленная от Центрального блока зона характеризуются низким значением коэффициента проницаемости, несколько мД; в верхней части пласта проницаемость пород может достигать сотни мД.

Расчёт перепада гидродинамического давления на каждые 100 м показывает, что проницаемость пород k равны 1, 10 и 100 мД, перепады давления ΔP будут равны 6,03; 0,603; 0,060 кг/см² соответственно. Перепад гидростатического давления нефти на каждые 100 м постоянно равен 6,43 кг/см². В результате перепад гидродинамического давления равен перепаду гидростатического давления в случае $k = 1$ мД, в 10 раз меньше, если $k = 10$ и в 100 раз меньше, если $k = 100$ мД.

При $k > 100$ мД, перепад гидродинамического давления незначителен и при проведении расчётов можно им пренебречь.

Если $k < 100$ мД, нельзя пренебречь перепадом гидродинамического давления при проведении расчётов.

Если $k < 10$ мД, перепад гидродинамического давления значителен, нужно его подробно рассматривать в расчёте.

Если $k < 1$ мД, перепад гидродинамического давления больше перепада гидростатического давления, поэтому обобщенная методика для расчёта перепада гидростатического давления для определения водонефтяного контакта в гидродинамических условиях разработки залежи затрудняется.

Определение положения статического равновесия ВНК в залежи массивного типа по данным забойных давлений

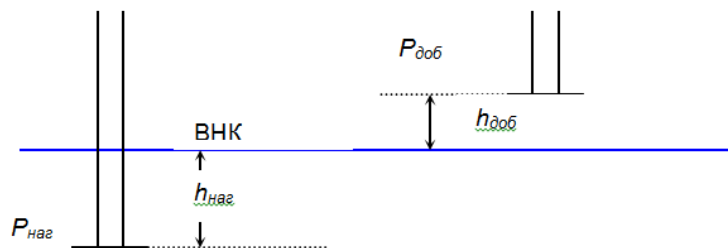


Рис. Схема расположения скважин и водонефтяного контакта

СЕКЦИЯ 11. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

В положении равновесия поверхность ВНК является плоской. Из рис. видно, что:

$$P_{ВНК} = P_{доб} + \rho_n g h_{доб}; P_{ВНК} = P_{наг} + \rho_e g h_{наг}; h_{доб} + h_{наг} = h \quad (2)$$

$P_{ВНК}$, $P_{доб}$, $P_{наг}$ – давления в ВНК, добывающих и нагнетательных скважинах соответственно; ρ_e , ρ_n , ρ_w – плотность газа, нефти и воды соответственно; g – ускорение свободного падения; $h_{доб}$, $h_{наг}$ – расстояние между добывающими, нагнетательными скважинами и ВНК соответственно.

Для упрощения расчёта, ось Z направлена вниз. Обозначаем $Z_{ВНК}$, $Z_{доб}$, $Z_{наг}$ – расстояние от оси абсцисс до рассмотренных точек (по абсолютной глубине). Тогда уравнения (2) имеют вид:

$$P_{ВНК} = P_{доб} + \rho_n g (Z_{ВНК} - Z_{доб}); P_{ВНК} = P_{наг} - \rho_e g (Z_{наг} - Z_{ВНК}); Z_{наг} - Z_{доб} = h \quad (3)$$

Из уравнений (3), положение ВНК определяется по формуле:

$$Z_{ВНК} = \frac{(\rho_e Z_{наг} - \rho_n Z_{доб})g - (P_{наг} - P_{доб})}{(\rho_e - \rho_n)g} \quad (4)$$

Упрощаем уравнение (4) в соответствии со значениями пластового давления ($\text{кг/см}^2 = \text{г.кг/см}^2$) и других физических величин, приведенные в системе СИ. Тогда уравнение (4) имеет вид:

$$Z_{ВНК} = \frac{(\rho_e Z_{наг} - \rho_n Z_{доб})g - 10 \cdot (P_{наг} - P_{доб})}{(\rho_e - \rho_n)g} \quad (5)$$

Скорость перемещения ВНК определяется из формулы (5) и имеет вид:

$$V_{ВНК} = \frac{10}{\rho_e - \rho_n} \left(\frac{dP_{наг}}{dt} - \frac{dP_{доб}}{dt} \right) \quad (6)$$

Разность плотности между водой и нефтью рассчитана в тоннах/м³, для фундамента месторождения Белый Тигр $\rho_e - \rho_n = 0,32$. Для эффективного применения формулы (6) необходимо измерять пластовое давление более регулярно, где отмечен подток воды.

Методы быстрого расчёта уровня поднятия ВНК в фундаменте месторождения Белый Тигр

Пластовые давления в верхней части добывающих скважинах Центрального блока фундамента месторождения Белый Тигр одинаковы и попадают в интервал 239 ÷ 245 кг/см².

Методика быстрого расчёта использует пластовое давление, приведенное к абсолютной глубине -3050 и -4000 м, измеренное в добывающих и нагнетательных скважинах. Свойства используемых для расчёта вод определены для глубины -4000 м, температура 45С⁰ и давление 310 кг/см². Свойства извлеченной пластовой нефти определены для глубины -3400 м, температуре 138С⁰ и давлении 270 кг/см², плотности воды и нефти: $\rho_e = 0,9591$; $\rho_n = 0,6431$, то есть $\Delta\rho = 0,316$. Тогда из (5), получаем:

$$Z_{ВНК} = 5934 - 31,6(P_{наг} - P_{доб}) \quad (7)$$

Значения приведенного давления в добывающих скважинах на 01.01.2014 попадают в интервал 135 ÷ 145 кг/см², а в нагнетательных скважинах в интервал 200 ÷ 235 кг/см². Результаты определения водонефтяного контакта приведены в таблице 2.

Таблица 2

Результаты быстрого определения водонефтяного контакта в фундаменте месторождения Белый Тигр

$\begin{matrix} P_{наг} \\ P_{доб} \end{matrix}$	200	205	210	215	220	225	330	335
135	3880	3722	3564	3406	3248	3090	2932	2774
136	3912	3754	3596	3438	3280	3122	2964	2806
137	3943	3785	3627	3469	3311	3153	2995	2837
138	3975	3817	3659	3501	3343	3185	3027	2869
139	4006	3848	3690	3532	3374	3216	3058	2900
140	4038	3880	3722	3564	3406	3248	3090	2932
141	4070	3912	3754	3596	3438	3280	3122	2964
142	4101	3943	3785	3627	3469	3311	3153	2995
143	4133	3975	3817	3659	3501	3343	3185	3027
144	4164	4006	3848	3690	3532	3374	3216	3058
145	4196	4038	3880	3722	3564	3406	3248	3090

Так как ВНК расположен в интервале 3050 ÷ 4000 м, то приведенное давление нагнетательных скважин должно удовлетворять таким условиям:

$$P_{доб} + \rho_n g (4000 - 3050) \leq P_{наг} \leq P_{доб} + \rho_e g (4000 - 3050) \quad (8)$$

И так, из уравнения (8):

$$61 \leq P_{\text{наг}} - P_{\text{доб}} \leq 91 \quad (9)$$

Эти условия не выполняются в случае, если нагнетательные скважины находятся в изоляционных зонах или закачка воды приводит к резкому увеличению давления. В этом случае определение ВНК затрудняется и получаемый результат не достоверен.

Литература

1. Жданов М.А. Нефтепромысловая геология, Гостехиздат, Москва, 1962
2. Голф-Рахт Т. Д. Основы нефтепромысловой геологии и разработки трещиноватых коллекторов. -М. Недра, 1986. - 608 с.

ИССЛЕДОВАНИЕ ОБРАЗОВАНИЯ И УРОВНЯ ОСАЖДЕНИЯ НЕОРГАНИЧЕСКИХ СОЛЕЙ В ПРОЦЕССЕ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА

Фан Чыонг Бао

Научный руководитель ассистент Е.В. Курганова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Аннотация: Солевое осаждение вызывает множество трудностей в процессе добычи нефти и газа, особенно в шахтах с использованием впрыска воды для поддержания давления в резервуаре. Неорганические карбонатные и сульфатные соли (такие как CaCO₃, CaSO₄, BaSO₄) могут осаждаться в резервуарах и горном оборудовании из-за изменений температурных условий давления и химического равновесия в процессе эксплуатации. Статья является результатом изучения механизмов формирования и оценки способов образования и осаждения неорганических осадков в процессе разведки нефти и газа для обеспечения безопасной и эффективной эксплуатации системы.

1. Способность рассеивать морскую воду

Влияние температуры на тенденцию осаждения

Экспериментальные результаты показывают, что температура оказывает важное влияние на растворимость и рост кристалла. Было проведено исследование растворимости некоторых неорганических веществ, таких как BaSO₄, CaSO₄, CaCO₃, SrSO₄, BaSO₃, при температурах от 25 до 90 °С. Результаты обобщены в таблице 1 и на рис. 1 и рис.2.

Рис.1 и рис.2 показывает, что уровень кальция снижается из-за образования карбоната кальция или остатков сульфата кальция. Концентрация бария вместе с градиентом температуры указывает на результат растворения сульфата бария. Содержание бикарбоната и карбоната в растворе уменьшается, когда температура увеличивается. [1,2]

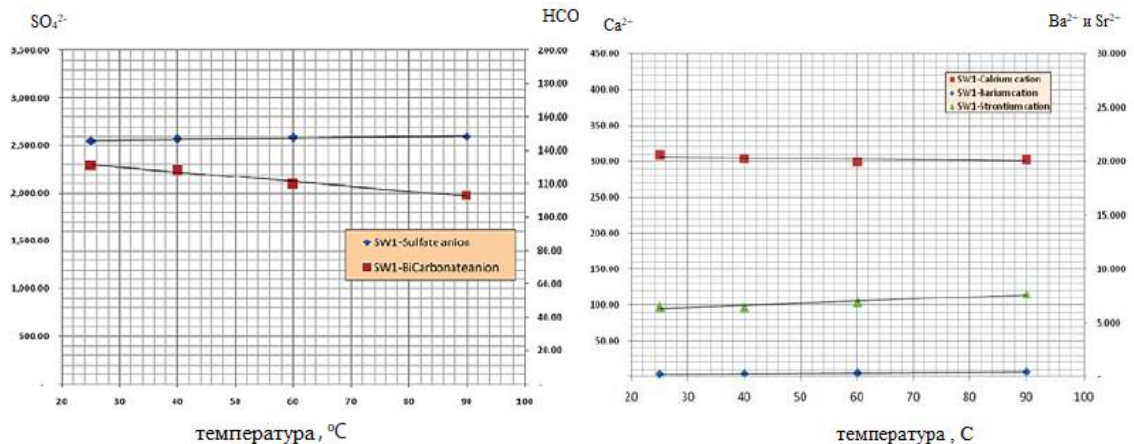
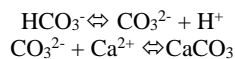


Рисунок1. Концентрация анионов зависит от температур[2]

Рисунок.2. Концентрация катионов зависит от температур[2]